

Resultados 4T25/2025

Energia para um futuro
mais sustentável



VIDEOCONFERÊNCIA
06 de março de 2026

Horário: 11h00 (BRT) | 09h00 (ET)

Videoconferência em português com
tradução simultânea para o inglês

[Clique aqui](#) ou pelo QR Code





Mensagem do Presidente

Encerramos 2025 e venho aqui mais uma vez compartilhar resultados consistentes. Alcançamos um EBITDA de R\$ 3,4 bilhões, alta de 4%, e Lucro Líquido de R\$ 1,6 bilhão no trimestre. Fechamos o ano com EBITDA de R\$ 13,5 bilhões e Lucro Líquido de R\$ 5,7 bilhões, registrando um aumento de 2,4% e uma leve redução de 0,3%, respectivamente. Foram períodos marcados por redução de custos, busca de eficiência operacional e crescimento dos nossos negócios, além de grandes desafios regulatórios.

No segmento de Distribuição, destaque para a PDD (Provisão para Devedores Duvidosos), que registrou uma redução de 7,4% no trimestre, alcançando um indicador de PDD/Receita de Fornecimento de 0,87%, ante 0,90% no mesmo período de 2024. No ano, reduzimos essa provisão em 26,2%, alcançando um indicador de PDD/Receita de Fornecimento de 0,87%, ante 1,13% em 2024.

Já as vendas de energia registraram queda de 2,2% no trimestre e de 0,7% no ano, influenciadas pelas temperaturas mais amenas e o contínuo avanço da geração distribuída. Desconsiderando esses efeitos, o mercado na área de concessão continua apresentando boa performance nas classes residencial e comercial, além de um leve crescimento na indústria. Esse desempenho, aliado aos reajustes tarifários positivos dos últimos 12 meses, garantiu um crescimento do EBITDA do segmento, com altas de 24,0% no trimestre e de 13,8% no ano.

Para o segmento de Geração, 2025 foi marcado pela intensificação dos cortes de energia impostos às nossas usinas eólicas (*curtailment*), em função do aumento da complexidade da operação do sistema elétrico. Os ventos tiveram performance semelhante ao ano anterior, mas os cortes efetuados pelo ONS foram maiores, atingindo 35,8% da nossa geração potencial total no trimestre e 30,8% no ano. Isso gerou um impacto de R\$ 210 milhões no 4T25 e de R\$ 558 milhões no ano. Tema tão relevante precisou ser discutido com o poder público e demais agentes, em busca de uma compensação para os impactos sofridos pelos geradores de fontes renováveis. E terminamos o ano com a publicação da Lei 15.269, que determinou o ressarcimento dos cortes por indisponibilidade de rede e confiabilidade do sistema a partir de setembro de 2023. A nova legislação também introduziu compensações e criou incentivos para soluções mais estruturais para o setor, como o armazenamento.

Outro destaque dos resultados de 2025 foi o recorde histórico alcançado por nossas empresas financeiras: CPFL Total e Alesta. Pela primeira vez, elas alcançaram um EBITDA de R\$ 100 milhões! São dois negócios que integram energia, tecnologia e serviços financeiros, que estão ganhando visibilidade e alcançando grandes marcos.

No que se refere ao Capex, neste trimestre, realizamos investimentos no montante total de R\$ 1,7 bilhão. No ano, o Capex alcançou R\$ 6,1 bilhões, mantendo o compromisso com nosso plano de investimentos, que tem como objetivo a manutenção e expansão de redes de distribuição e transmissão, além da implementação de novas tecnologias.

E as perspectivas para os próximos anos continuam muito positivas. Recentemente, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou o novo Plano de Investimentos 2026-2030, que prevê a destinação de R\$ 31,1 bilhões para os negócios já existentes, com destaque para R\$ 25,3 bilhões no segmento de distribuição e R\$ 4,5 bilhões no negócio de transmissão.

Esses investimentos são sustentados por financiamentos obtidos com base no nosso compromisso de gestão de caixa e otimização da estrutura de capital, seguindo a nossa já característica disciplina financeira. Apresentamos ao fim desse ano uma alavancagem de 2,30x Dívida Líquida/EBITDA, no critério de medição dos *covenants* financeiros, e posição de caixa de R\$ 2,9 bilhões. Com relação aos dividendos relativos ao resultado do exercício de 2025, a Administração decidiu propor o montante de R\$ 4.300 milhões, correspondendo a R\$ 3,73/ação e refletindo um *payout* de 90% do lucro caixa. O valor será distribuído após a aprovação em AGO, a ser realizada em 29 de abril.

No âmbito ESG, destaco que a CPFL Energia alcançou, pela primeira vez, a avaliação “double A”, em Mudanças Climáticas e Segurança Hídrica, no *Carbon Disclosure Project* (CDP). A Companhia responde ao questionário do CDP continuamente desde 2016 e, neste ano, alcançou pela segunda vez a avaliação “A” em Mudanças Climáticas e pela primeira vez a avaliação “A” em Segurança Hídrica, patamares mais altos concedidos pela instituição, sendo reconhecida como uma das empresas com maior transparência e melhor performance nesses temas. Apenas seis empresas no Brasil alcançaram esse mesmo feito!

Encerro essa mensagem reforçando o compromisso, respeito e confiança com os acionistas, clientes, parceiros, sociedade e demais stakeholders e agradecendo a todos os colaboradores do Grupo CPFL pelos resultados alcançados. Nossos resultados evidenciam a excelência com que o grupo CPFL vem executando seu trabalho, com o foco em investimentos, eficiência operacional e disciplina financeira. Ressalto também que a CPFL Energia continuará em 2026 olhando para o futuro, investindo em inovação e resiliência de rede, a fim de garantir a qualidade do atendimento dos nossos clientes, além de fortalecer o nosso compromisso frente às mudanças climáticas. Assim, seguimos construindo o futuro da CPFL Energia.

Gustavo Estrella | Presidente da CPFL Energia

Resumo dos Principais Indicadores

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Carga na Área de Concessão GWh	17.671	17.979	(308)	-1,7%	72.444	72.793	(350)	-0,5%
Vendas na Área de Concessão GWh	18.157	18.559	(402)	-2,2%	72.379	72.897	(519)	-0,7%
<i>Mercado Cativo</i>	9.022	9.990	(968)	-9,7%	37.078	40.599	(3.521)	-8,7%
<i>Cliente Livre</i>	9.135	8.569	566	6,6%	35.301	32.299	3.002	9,3%
Receita Operacional Bruta	17.432	16.484	948	5,8%	64.777	61.085	3.693	6,0%
Receita Operacional Líquida	11.834	11.946	(112)	-0,9%	44.368	42.628	1.740	4,1%
EBITDA⁽¹⁾ Consolidado	3.408	3.276	132	4,0%	13.452	13.134	318	2,4%
<i>Distribuição</i>	2.334	1.882	451	24,0%	8.831	7.760	1.071	13,8%
<i>Geração</i>	1.013	1.107	(94)	-8,5%	3.744	4.026	(282)	-7,0%
<i>Transmissão</i>	87	268	(181)	-67,5%	866	1.131	(265)	-23,4%
<i>Comercialização, Serviços & Outros</i>	(26)	18	(45)	-	11	217	(206)	-94,9%
Lucro Líquido Consolidado	1.565	1.574	(9)	-0,6%	5.743	5.762	(19)	-0,3%
<i>Distribuição</i>	1.135	750	384	51,2%	3.871	2.997	874	29,2%
<i>Geração</i>	561	652	(91)	-14,0%	1.929	2.231	(302)	-13,5%
<i>Transmissão</i>	(19)	168	(188)	-	269	608	(339)	-55,8%
<i>Comercialização, Serviços & Outros</i>	(111)	4	(115)	-	(326)	(74)	(252)	339,0%
Dívida Líquida⁽²⁾	30.530	26.955	3.575	13,3%	30.530	26.955	3.575	13,3%
Dívida Líquida / EBITDA ⁽²⁾	2,30	2,07	-	10,9%	2,30	2,07	-	10,9%
Investimentos ⁽³⁾	1.719	1.894	(175)	-9,2%	6.112	5.795	317	5,5%
Preço da Ação (R\$/ação)	51,46	31,59	19,87	62,9%	51,46	31,59	19,87	62,9%
Volume Médio Diário	96	61	35	57,7%	72	63	9	14,9%

Notas:

- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Resolução CVM 156/22. Vide cálculo no item 2.1 deste relatório;
- (2) No critério dos *covenants* financeiros, que considera a participação da CPFL Energia nos projetos de geração;
- (3) Não inclui obrigações especiais.



Os dados que constam desse release bem como um maior detalhamento deles estão disponíveis em Excel, na **Base Histórica de Informações** da CPFL Energia, disponível no site de RI. **Para acessá-la, [clique aqui](#).**

Em caso de dúvidas, [Fale com o RI](#).

Destaques



EBITDA

R\$ 13.452

milhões (+2,4%)



Lucro Líquido

R\$ 5.743

milhões (-0,3%)



Dívida Líquida

R\$ 30,5

bilhões e alavancagem de **2,30x** (Dívida Líquida/ EBITDA¹)



CAPEX

R\$ 6.112

milhões (+5,5%)

Recorde Histórico



PDD

Distribuição

-26,2%

e índice PDD/Receita² de **0,87%**



Proposta de pagamento de dividendos no valor de

R\$ 4.300 milhões,

R\$ 3,73/ação, maior **dividendo por ação** desde o Re-IPO, e um **payout de 90%**³



As financeiras **Alesta** e **CPFL Total** atingiram **Recorde Histórico de EBITDA**, no montante de R\$ 100 milhões



Atualizamos o **Plano de Capex** para o ciclo **2026-2030**, com **investimento estimado de R\$ 31,1 bilhões**, e R\$ 25,3 bilhões alocados no segmento de Distribuição



A **CPFL Energia** obteve pela **1ª vez**, o **score "double A"** em **Mudanças Climáticas** e **Segurança Hídrica** no *Carbon Disclosure Project (CDP)*



A **CPFL Energia** é a **1ª Companhia Brasileira de Energia** a ser reconhecida no **Prêmio Corporate Impact** pela **S&P Global Energy**, por sua **atuação** diante da **calamidade no Rio Grande do Sul**

1) No critério dos *covenants* financeiros; 2) Receita de Fornecimento; 3) Lucro caixa.

Índice

1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA	6
1.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....	6
1.2) Endividamento	13
1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS.....	13
1.2.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	15
1.3) Investimentos	16
1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento	16
1.3.2) Investimentos Previstos	16
2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG	17
2.1) Plano ESG 2030	17
2.2) Principais Indicadores	18
3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS	20
3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO	20
3.1.1) Desempenho Operacional	20
3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas Área de Concessão	20
3.1.1.2) Venda de Energia Área de Concessão	20
3.1.1.3) Inadimplência.....	21
3.1.1.4) Perdas	21
3.1.1.5) DEC e FEC.....	22
3.1.2) Eventos Tarifários.....	23
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro.....	23
3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO	30
3.2.1) Desempenho Operacional	30
3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro.....	30
3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO	35
3.3.1) Portfólio	35
3.3.2) Desempenho Operacional	35
3.3.3) Temas Regulatórios	36
3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro Regulatório.....	37
3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro IFRS	40
3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS	41
3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....	41
4) ANEXO	42

1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	17.432	16.484	948	5,8%	64.777	61.085	3.693	6,0%
Receita Operacional Líquida	11.834	11.946	(112)	-0,9%	44.368	42.628	1.740	4,1%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	10.204	10.125	79	0,8%	38.488	37.033	1.456	3,9%
Custo com Energia Elétrica	(5.400)	(5.598)	198	-3,5%	(20.377)	(19.519)	(857)	4,4%
PMSO, Previdência e PDD	(1.466)	(1.474)	8	-0,5%	(5.254)	(5.150)	(104)	2,0%
Custos com construção de infraestrutura	(1.625)	(1.671)	46	-2,8%	(5.561)	(5.162)	(399)	7,7%
Equivalência Patrimonial	65	74	(9)	-11,6%	276	337	(60)	-18,0%
EBITDA¹	3.408	3.276	132	4,0%	13.452	13.134	318	2,4%
Depreciação e Amortização	(605)	(580)	(25)	4,3%	(2.398)	(2.303)	(94)	4,1%
Resultado Financeiro	(689)	(467)	(222)	47,6%	(2.963)	(2.741)	(222)	8,1%
<i>Receitas Financeiras</i>	<i>615</i>	<i>390</i>	<i>224</i>	<i>57,4%</i>	<i>1.980</i>	<i>1.602</i>	<i>378</i>	<i>23,6%</i>
<i>Despesas Financeiras</i>	<i>(1.304)</i>	<i>(857)</i>	<i>(447)</i>	<i>52,1%</i>	<i>(4.943)</i>	<i>(4.343)</i>	<i>(600)</i>	<i>13,8%</i>
Lucro Antes da Tributação	2.114	2.229	(116)	-5,2%	8.091	8.089	2	0,0%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(549)	(655)	106	-16,2%	(2.349)	(2.327)	(21)	0,9%
Lucro Líquido	1.565	1.574	(9)	-0,6%	5.743	5.762	(19)	-0,3%

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Efeitos não caixa, itens extraordinários e outros

Destacamos abaixo os efeitos não caixa, itens extraordinários e outros de maior relevância observados nos períodos analisados, como forma de facilitar o entendimento das variações nos resultados da Companhia.

Efeitos no EBITDA R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Distribuição	221	163	58		899	504	395	
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	178	312	(134)	-42,9%	1.172	1.017	155	15,3%
Despesas legais e judiciais	(65)	(112)	48	-42,5%	(235)	(256)	21	-8,3%
Baixa de ativos	(50)	(46)	(3)	7,1%	(195)	(163)	(32)	20,0%
Impacto Enchente - Rio Grande do Sul*	-	10	(10)	-	-	(93)	93	-
Acordo de Arbitragem CPFL RGE*	157	-	157	-	157	-	157	-
Geração	42	173	(131)		152	474	(322)	
Equivalência Patrimonial	65	74	(9)	-11,6%	276	337	(60)	-18,0%
Despesas legais e judiciais	(4)	8	(12)	-	(19)	6	(25)	-
Baixa de ativos	1	(7)	8	-	(1)	(3)	2	-67,2%
Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)*	(21)	40	(61)	-	(12)	103	(115)	-
Impacto Venda Epasa*	-	-	-	-	(92)	-	(92)	-
Impacto Enchente - Rio Grande do Sul*	-	16	(16)	-	-	(11)	11	-
Ajuste a Valor Justo Enercan (efeito não caixa)*	-	56	(56)	-	-	56	(56)	-
Reversão de Provisão - Portaria 30 (efeito não caixa)*	-	205	(205)	-	-	205	(205)	-
Antecipação de Final de Consórcio - Grupo Pedra*	-	(219)	219	-	-	(219)	219	-
Transmissão	(135)	87	(222)		17	268	(251)	
Despesas legais e judiciais	(83)	(34)	(49)	145,8%	(110)	(53)	(57)	107,4%
Baixa de ativos	(1)	(12)	11	-91,2%	6	(13)	19	-
Diferença do IFRS (-) Regulatório	(77)	76	(153)	-	95	288	(194)	-67,1%
Impacto Enchente - Rio Grande do Sul*	-	4	(4)	-	-	(8)	8	-
Reversão de Provisão TESB Regulatório (Efeito não caixa)*	26	53	(27)	-50,9%	26	53	(27)	-50,9%
Outros	(11)	(1)	(10)		(18)	(65)	47	
Despesas legais e judiciais	(12)	(3)	(9)	336,5%	(22)	(67)	45	-67,5%
Baixa de ativos	1	1	(1)	-45,7%	4	2	2	129,5%

* Extraordinário.

Explicação dos itens extraordinários

- l Acordo de Arbitragem da CPFL RGE: Em novembro de 2025, foi firmado acordo de encerramento de arbitragem da CPFL RGE com a AES, definido com o pagamento de R\$ 210 milhões para quitação integral dos pleitos, sendo R\$ 190 milhões na receita operacional e R\$ 21 milhões na receita financeira. Houve ainda despesas relacionadas à impostos no valor de R\$ 17 milhões e outras despesas operacionais no valor de R\$ 15 milhões. O efeito líquido dessa decisão no EBITDA foi de R\$ 157 milhões;
- l Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa):
 - a. Efeito negativo de R\$ 21 milhões no 4T25, por conta da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado;
 - b. Efeito positivo de R\$ 40 milhões no 4T24, por conta da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado;
- l Reversão de Provisão – TESB Regulatório (Efeito não caixa):
 - a. Efeito positivo de R\$ 26 milhões no 4T25 por conta de reversão de provisão para perdas do ativo imobilizado, relacionadas ao atraso na entrada em operação do ativo. Diferentemente da contabilização IFRS, onde a reversão foi feita integralmente em 2024, na contabilidade regulatório esse efeito é contabilizado a cada ano, acompanhando a vida útil do ativo;
 - b. Efeito positivo de R\$ 53 milhões no 4T24 por conta de reversão de provisão realizada anteriormente para perdas relacionadas ao atraso na entrada em operação do ativo;
- l Impacto das Enchentes no 4T24 – Rio Grande do Sul:
 - a. CPFL RGE, efeito positivo de R\$ 10 milhões: Reversão de provisões de baixa de ativos, no montante de R\$ 12 milhões, compensada por serviços relacionados à substituição de ativos impactados, serviços de limpeza e infraestrutura, entre outros, no montante de R\$ 2 milhões. Os efeitos são líquidos de impostos;
 - b. Ceran, efeito positivo de R\$ 16 milhões: Recebimento do seguro da UHE Monte Claro, no montante de R\$ 18 milhões, compensado por serviços de limpeza e infraestrutura, entre outros, no montante de R\$ 2 milhões;
 - c. CPFL Transmissão, efeito positivo de R\$ 4 milhões: Reversão de provisões de baixa de ativos, no montante de R\$ 3 milhões, e de despesas de infraestrutura e manutenção, entre outras (R\$ 1 milhão);
- l Antecipação de Final de Consórcio em 2024 – Grupo Pedra: Em novembro de 2024, a ANEEL autorizou a transferência das outorgas das usinas termelétricas a biomassa Bio Pedra, Bio Buriti e Bio Ipê para o Grupo Pedra. Em dezembro de 2024, todas as condições precedentes do acordo foram cumpridas, extinguindo todas as relações contratuais existentes entre as partes. O acordo gerou valor ao grupo CPFL, mas no exercício de 2024, o impacto no Ebitda foi negativo em R\$ 219 milhões;
- l Reversão de Provisão em 2024 – Portaria MME nº 30 (efeito não caixa): Em 2015, foi publicada a Portaria MME nº 30, que definia novos montantes de garantia física de ativos de geração, incluindo PCHs e CGHs da CPFL Renováveis, por meio de mecanismo de revisão de garantia física previsto na Portaria MME nº 463/2009. Uma decisão liminar, resultante de uma ação judicial questionando o mecanismo da revisão em questão, permitiu que as determinações da Portaria não fossem aplicadas, porém a CPFL, de forma conservadora, optou por provisionar um passivo correspondente a essa redução de garantia física. No final de 2024, foi publicada a Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 1.085/2024, instituindo um novo sistema para medição de vazão e indisponibilidades, que poderá corrigir a lacuna regulatória e possibilitará a proposição

de uma metodologia de revisões de garantia física mais justa. Dessa forma, foi favorecida a discussão técnica, o que justifica a baixa dos saldos provisionados referentes a essa discussão, totalizando R\$ 205 milhões;

Ajustes a Valor Justo de Enercan em 2024 (efeitos não caixa):

- Efeito positivo de R\$ 56 milhões no 4T24, referente a provisão para ganhos resultante de teste do valor recuperável do ativo.

Para a análise do ano, o resultado também foi impactado pelos seguintes itens:

Impacto das Enchentes em 2024 – Rio Grande do Sul:

- CPFL RGE, efeito negativo de R\$ 93 milhões: (i) baixa de ativos danificados, no montante de R\$ 35 milhões, principalmente medidores e equipamentos de rede de distribuição e subestação (R\$ 26 milhões) e suas respectivas baixas no ativo financeiro da concessão (R\$ 9 milhões), (ii) serviços relacionados à substituição de ativos impactados, serviços de limpeza e infraestrutura, manutenção de frota, entre outros (R\$ 24 milhões), (iii) penalidade e ultrapassagem da contratação de Rede Básica (R\$ 23 milhões) e (iv) impossibilidade de faturamento de clientes afetados pela enchente, em **valor estimado** de R\$ 12 milhões;
- Ceran, efeito negativo de R\$ 11 milhões: (i) serviços de limpeza e infraestrutura, entre outros, no montante de R\$ 26 milhões, e (ii) baixa de ativos danificados, no montante de R\$ 3 milhões, compensada pelo recebimento do seguro da UHE Monte Claro, no montante de R\$ 18 milhões;
- CPFL Transmissão, efeito negativo de R\$ 8 milhões: despesas de infraestrutura e manutenção, entre outras;

Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa): Efeito negativo de R\$ 12 milhões em 2025, comparado ao efeito positivo de R\$ 103 milhões em 2024, por conta da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado;

Impacto da venda da participação na Epasa (UTES Termonordeste e Termoparaíba): Em 10 de junho de 2025, foi concluído o processo de venda da participação societária da CPFL Geração nas Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA ("EPASA"). A venda gerou um impacto negativo na baixa de ativos, relacionado principalmente ao benefício da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste ("SUDENE") (não-caixa) (-R\$ 153 milhões), parcialmente compensado pelo impacto positivo do valor da venda da participação (+R\$ 60 milhões).

Outros números relevantes para a análise do resultado

Efeitos no EBITDA Segmento de Transmissão	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
EBITDA IFRS	87	268	(181)	-67,5%	866	1.131	(265)	-23,4%
EBITDA Regulatório	164	192	(28)	-14,7%	771	843	(72)	-8,5%
Diferença do IFRS (-) Regulatório	(77)	76			95	288		

Efeitos no Resultado Financeiro R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Acréscimos e multas moratórias	125	119	6	5,3%	486	423	63	14,9%
Marcação a mercado (MTM) da Dívida	68	188	(121)	-64,1%	191	(90)	281	-
Acordo de Arbitragem CPFL RGE*	21	-	21	-	21	-	21	-

* Extraordinário.

A variação do EBITDA IFRS do segmento de Transmissão, no ano, foi afetado pelos seguintes efeitos extraordinários:

- Reversão de Provisão - TESB – 3T24 (IFRS): Efeito positivo de R\$ 26 milhões por conta de reversão de provisão para perdas relacionadas ao possível atraso de operação do ativo;
- Ajustes RBSE – 2T25 (IFRS): Em 10 de junho de 2025, a ANEEL decidiu sobre os pedidos de reconsideração relacionados ao reperfilamento da RBSE, aprovando parcialmente as recomendações da Nota Técnica nº 85/2023. Em decorrência dessa decisão, a CPFL Transmissão reconheceu um ajuste de remensuração no valor de R\$ 150 milhões. O impacto no resultado regulatório será diluído até 2028 a partir de julho de 2025, com a nova RAP homologada no RTA.

A variação do EBITDA Regulatório do segmento de Transmissão, no trimestre e no ano, foi afetada pelo efeito extraordinário da Reversão de Provisão da TESB em 2024 e 2025, vide explicações no início do capítulo.

Para o resultado financeiro é importante destacar os seguintes efeitos:

- Marcação a mercado (MTM) da Dívida: houve uma variação negativa decorrente de menores ganhos relacionados ao menor aumento da curva de *spread* de risco nesse trimestre. No ano, o ganho com novas captações ainda é o principal efeito, junto com uma menor redução da curva de *spread* de risco acumulada, se comparada ao ano passado.
- Acordo de Arbitragem CPFL RGE: Receita financeira relacionada à atualização monetária do valor referente ao acordo de arbitragem, conforme detalhado no item anterior, no valor de R\$ 21 milhões.

Receita Operacional Líquida por Segmento

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Distribuição	9.710	9.048	661	7,3%	36.544	34.224	2.320	6,8%
Geração	1.447	1.482	(35)	-2,4%	5.052	5.020	32	0,6%
Transmissão	504	679	(174)	-25,7%	2.070	2.198	(128)	-5,8%
Comercialização	798	1.277	(478)	-37,5%	2.763	3.078	(315)	-10,2%
Serviços	333	315	18	5,7%	1.268	1.254	14	1,1%
Eliminações e Outros	(958)	(855)	(103)	12,1%	(3.329)	(3.146)	(183)	5,8%
Receita Operacional Líquida	11.834	11.946	(112)	-0,9%	44.368	42.628	1.740	4,1%

O desempenho no trimestre reflete principalmente o pior desempenho do segmento de Comercialização e os ajustes na margem do segmento de Transmissão, compensados parcialmente pela maior receita no segmento de Distribuição, impulsionada pela constituição de ativo financeiro setorial e pelo aumento da receita de fornecimento (Cativo + TUSD). Efeitos semelhantes explicam o desempenho da receita no ano.

Para mais detalhes sobre a variação da receita operacional líquida por segmento, vide **Capítulo 3 – Performance dos Negócios**.

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Itaipu	515	612	(97)	-15,9%	2.160	2.260	(100)	-4,4%
PROINFA	110	90	20	22,0%	482	367	115	31,4%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	3.904	4.182	(278)	-6,6%	14.269	13.115	1.155	8,8%
Crédito de PIS e COFINS	(400)	(428)	29	-6,8%	(1.484)	(1.374)	(110)	8,0%
Energia Comprada para Revenda	4.129	4.455	(326)	-7,3%	15.427	14.368	1.059	7,4%
Encargos da Rede Básica	1.043	968	75	7,8%	4.092	4.079	13	0,3%
Encargos de Transporte de Itaipu	87	72	15	20,6%	331	362	(31)	-8,6%
Encargos de Conexão	33	27	5	19,9%	117	117	0	0,2%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	9	2	17,9%	43	42	2	4,2%
ESS / EER	225	182	44	24,0%	865	1.099	(234)	-21,3%
Crédito de PIS e COFINS	(128)	(115)	(13)	10,9%	(498)	(547)	49	-8,9%
Encargo	1.271	1.143	128	11,2%	4.950	5.152	(202)	-3,9%
Custo com Energia Elétrica	5.400	5.598	(198)	-3,5%	20.377	19.519	857	4,4%

A redução dos Custos com **Energia Comprada para Revenda**, no trimestre, decorre principalmente da redução do volume de energia comprada em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**. No ano, o aumento é explicado principalmente por conta do aumento do preço de energia comprada em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**.

No caso da energia adquirida de **Itaipu**, observou-se uma redução no trimestre, atribuída à menor quantidade de energia comprada.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, o aumento observado no trimestre decorre dos **Encargos da Rede Básica**, devido ao reajuste das tarifas de uso do sistema de transmissão vigente a partir de julho/25, conforme estabelecido na Resolução ANEEL nº 3.482/2025. O mesmo movimento ocorreu com o **Encargo de Transporte de Itaipu**, em razão das novas tarifas estabelecidas pela mesma resolução. Adicionalmente, verifica-se um aumento nos custos de **EER – Encargos de Energia de Reserva** decorrente principalmente da maior necessidade de aporte de recursos diante do saldo insuficiente da CONER para liquidação. Por outro lado, o **ESS – Encargos de Serviço do Sistema** apresentou redução, refletindo menor volume de despachos termelétricos fora da ordem de mérito de preço.

Já no ano, os **Encargos** registraram redução, influenciados principalmente pela redução do **ESS**, pelos mesmos motivos observados no trimestre, acrescido do alívio retroativo gerado pela diferença de preços entre submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa redução foi parcialmente compensada pelo aumento dos **Encargos de Rede Básica** – conforme já mencionado no trimestre – em função dos reajustes das Receitas Anuais Permitidas (RAPs).

Para mais detalhes sobre a variação do Custo com Energia Elétrica, vide **Capítulo 3 – Performance dos Negócios**.

PMSO

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Pessoal	621	607	14	2,3%	2.331	2.261	70	3,1%
Material	123	122	1	0,6%	498	516	(18)	-3,5%
Serviços de Terceiros	308	303	5	1,5%	1.092	1.068	24	2,3%
<i>Serviços de Terceiros</i>	<i>308</i>	<i>318</i>	<i>(10)</i>	<i>-3,1%</i>	<i>1.092</i>	<i>1.028</i>	<i>64</i>	<i>6,2%</i>
<i>Serviços de Terceiros - Enchente Rio Grande do Sul*</i>	<i>-</i>	<i>(15)</i>	<i>15</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>40</i>	<i>(40)</i>	<i>-</i>
Outros Custos/Despesas Operacionais	406	415	(9)	-2,1%	1.298	1.177	121	10,3%
<i>PDD</i>	<i>96</i>	<i>91</i>	<i>5</i>	<i>5,0%</i>	<i>361</i>	<i>417</i>	<i>(56)</i>	<i>-13,3%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>49</i>	<i>64</i>	<i>(15)</i>	<i>-23,6%</i>	<i>186</i>	<i>176</i>	<i>10</i>	<i>5,4%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>163</i>	<i>141</i>	<i>22</i>	<i>15,6%</i>	<i>386</i>	<i>315</i>	<i>71</i>	<i>22,5%</i>
<i>Outros</i>	<i>63</i>	<i>39</i>	<i>24</i>	<i>60,5%</i>	<i>246</i>	<i>233</i>	<i>13</i>	<i>5,5%</i>
<i>Baixa de Ativos - Enchente Rio Grande do Sul*</i>	<i>-</i>	<i>(15)</i>	<i>15</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>29</i>	<i>(29)</i>	<i>-</i>
<i>Impacto Venda Epasa*</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>92</i>	<i>-</i>	<i>92</i>	<i>-</i>
<i>Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)*</i>	<i>21</i>	<i>(40)</i>	<i>61</i>	<i>-</i>	<i>12</i>	<i>(103)</i>	<i>115</i>	<i>-</i>
<i>Ajustes TESB IFRS (efeito não caixa)*</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(26)</i>	<i>26</i>	<i>-</i>
<i>Ajustes a Valor Justo de Enercan (efeito não caixa)*</i>	<i>-</i>	<i>(56)</i>	<i>56</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(56)</i>	<i>56</i>	<i>-</i>
<i>Acordo Grupo Pedra*</i>	<i>-</i>	<i>191</i>	<i>(191)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>191</i>	<i>(191)</i>	<i>-</i>
<i>Acordo de Arbitragem CPFL RGE*</i>	<i>15</i>	<i>-</i>	<i>15</i>	<i>-</i>	<i>15</i>	<i>-</i>	<i>15</i>	<i>-</i>
PMSO	1.458	1.447	11	0,7%	5.219	5.022	197	3,9%

* Extraordinário.

A variação do PMSO foi impactada por efeitos extraordinários que geraram um efeito positivo de R\$ 29 milhões na variação do trimestre e negativo de R\$ 44 milhões na variação do ano (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo).

Expurgando esses itens extraordinários, o PMSO teria apresentado um aumento de 2,9% (R\$ 40 milhões) no trimestre e de 3,1% (R\$ 153 milhões) no ano, decorrente dos seguintes fatores:

- MSO não ligado à inflação (aumentos de R\$ 6 milhões no trimestre e de R\$ 31 milhões no ano):** aumentos nas despesas legais e judiciais, parcialmente compensados pela redução na baixa de ativos e na provisão para devedores duvidosos (PDD);
- MSO ligado à inflação (aumentos de R\$ 20 milhões no trimestre e de R\$ 52 milhões no ano):** maiores despesas com frota e manutenção de hardware/software tanto no trimestre quanto no ano. As variações no ano ficaram abaixo da inflação do período;
- Pessoal (aumentos de R\$ 14 milhões no trimestre e de R\$ 70 milhões no ano):** o crescimento reflete principalmente os reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos aplicados em 2024 e 2025.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	1.625	1.671	(46)	-2,8%	5.561	5.162	399	7,7%
Entidade de Previdência Privada	9	27	(19)	-68,1%	35	128	(93)	-72,8%
Depreciação e Amortização	605	580	25	4,3%	2.398	2.303	94	4,1%
Demais Custos e Despesas Operacionais	2.239	2.279	(40)	-1,7%	7.994	7.593	400	5,3%

EBITDA

O **EBITDA**, tanto no trimestre quanto no ano, foi impactado por efeitos extraordinários de 2024 e 2025. Expurgando esses efeitos, vemos um efeito positivo principalmente: (i) pelo desempenho do segmento de Distribuição, decorrente dos efeitos de Parcela B e melhora na PDD; (ii) do melhor recurso eólico e reajustes por inflação em contratos no segmento de Geração; parcialmente compensados (iii) pelos impactos do *curtailment*; e (iv) pelo aumento de despesas legais e judiciais no segmento de Transmissão.

O EBITDA é calculado de acordo com a Resolução CVM nº 156/2022, conforme demonstrado na tabela abaixo:

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	1.565	1.574	(9)	-0,6%	5.743	5.762	(19)	-0,3%
Depreciação e Amortização	605	580	25	4,3%	2.398	2.303	94	4,1%
Resultado Financeiro	689	467	222	47,6%	2.963	2.741	222	8,1%
Imposto de Renda / Contribuição Social	549	655	(106)	-16,2%	2.349	2.327	21	0,9%
EBITDA	3.408	3.276	132	4,0%	13.452	13.134	318	2,4%

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Receitas	615	390	224	57,4%	1.980	1.602	378	23,6%
Despesas	(1.304)	(857)	(447)	52,1%	(4.943)	(4.343)	(600)	13,8%
Resultado Financeiro	(689)	(467)	(222)	47,6%	(2.963)	(2.741)	(222)	8,1%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(944)	(729)	(215)	29,5%	(3.663)	(2.955)	(708)	23,9%
Acréscimos e multas moratórias	125	119	6	5,3%	486	423	63	14,9%
Marcação a mercado	68	188	(121)	-64,1%	191	(90)	281	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	85	(4)	89	-	165	(82)	248	-
Outras receitas e despesas	(22)	(40)	18	-44,7%	(141)	(36)	(105)	292,4%
Resultado Financeiro	(689)	(467)	(222)	47,6%	(2.963)	(2.741)	(222)	8,1%

As **despesas financeiras líquidas** aumentaram no trimestre por conta das maiores **despesas com a dívida líquida**, devido aos aumentos de indexador (CDI), dos gastos com novas captações e do endividamento, e do efeito negativo da **marcação a mercado** (menor aumento da curva de *spread* de risco, na comparação com o período anterior), parcialmente compensado pelos efeitos positivos **atualização do ativo e passivo financeiro setorial**. No ano, a explicação é a mesma, exceto pelo efeito positivo da **marcação a mercado**, favorecida pelo ganho obtido nas novas captações, a despeito das reduções da curva de *spread* de risco nos dois períodos.

Lucro Líquido

O **Lucro Líquido** teve uma leve redução no trimestre e no ano, refletindo principalmente as maiores **despesas financeiras líquidas**, compensadas pelo melhor desempenho do **EBITDA**, enquanto no trimestre tivemos ainda uma menor alíquota efetiva (26,0% no 4T25 ante 29,4% no 4T24).

Destinação do lucro líquido do exercício

A política de dividendos da CPFL Energia estabelece que seja distribuído no mínimo 50% do lucro líquido, ajustado de acordo com a Lei das Sociedades por Ações, aos titulares de suas ações.

Dividendos referentes ao lucro líquido de 2025 base para distribuição

A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

R\$ mil	2025
Luro Líquido Controladora	5.484.324
Realização de Reserva de Lucros a Realizar	26.155
Realização de Resultado Abrangente	26.412
Dividendos Prescritos	13.802
Lucro Líquido Base para Destinação	5.550.694
Reserva Legal	-
Reserva de Lucros a Realizar	773.574
Reserva de Capital de Giro	477.441
Dividendos Mínimos Obrigatórios	1.371.081
Dividendos Adicionais Propostos	2.928.598
Dividendo Total Proposto	4.299.679

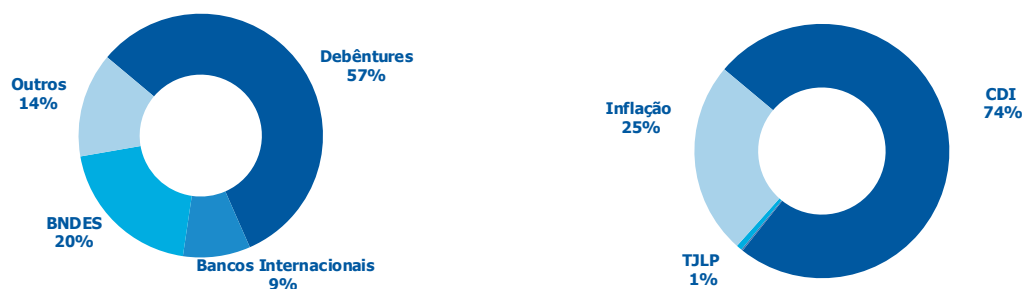
O Conselho de Administração propõe a distribuição de R\$ 4.300 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias. O valor proposto corresponde a R\$ 3,731536204 por ação, relativo ao exercício de 2025 e será distribuído após a aprovação em AGO.

1.2) Endividamento

1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS

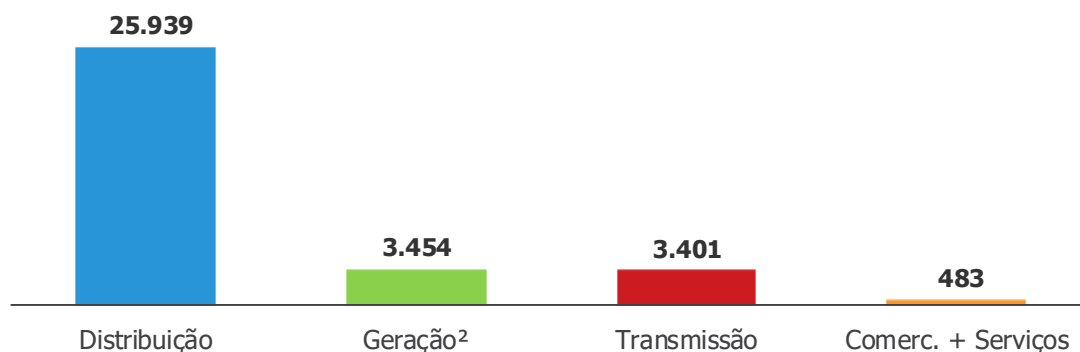
R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	33.276	30.445	(2.831)	9,3%
Disponibilidades	(2.905)	(3.547)	(642)	-18,1%
Dívida Líquida	30.371	26.898	3.473	12,9%
Custo da Dívida	13,2%	12,2%	-	8,1%

Breakdown por Fonte e por Indexação | Pós-Hedge



Para mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado, cerca de R\$ 3 bilhões em dívida possuem operações de **hedge**. Visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato, para as dívidas em moeda estrangeira (8,9% do total das dívidas em IFRS) foram contratadas operações de **swap**.

Dívida por Segmento¹ – IFRS | R\$ milhões

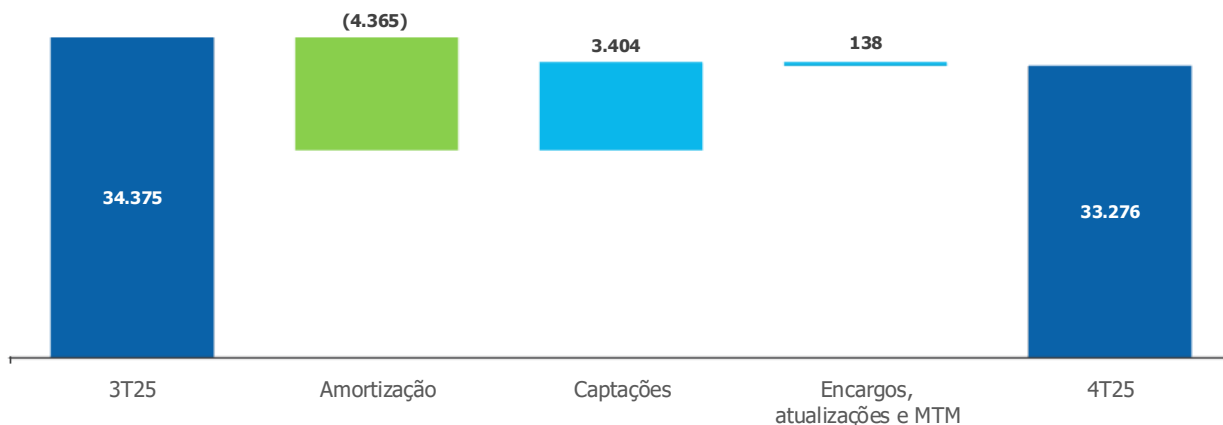


Notas:

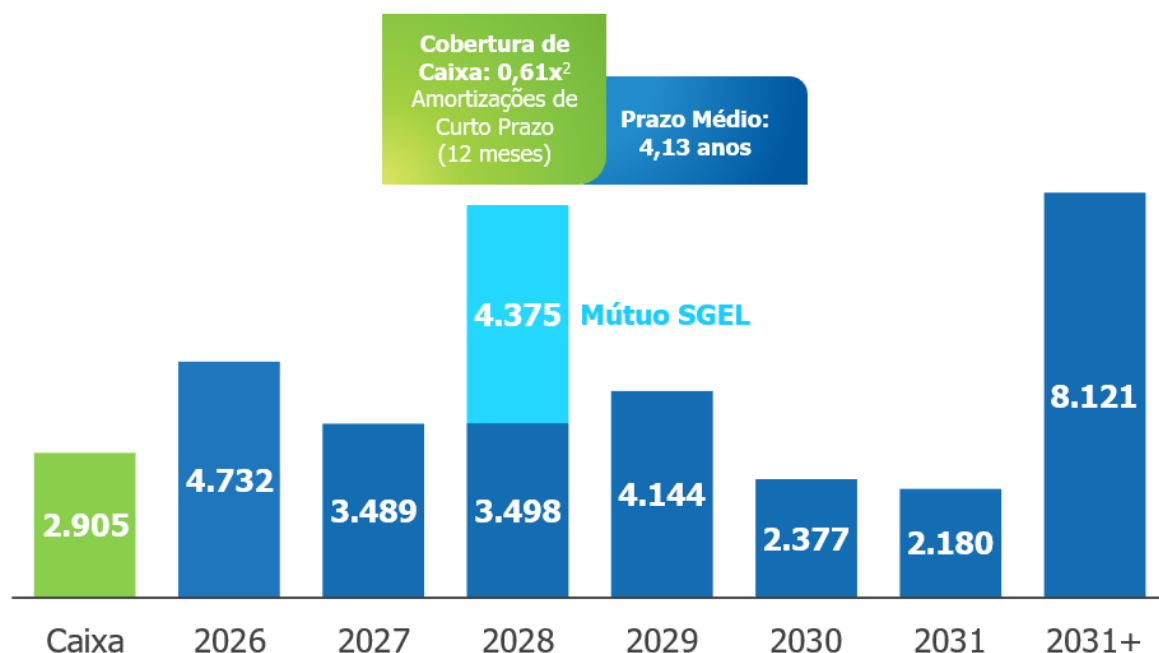
(1) Considera o principal da dívida, juros, derivativos e os mútuos com a SGEL;

(2) O segmento de Geração considera CPFL Renováveis, CPFL Geração, Ceran e Enercan.

Evolução do Saldo da Dívida – IFRS | 4T25



Cronograma de Amortização da Dívida¹ – IFRS | Dezembro de 2025



Notas:

- (1) Considerando apenas o valor nominal, a proteção da dívida e os mútuos. Para se chegar ao total da dívida financeira, faz-se a inclusão dos encargos, do efeito da marcação a mercado (MTM) e do custo com captação;
(2) Considerando o montante de R\$ 676 milhões de Títulos e Valores Mobiliários (TVM), conforme critérios de *covenants*.

1.2.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	33.468	30.782	2.686	8,7%
(-) Disponibilidades ²	(2.939)	(3.827)	888	-23,2%
(=) Dívida Líquida	30.530	26.955	3.575	13,3%
EBITDA <i>Proforma</i> ³	13.280	13.006	274	2,1%
Dívida Líquida / EBITDA	2,30	2,07	-	10,9%

Notas:

- (1) Considera a consolidação proporcional dos ativos de Geração e de Transmissão, além do mútuo com a SGEL;
(2) Inclui Títulos e Valores Mobiliários (TVM);
(3) EBITDA *Pro forma* no critério dos *covenants* financeiros, ajustado de acordo com as participações da CPFL Energia em suas controladas.

A reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA *Pro Forma* está disponível na Base Histórica de Informações da CPFL Energia; para acessá-la, [clique aqui](#).

1.3) Investimentos

1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Distribuição	1.335	1.433	(99)	-6,9%	4.964	4.544	420	9,2%
Geração	102	137	(35)	-25,8%	270	411	(141)	-34,3%
Transmissão ¹	247	300	(52)	-17,5%	804	758	47	6,1%
Comercialização	0	1	(1)	-59,3%	1	3	(2)	-54,5%
Serviços e Outros ²	35	23	12	51,8%	73	80	(7)	-8,7%
Investimentos Realizados	1.719	1.894	(175)	-9,2%	6.112	5.795	317	5,5%

Notas:

(1) Transmissoras não possuem ativos imobilizados, assim, considera-se a adição de ativos contratuais;

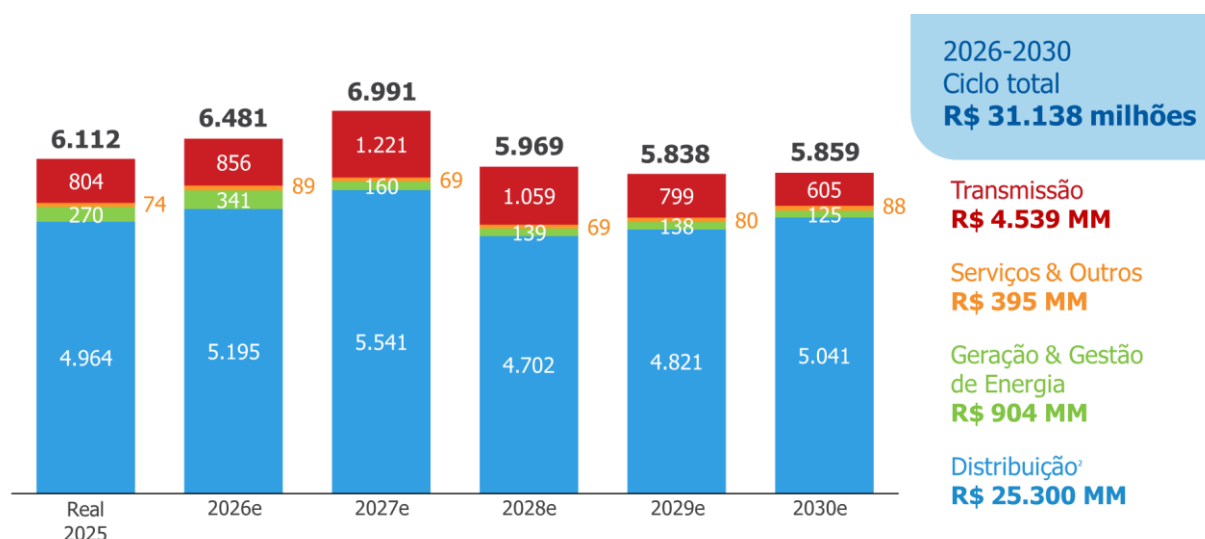
(2) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

O aumento observado no ano de 2025 está relacionado a:

- no segmento de Distribuição, o foco em obras de atendimento a clientes e plano de expansão do sistema elétrico, somado à manutenção e modernização da rede;
- no segmento de Transmissão, a expansão dos investimentos, focada em reforços e melhorias para a rede.

1.3.2) Investimentos Previstos

O Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para as Projeções Plurianuais 2026-2030¹ da Companhia, a qual foi previamente debatida com o Comitê de Finanças e Gestão de Riscos.



Notas:

(1) Moeda constante;

(2) Desconsiderando investimentos em Obrigações Especiais no segmento de Distribuição (entre outros financiados por consumidores).



2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG

2.1) Plano ESG 2030

O Plano ESG 2030 traz diretrizes e estratégias para que possamos fornecer energia sustentável, acessível e confiável em todos os momentos, tornando a vida das pessoas mais segura, saudável e próspera nas regiões onde operamos. Nosso objetivo corporativo é impulsionar a transição para um modelo mais sustentável de produzir e consumir energia, potencializando os impactos positivos do nosso modelo de negócio na comunidade e cadeia de valor.

Para isso, identificamos quatro pilares que sustentam a maneira como conduzimos nossos negócios e executamos nossa estratégia: Soluções renováveis e inteligentes, Operações sustentáveis, Valor compartilhado com a sociedade e Atuação segura e confiável.



Dentro dos pilares, assumimos 24 compromissos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODSs) das Nações Unidas.



Vale ressaltar que esse plano estava em vigor até o final de 2025. Para 2026, houve uma atualização do Plano ESG 2030, que está disponível no [site de RI](#) da Companhia.

2.2) Principais Indicadores

Abaixo listamos alguns indicadores alinhados ao Plano ESG 2030:



Soluções Renováveis e Inteligentes

Tema	Indicador	Unidade	4T25	4T24	Δ %	2025	2024	Δ %
Energia renovável	Energia gerada por fontes renováveis	GWh	3.550	4.229	-16,1%	13.510	16.699	-19,1%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	2.183	2.483	-12,1%	7.800	10.393	-25,0%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	364	431	-15,6%	1.624	1.686	-3,7%
	↳ Solar	GWh	0,1	0,3	-74,6%	0,8	1,2	-32,2%
	↳ Eólica	GWh	939	1.132	-17,0%	3.569	3.631	-1,7%
	↳ Biomassa	GWh	63	183	-65,3%	516	988	-47,8%
Smart Grid	Religadores automáticos instalados	unidade	21.584	19.876	8,6%	21.584	19.876	8,6%
	Carga de energia telemedida	%	58,1%	56,2%	3,4%	57,2%	56,0%	2,2%
Inovação	Investimento em inovação P&D ANEEL	R\$ MM	20,3	31,8	-36,2%	53,9	73,7	-26,8%
Descarbonização	Projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável	unidade	55	53	3,8%	55	53	3,8%
	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ MM	4,9	1,4	241,3%	6,2	3,1	101,6%



Operações Sustentáveis

Tema	Indicador	Unidade	4T25	4T24	Δ %	2025	2024	Δ %
Economia circular	Transformadores reformados	unidade	2.218	2.402	-7,7%	9.165	9.876	-7,2%
	Alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa	toneladas	1.801	1.858	-3,1%	7.605	7.893	-3,6%



Valor Compartilhado com a Sociedade

Tema	Indicador	Unidade	4T25	4T24	Δ %	2025	2024	Δ %
Digitalização	Atendimentos digitais	%	93,0%	91,0%	2,2%	92,2%	90,5%	1,8%
	Pagamento de faturas por meio digital	%	80,0%	75,2%	6,4%	79,2%	75,4%	5,1%
	Contas digitais	MM de unidades	5,3	5,0	7,2%	5,2	5,0	4,3%
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos CPFL e RGE nos Hospitais	R\$ milhões	13,1	14,7	-11,4%	49,5	31,2	58,5%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente	R\$ milhões	38,0	14,5	162,8%	73,5	43,7	68,1%
	Pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil	601,0	99,0	507,0%	1.530,1	876,4	74,6%
	Unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética PEE ANEEL	mil	32,8	11,4	188,6%	15,7	13,974	12,5%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Horas de treinamento ¹	mil	158,4	131,1	20,8%	519,7	524,2	-0,9%
Diversidade ²	Negros na companhia	%	35,7%	34,8%	2,6%	35,3%	34,8%	1,5%
	Mulheres na companhia	%	39,4%	39,6%	-0,5%	39,4%	39,6%	-0,5%
	PcD na companhia	%	21,0%	21,1%	-0,6%	21,0%	21,1%	-0,6%
	Grupos Minoritários em cargos de liderança ²	%	39,4%	39,6%	-0,5%	39,4%	39,6%	-0,5%
Compras sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	92,0%	92,1%	-0,1%	92,0%	99,0%	-7,1%

Nota: (1) Considera o programa de requalificação profissional.

(2) Em 2024, atualizamos nossos compromissos e substituímos o indicador "Mulheres em cargos de liderança" por Grupos Minoritários em cargos de liderança



Atuação Segura e Confiável

Tema	Indicador	Unidade	4T25	4T24	Δ %	2025	2024	Δ %
Saúde e Segurança	Taxa de frequência de acidentes Próprios	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	0,6	0,9	-33,7%	0,5	0,8	-29,1%
	Taxa de frequência de acidentes Terceiros	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	2,8	2,5	9,5%	2,4	4,7	-48,9%
	Acidentes fatais com a população	unidade	3,0	4,0	-25,0%	4,3	10,0	-57,5%
Ética	Colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	100%	100%	0,0%	100%	100%	0,0%
Transparência	Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	unidade	2	2	0,0%	2	2	0,0%
	Mulheres no Conselho de Administração	unidade	2	3	-33,3%	2	3	-25,0%

Nota: (1) Horas trabalhadas com exposição ao risco até o período.

Índice

CPFL Energia

Distribuição

Geração

Transmissão

Comercialização e Serviços

Anexos



3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS

3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO

3.1.1) Desempenho Operacional

3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas | Área de Concessão

GWh	4T25	4T24	Δ GWh	Δ %	Part.	2025	2024	Δ GWh	Δ %	Part.
Mercado Cativo	8.711	9.490	(779)	-8,2%	49,3%	37.104	40.141	(3.037)	-7,6%	51,2%
Cliente Livre	8.959	8.489	471	5,5%	50,7%	35.339	32.652	2.687	8,2%	48,8%
Carga Líquida de Perdas	17.671	17.979	(308)	-1,7%	100,0%	72.444	72.793	(350)	-0,5%	100,0%

3.1.1.2) Venda de Energia | Área de Concessão

GWh	4T25	4T24	Δ GWh	Δ %	Part.	2025	2024	Δ GWh	Δ %	Part.
Residencial	5.766	5.923	(156)	-2,6%	31,8%	23.090	23.306	(216)	-0,9%	31,9%
Industrial	6.825	6.842	(18)	-0,3%	37,6%	26.759	26.577	183	0,7%	37,0%
Comercial	3.063	3.183	(120)	-3,8%	16,9%	12.262	12.587	(325)	-2,6%	16,9%
Rural	649	691	(42)	-6,1%	3,6%	2.774	2.879	(106)	-3,7%	3,8%
Outros	1.853	1.919	(66)	-3,4%	10,2%	7.494	7.549	(55)	-0,7%	10,4%
Venda de Energia	18.157	18.559	(402)	-2,2%	100,0%	72.379	72.897	(519)	-0,7%	100,0%
Cativo										
Residencial	5.760	5.922	(162)	-2,7%	65,6%	23.074	23.304	(231)	-1,0%	62,2%
Industrial	375	585	(210)	-35,9%	6,5%	1.659	2.769	(1.109)	-40,1%	4,5%
Comercial	1.271	1.598	(327)	-20,5%	17,7%	5.372	6.713	(1.341)	-20,0%	14,5%
Rural	536	610	(75)	-12,2%	6,8%	2.368	2.605	(236)	-9,1%	6,4%
Outros	1.080	1.275	(195)	-15,3%	14,1%	4.604	5.209	(604)	-11,6%	12,4%
Total Cativo	9.022	9.990	(968)	-9,7%	100,0%	37.078	40.599	(3.521)	-8,7%	100,0%
TUSD										
Residencial	6	1	6	1004,5%	0,0%	17	2	15	926,5%	0,0%
Industrial	6.449	6.257	192	3,1%	73,0%	25.100	23.808	1.292	5,4%	71,1%
Comercial	1.793	1.585	207	13,1%	18,5%	6.889	5.874	1.015	17,3%	19,5%
Rural	114	81	33	40,1%	0,9%	405	275	131	47,6%	1,1%
Outros	773	644	129	20,0%	7,5%	2.890	2.340	549	23,5%	8,2%
Total TUSD	9.135	8.569	566	6,6%	100,0%	35.301	32.299	3.002	9,3%	100,0%

Destacam-se no trimestre:

- Classes Residencial e Comercial:** com reduções de 2,6% e de 3,8%, respectivamente, principalmente em função da temperatura mais baixa e o impacto de Geração Distribuída (GD);
- Classe Rural:** redução de 6,1%, impactada pela GD e uma maior pluviometria;
- Classes Industrial e Outros:** reduções de 0,3% e de 3,4%, respectivamente, principalmente em função de efeitos macroeconômicos.

De forma geral, os mesmos efeitos afetaram o resultado no ano, com exceção de:

- Classe Industrial:** crescimento de 0,7%, impulsionado por 2 setores na nossa área de concessão: alimentos e borracha e plástico.

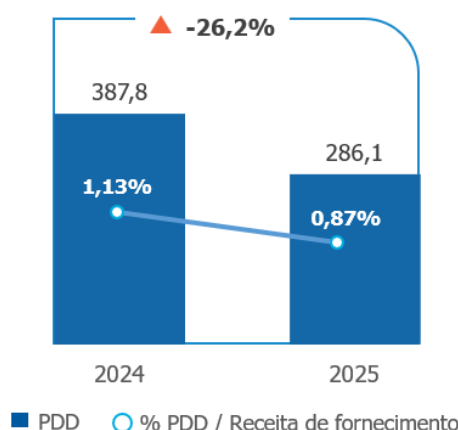
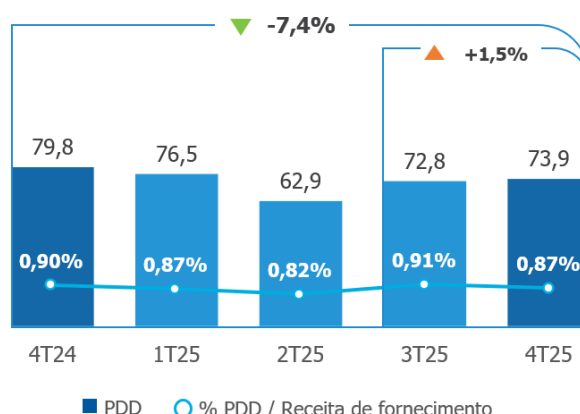
3.1.1.3) Inadimplência

A Provisão para Devedores Duvidosos (PDD) apresentou uma redução de R\$ 5,9 milhões em relação ao mesmo período de 2024 e um aumento de R\$ 1,1 milhão em relação ao 3T25. O índice de PDD/Receita bruta de fornecimento foi de 0,87% no trimestre.

No ano, registramos uma redução de R\$ 101,7 milhões na PDD, com índice de PDD/Receita bruta de fornecimento de 0,87%.

Os resultados do trimestre e do ano podem ser explicados por uma maior realização de ações de cobrança e alta assertividade nos cortes contribuindo para um indicador de inadimplência menor em relação ao ano anterior.

A CPFL continua realizando constantes alterações em seus modelos de gestão da inadimplência, priorizando a otimização e automação dos processos de cobrança e atuações na frente de cortes. Essa abordagem dinâmica permite que a empresa se adapte às mudanças no comportamento dos clientes, buscando sempre soluções mais eficazes e inovadoras.



3.1.1.4) Perdas

O Despacho ANEEL nº 684/2025, incorporando os resultados da Consulta Pública nº 09/2024, aprovou o aprimoramento da metodologia de cálculo da energia requerida e das perdas não técnicas, incorporando os efeitos da micro e minigeração distribuída (MMGD) no sistema de compensação de energia. A nova diretriz estabelece a adoção do conceito de "mercado de fornecimento medido", que representa a energia efetivamente consumida pelos usuários, independentemente de eventual compensação por geração própria. Adicionalmente, o despacho determina a inclusão da energia injetada na rede pelos sistemas de MMGD na carga total.

Perdas | Nova Metodologia (CP 09)

Acumulado 12 Meses	Dez-24	Mar-25	Jun-25	Set-25	Dez-25	ANEEL ¹
CPFL Energia	9,61%	9,76%	9,77%	9,43%	9,74%	8,46%
CPFL Paulista	9,76%	9,94%	9,77%	9,48%	9,76%	8,54%
CPFL Piratininga	8,41%	8,25%	8,38%	8,06%	8,52%	6,73%
CPFL RGE ²	10,52%	10,85%	11,07%	10,56%	10,82%	9,51%
CPFL Santa Cruz	8,19%	8,33%	8,41%	8,27%	8,45%	9,11%

Notas:

(1) Limite ANEEL referente a 31/12/2025;

(2) Para a CPFL RGE, clientes de alta tensão (A1) são expurgados da conta.

As principais realizações no combate às perdas foram:

- (i) Manutenção das fronteiras elétricas e subestações internas;
- (ii) Mapeamento das perdas de energia por meio de microbalanços;
- (iii) Blindagem de 21,6 mil clientes do Grupo B com caixa blindada e 268 clientes do Grupo A com Conjunto de Medição (Migração de Cabine interna para medição exteriorizada no poste da CPFL);
- (iv) Realização de 95,9 mil inspeções em unidades consumidoras com 22% de assertividade na identificação de perdas;
- (v) Faturamento de 30,0 GWh de energia recuperada através das inspeções. Além da reconstrução do passado, os clientes normalizados passam a consumir a energia correta e esse montante representou 97,3 GWh de incremento no mercado;
- (vi) Substituição de mais de 7,3 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos equipamentos eletrônicos;
- (vii) Visita a 20,3 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;
- (viii) Regularização de 40,2 mil unidades consumidoras, com avanço de consumo e sem contrato;
- (ix) Regularização de 304 unidades consumidoras clandestinas, tendo, em sua maioria, a necessidade de obras de construção de rede da CPFL Energia;
- (x) Disciplina de mercado através da publicação de 42 notícias relacionadas aos operativos de combate à fraude e furtos pela CPFL.

3.1.1.5) DEC e FEC

O DEC mede a duração média, em horas, de interrupção por cliente e o FEC indica o número médio de interrupções por cliente. Tais indicadores medem a qualidade e a confiabilidade anuais do fornecimento de energia elétrica.

No resultado dos últimos 12 meses, os valores de DEC apresentaram uma redução nos valores das quatro distribuidoras do Grupo. Já nos valores de FEC tivemos uma redução no consolidado do Grupo e nas distribuidoras de São Paulo, enquanto na CPFL RGE ocorreu um leve aumento principalmente devido a desligamentos programados para manutenções.

Apesar disso, todas as distribuidoras estão enquadradas nos limites ANEEL, resultado que pode ser atribuído à contínua busca da CPFL por melhoria em sua operação, maturação do sistema de operação *ADMS*, incremento logístico, tanto através de novos investimentos, como na operação e manutenção da rede.

DEC Horas	4T25	4T24	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	5,82	5,98	-2,7%	n.d
CPFL Paulista	4,71	4,78	-1,5%	6,35
CPFL Piratininga	3,86	4,39	-12,1%	5,96
CPFL RGE	9,03	9,09	-0,7%	10,40
CPFL Santa Cruz	4,64	4,84	-4,1%	7,33

FEC Interrupções	4T25	4T24	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	3,29	3,47	-5,2%	n.d
CPFL Paulista	2,83	3,01	-6,0%	5,06
CPFL Piratininga	2,77	3,25	-14,8%	4,96
CPFL RGE	4,45	4,42	0,7%	6,97
CPFL Santa Cruz	2,69	3,05	-11,8%	6,00

Nota: (1) Limite ANEEL referente a 31/12/2025.

3.1.2) Eventos Tarifários

Descrição	RTAs			
	CPFL Santa Cruz ¹	CPFL Paulista	RGE	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	3.460	3.452	3.473	3.543
Reajuste	1,03%	-2,19%	2,52%	10,00%
Parcela A	0,56%	3,72%	4,71%	10,27%
Parcela B	1,11%	2,13%	1,74%	-0,02%
Componentes Financeiros	-0,64%	-8,05%	-3,94%	-0,25%
Efeito para o consumidor	2,62%	-3,66%	12,39%	7,63%
Data de entrada em vigor	22/05/2025	08/04/2025	19/06/2025	23/10/2025

Notas:

(1) Aplicação do RTA foi postergado para maio/25 devido ao pedido de vista do processo por conta da solicitação de diferimento por parte da CPFL Santa Cruz para amortizar o percentual de 2026.

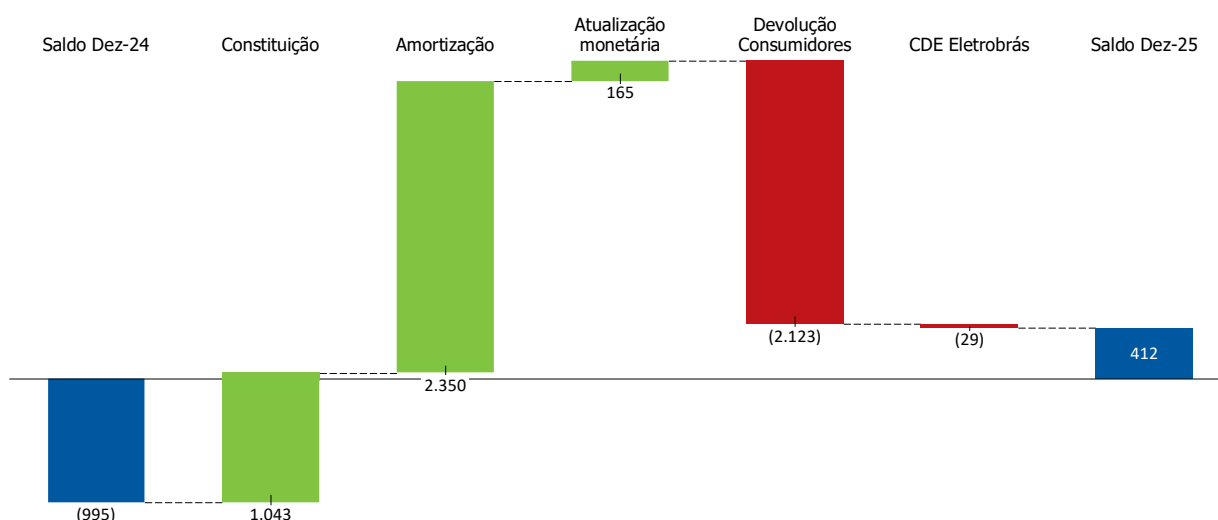
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	15.033	13.257	1.776	13,4%	55.947	51.578	4.369	8,5%
Receita Operacional Líquida	9.710	9.048	661	7,3%	36.544	34.224	2.320	6,8%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	8.292	7.618	675	8,9%	31.628	29.667	1.961	6,6%
Custo com Energia Elétrica	(4.902)	(4.706)	(196)	4,2%	(18.909)	(18.033)	(877)	4,9%
PMSO, Previdência e PDD	(1.057)	(1.029)	(27)	2,7%	(3.888)	(3.875)	(13)	0,3%
Custos com construção de infraestrutura	(1.417)	(1.431)	13	-0,9%	(4.916)	(4.557)	(359)	7,9%
EBITDA¹	2.334	1.882	451	24,0%	8.831	7.760	1.071	13,8%
Depreciação e Amortização	(348)	(319)	(29)	9,2%	(1.364)	(1.253)	(110)	8,8%
Resultado Financeiro	(528)	(385)	(143)	37,3%	(2.136)	(2.099)	(37)	1,7%
Receitas Financeiras	519	312	207	66,4%	1.651	1.265	386	30,5%
Despesas Financeiras	(1.047)	(697)	(350)	50,3%	(3.787)	(3.364)	(423)	12,6%
Lucro Antes da Tributação	1.457	1.178	278	23,6%	5.331	4.407	924	21,0%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(322)	(428)	106	-24,8%	(1.461)	(1.411)	(50)	3,5%
Lucro Líquido	1.135	750	384	51,2%	3.871	2.997	874	29,2%

Nota: (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era positivo (ativo) em R\$ 412 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2024, houve uma variação de R\$ 1.407 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo ocorreu em função da amortização de R\$ 2.350 milhões, sendo R\$ 1.899 milhões de devolução do PIS/COFINS e R\$ 451 milhões de demais efeitos, e da constituição líquida de um ativo de R\$ 1.043 milhões, principalmente nas linhas:

- (i) CDE (R\$ 957 milhões);
- (ii) Postergação do reajuste tarifário (R\$ 493 milhões);
- (iii) Rede Básica (R\$ 252 milhões);

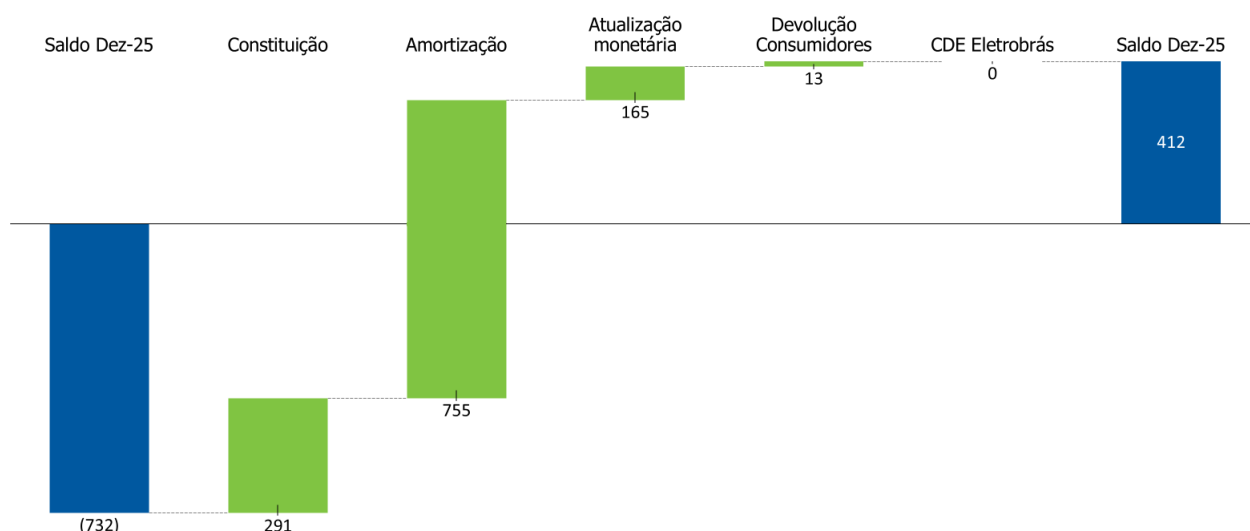
Parcialmente compensadas por passivos constituídos nas linhas de:

- (iv) Devolução para os clientes do crédito de PIS/COFINS (R\$ 362 milhões);
- (v) ESS e EER (R\$ 116 milhões);
- (vi) Repasse de Itaipu (R\$ 101 milhões);
- (vii) Demais efeitos (R\$ 80 milhões).

Já a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 165 milhões.

No período, foi realizada ainda a devolução aos consumidores, no montante de R\$ 2.123 milhões, sendo R\$ 1.845 milhões referente aos créditos de PIS/COFINS e R\$ 278 milhões decorrentes de créditos da geração distribuída. O Despacho nº 684/2025 regulamentou o tratamento dos créditos de geração distribuída, o que levou a Companhia a reconhecer um passivo regulatório que, até então, estava registrado em "outras contas a pagar". Nos reajustes tarifários das distribuidoras aplicados em 2025, esse passivo regulatório a ser repassado aos consumidores já foi considerado. Adicionalmente, houve o repasse de recursos da CDE no montante de R\$ 29 milhões.

Para fins de análise, o gráfico abaixo demonstra a movimentação dos saldos de ativo e passivo financeiro setorial, apenas no 4T25:



Nota: (1) A partir de 15 de julho de 2025, conforme disposto na Resolução Homologatória nº 3.484/2025, o valor do aporte da Eletrobras na CDE foi fixado em zero em decorrência do processo de securitização previsto na Medida Provisória nº 1.212/2024, por meio do qual os recebíveis da Eletrobras referentes aos anos de 2025, 2026 e 2027 foram utilizados para a quitação antecipada dos saldos devedores das contas vinculadas à CDE, nos termos da Resolução CNPE nº 15/2021.

Receita Operacional

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	10.930	10.443	488	4,7%	41.609	41.074	535	1,3%
Energia Elétrica de Curto Prazo	271	139	132	95,2%	834	414	421	101,7%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	1.417	1.431	(13)	-0,9%	4.916	4.557	359	7,9%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	1.046	82	964	1171,0%	3.393	1.551	1.842	118,8%
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	821	696	126	18,1%	3.104	2.394	709	29,6%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	178	312	(134)	-42,8%	1.172	1.008	164	16,3%
Outras Receitas e Rendas	399	181	218	120,6%	1.026	703	323	45,9%
Multas Compensatórias (DIC e FIC)	(31)	(26)	(5)	18,6%	(108)	(123)	16	-12,6%
Receita Operacional Bruta - Total	15.033	13.257	1.776	13,4%	55.947	51.578	4.369	8,5%
ICMS	(1.873)	(1.844)	(29)	1,6%	(7.140)	(6.969)	(171)	2,5%
PIS e COFINS	(1.032)	(883)	(148)	16,8%	(3.876)	(3.559)	(317)	8,9%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(2.184)	(1.252)	(931)	74,4%	(7.396)	(5.865)	(1.530)	26,1%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(81)	(73)	(8)	10,9%	(306)	(288)	(18)	6,2%
PROINFA	(102)	(81)	(21)	25,3%	(370)	(320)	(50)	15,6%
Bandeiras Tarifárias	(39)	(41)	2	-5,8%	(229)	(41)	(188)	456,3%
Outros	(13)	(33)	20	-61,6%	(86)	(311)	225	-72,4%
Deduções da Receita Operacional Bruta - Total	(5.323)	(4.209)	(1.115)	26,5%	(19.403)	(17.354)	(2.049)	11,8%
Receita Operacional Líquida	9.710	9.048	661	7,3%	36.544	34.224	2.320	6,8%

Receita Operacional Bruta

A variação da linha de **Ativo e Passivo Financeiro Setorial** decorre, principalmente, da maior constituição de Ativos Regulatórios no 4T25 se comparado ao 4T24.

Destacam-se os crescimentos das linhas **Receita com Venda de Energia**, decorrente dos reajustes tarifários médios positivos das distribuidoras, e **Energia Elétrica de Curto Prazo**, em relação ao mesmo período do ano anterior.

A redução na **Atualização do Ativo Financeiro da Concessão** é explicada pela variação do IPCA (1,40% no 4T24 e 0,75% no 4T25). Adicionalmente, o crescimento médio de 18% na base de ativos contribuiu positivamente para a elevação do saldo e a mitigação do efeito negativo no indexador para o trimestre.

O aumento em **Outras receitas e Rendas** foi impactado pelo item extraordinário – Arbitragem da CPFL RGE, que gerou um efeito positivo de R\$ 190 milhões (para maiores detalhes, vide

explicação no início do Capítulo 1).

No ano, os efeitos que impactaram a variação da receita foram semelhantes aos registrados no trimestre, com exceção da **Atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, que apresentou um aumento em relação a 2024, em decorrência: (i) dos laudos de avaliação realizados no 2T25; (ii) do incremento da base de ativos; e parcialmente compensado pela (iii) variação negativa do IPCA no período. Destaca-se ainda o aumento no **Aporte CDE**, impulsionado pelo crescimento no número de clientes que passaram a ter o direito aos subsídios tarifários, resultando no recebimento pelas distribuidoras por meio do referido Aporte.

Deduções da Receita Operacional Bruta

No trimestre, as deduções da receita operacional bruta apresentaram aumento, principalmente devido à elevação nos valores com **CDE**, em função do aumento da cota e nas arrecadações de **ICMS e PIS/COFINS**, o qual também foi impactado pelo item extraordinário – Arbitragem da CPFL RGE, no montante de R\$ 17 milhões (para maiores detalhes, vide explicação no início do Capítulo 1).

No ano, os efeitos foram semelhantes com o adicional das bandeiras tarifárias, em função do repasse das distribuidoras, por meio da CCRBT (Conta Centralizadora de Bandeiras Tarifárias, geridas pela CCEE), do valor de R\$ 229 milhões em 2025, impactando a linha **Bandeira Tarifárias**.

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Itaipu	515	612	(97)	-15,9%	2.160	2.260	(100)	-4,4%
PROINFRA	110	90	20	22,0%	482	367	115	31,4%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	3.317	3.159	158	5,0%	12.488	11.290	1.198	10,6%
Crédito de PIS e COFINS	(355)	(339)	(15)	4,5%	(1.349)	(1.219)	(129)	10,6%
Energia Comprada para Revenda	3.587	3.521	66	1,9%	13.781	12.698	1.083	8,5%
Encargos da Rede Básica	1.059	979	81	8,2%	4.158	4.134	23	0,6%
Encargos de Transporte de Itaipu	87	72	15	20,6%	331	362	(31)	-8,6%
Encargos de Conexão	78	71	7	9,5%	296	275	21	7,6%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	3	3	0	5,0%	12	12	(0)	-1,9%
ESS / EER	222	181	41	22,9%	855	1.095	(240)	-21,9%
Crédito de PIS e COFINS	(134)	(121)	(13)	11,0%	(523)	(544)	21	-3,9%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	1.315	1.185	130	11,0%	5.129	5.335	(206)	-3,9%
Custo com Energia Elétrica	4.902	4.706	196	4,2%	18.909	18.033	877	4,9%

O aumento dos **Custos com Energia Comprada para Revenda**, tanto no trimestre quanto no ano, decorre principalmente do aumento do preço de energia comprada em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**, parcialmente compensado pela redução da **Energia adquirida de Itaipu**, atribuída à menor quantidade de energia comprada e pela redução do dólar.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, o aumento observado no trimestre decorre dos **encargos de Rede Básica**, devido ao reajuste das tarifas de uso do sistema de transmissão vigente a partir de julho/25, conforme estabelecido na Resolução ANEEL nº 3.482/2025. O mesmo movimento ocorreu com o encargo de **Transporte de Itaipu**, em razão das novas tarifas estabelecidas pela mesma resolução. Adicionalmente, verifica-se um aumento nos custos de **EER – Encargos de Energia de Reserva** decorrente principalmente da maior necessidade de aporte de recursos diante do saldo insuficiente da CONER para liquidação. Por outro lado, o **ESS – Encargos de Serviço do Sistema** apresentou redução, refletindo menor volume de despachos termelétricos fora da ordem de mérito de preço.

Já no ano, os **Encargos** registraram redução, influenciados principalmente pela redução do **ESS**, pelos mesmos motivos observados no trimestre, acrescida do alívio retroativo gerado pela

diferença de preços entre submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa redução foi parcialmente compensada pelo aumento dos **Encargos de Rede Básica** – conforme já mencionado no trimestre - e pelos encargos de conexão em função dos reajustes das Receitas Anuais Permitidas (RAPs).

PMSO

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Pessoal	377	350	27	7,8%	1.400	1.316	83	6,3%
Material	69	63	6	9,5%	279	275	4	1,6%
Serviços de Terceiros	369	331	38	11,3%	1.313	1.221	93	7,6%
<i>Serviços de Terceiros</i>	<i>369</i>	<i>330</i>	<i>39</i>	<i>12,0%</i>	<i>1.313</i>	<i>1.197</i>	<i>117</i>	<i>9,7%</i>
<i>Serviços de Terceiros - Enchentes Rio Grande do Sul*</i>	<i>-</i>	<i>2</i>	<i>(2)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>24</i>	<i>(24)</i>	<i>-</i>
Outros Custos/Despesas Operacionais	243	277	(34)	-12,2%	902	1.010	(108)	-10,7%
<i>PDD</i>	<i>74</i>	<i>80</i>	<i>(6)</i>	<i>-7,4%</i>	<i>286</i>	<i>388</i>	<i>(102)</i>	<i>-26,2%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>65</i>	<i>112</i>	<i>(48)</i>	<i>-42,6%</i>	<i>235</i>	<i>256</i>	<i>(21)</i>	<i>-8,3%</i>
<i>Acordo de Arbitragem CPFL RGE*</i>	<i>15</i>	<i>-</i>	<i>15</i>	<i>-</i>	<i>15</i>	<i>-</i>	<i>15</i>	<i>-</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>50</i>	<i>46</i>	<i>3</i>	<i>6,9%</i>	<i>195</i>	<i>163</i>	<i>32</i>	<i>19,9%</i>
<i>Baixa de Ativos - Enchente Rio Grande do Sul*</i>	<i>-</i>	<i>(12)</i>	<i>12</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>26</i>	<i>(26)</i>	<i>-</i>
<i>Outros</i>	<i>40</i>	<i>50</i>	<i>(10)</i>	<i>-20,2%</i>	<i>170</i>	<i>177</i>	<i>(6)</i>	<i>-3,5%</i>
PMSO	1.058	1.021	37	3,6%	3.894	3.822	73	1,9%

* Extraordinário.

O PMSO foi impactado por dois itens extraordinários – enchente no Rio Grande do Sul e Arbitragem da CPFL RGE, (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo 1), que gerou um efeito positivo de R\$ 25 milhões na variação do trimestre e efeito negativo de R\$ 35 milhões na variação do ano.

Expurgando esses itens, o PMSO teria apresentado aumentos de 1,1% (R\$ 12 milhões) no trimestre e de 2,8% (R\$ 107 milhões) no ano, decorrentes dos seguintes fatores:

- Pessoal (aumentos de R\$ 27 milhões no trimestre e de R\$ 83 milhões no ano):** explicado principalmente pelo crescimento no *headcount* de 2,4%¹ no trimestre e de 1,8%² no ano e pelos acordos coletivos homologados em 2024 e 2025;
- MSO ligado à inflação (aumentos de R\$ 41 milhões no trimestre e de R\$ 104 milhões no ano):** hardware/software (R\$ 10 milhões no 4T25 e R\$ 35 milhões no ano); leitura e entrega de contas (R\$ 4 milhões no 4T25 e R\$ 6 milhões no ano); propaganda e publicidade (R\$ 4 milhões no 4T25 e no ano); serviços terceirizados (R\$ 4 milhões no 4T25 e R\$ 11 milhões no ano); despesas com frota (R\$ 2 milhões no 4T25 e R\$ 6 milhões no ano); entre outros efeitos pulverizados;
- MSO não ligado à inflação (reduções de R\$ 57 milhões no trimestre e de R\$ 80 milhões no ano):** no trimestre, explicado pela redução em despesas legais e judiciais (R\$ 48 milhões), provisão para devedores duvidosos (PDD), conforme explicado no item 3.1.1.3. (R\$ 6 milhões), despesas de OPEX relacionado ao CAPEX (R\$ 5 milhões), ações de cobrança (R\$ 3 milhões), parcialmente compensados pelas baixas de ativos (R\$ 3 milhões) e programa Arborização +Segura (R\$ 2 milhões). No ano, houve redução de PDD (R\$ 102 milhões), despesas legais e judiciais (R\$ 21 milhões) e despesas de OPEX relacionado ao CAPEX (R\$ 14 milhões), parcialmente compensados pelo aumento de baixa de ativos (R\$ 32 milhões), programa Arborização +Segura (R\$ 13 milhões) e ações de cobrança (R\$ 11 milhões).

¹ Média de setembro a dezembro.

² Média de janeiro a dezembro.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	(1.417)	(1.431)	13	-0,9%	(4.916)	(4.557)	(359)	7,9%
Entidade de Previdência Privada	2	(8)	10	-	6	(53)	59	-
Depreciação e Amortização	(348)	(319)	(29)	9,2%	(1.364)	(1.253)	(110)	8,8%
Demais Custos/Despesas Operacionais	(1.764)	(1.758)	(6)	0,4%	(6.274)	(5.864)	(410)	7,0%

EBITDA

O **EBITDA** das distribuidoras foi impactado por efeitos extraordinários de 2024 e 2025 (para mais detalhes, vide explicação no início do Capítulo 1). O crescimento foi motivado pelos reajustes tarifários positivos da Parcela B ocorridos em 2025 e pelo bom desempenho da PDD. Aliado a esses fatores, o ativo financeiro da concessão cresceu no ano, influenciado pelo aumento da base de ativos e inflação.

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	1.135	750	384	51,2%	3.871	2.997	874	29,2%
Depreciação e Amortização	348	319	29	9,2%	1.364	1.253	110	8,8%
Resultado Financeiro	528	385	143	37,3%	2.136	2.099	37	1,7%
Imposto de Renda / Contribuição Social	322	428	(106)	-24,8%	1.461	1.411	50	3,5%
EBITDA	2.334	1.882	451	24,0%	8.831	7.760	1.071	13,8%

EBITDA por Distribuidora

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
CPFL Paulista	1.060	874	186	21,3%	3.998	3.434	564	16,4%
CPFL Piratininga	296	324	(28)	-8,5%	1.312	1.256	57	4,5%
CPFL RGE	876	601	275	45,8%	3.130	2.717	412	15,2%
CPFL Santa Cruz	102	84	18	21,2%	391	353	39	10,9%
EBITDA	2.334	1.882	451	24,0%	8.831	7.760	1.071	13,8%

CPFL Paulista:

No trimestre, a variação positiva foi impulsionada pelo reajuste positivo da Parcela B (7,54%) que entrou em vigência em abril/25 e pela melhora na PDD.

No ano, soma-se aos efeitos relatados a atualização positiva do ativo financeiro da concessão.

CPFL Piratininga:

O EBITDA no trimestre apresentou uma variação negativa, impactado principalmente pela redução do ativo financeiro da concessão em função do decréscimo do índice no período.

No ano, a variação positiva do EBITDA foi influenciada pela redução de PDD e pelo mix de energia mais favorável, além do reajuste tarifário, que resultou em um aumento de 1,88% na Parcela B, que ficou vigente até out/25.

CPFL RGE:

O EBITDA no trimestre foi impactado pelos efeitos extraordinários de 2024 e 2025 (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo 1). Desconsiderando esses efeitos, o EBITDA apresentaria um aumento de 21,1%, decorrente principalmente do reajuste tarifário da Parcela B

(+4,90%) vigente desde jun/25. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução da atualização do ativo financeiro da concessão, devido à queda do índice do período.

Desconsiderando os efeitos extraordinários, o EBITDA do ano apresentaria crescimento de 5,7%, impulsionado pela Parcela B e melhor desempenho da PDD.

CPFL Santa Cruz:

A variação positiva do EBITDA, no trimestre, é reflexo do incremento da Parcela B (+3,87%) e redução de PMSO. No ano, a variação positiva do EBITDA é reflexo do incremento da Parcela B.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Receitas	519	312	207	66,4%	1.651	1.265	386	30,5%
Despesas	(1.047)	(697)	(350)	50,3%	(3.787)	(3.364)	(423)	12,6%
Resultado Financeiro	(528)	(385)	(143)	37,3%	(2.136)	(2.099)	(37)	1,7%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(741)	(623)	(119)	19,0%	(2.868)	(2.355)	(514)	21,8%
Acréscimos e multas moratórias	124	118	7	5,5%	484	421	63	14,8%
Marcação a mercado	4	149	(145)	-97,2%	140	(75)	215	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	85	(4)	89	-	165	(82)	248	-
Outras receitas e despesas	(0)	(25)	25	-98,3%	(56)	(8)	(49)	646,3%
Resultado Financeiro	(528)	(385)	(143)	37,3%	(2.136)	(2.099)	(37)	1,7%

No trimestre, destaca-se a redução da receita relacionada à **Marcação a mercado** das dívidas, devido à mudança do comportamento da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado (menor aumento da curva de *spread* de risco, na comparação com o período anterior), além do ganho relacionado às novas captações no 4T24. Além disso, registrou-se um aumento das **Despesas com dívida líquida**, decorrente principalmente da alta do indexador CDI. Em contrapartida, registrou-se um aumento da **Atualização do ativo e passivo financeiro setorial** em função do saldo atualizável.

No ano, as variações seguem na mesma direção, exceto pela **Marcação a mercado** das dívidas, que apresentou um aumento de receita em função de uma menor queda na curva de *spread* de risco, somado ao ganho associado ao maior volume de captações marcadas a mercado, se comparado a 2024.

Lucro Líquido

O aumento do **Lucro Líquido** no trimestre ocorreu devido ao maior resultado do EBITDA e da redução das despesas com imposto de renda e contribuição social, sendo parcialmente compensados pelo aumento das despesas financeiras líquidas.

Os mesmos efeitos afetaram o **Lucro Líquido** no ano.



3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO

3.2.1) Desempenho Operacional

Energia Gerada

GWh	4T25	4T24	Δ GWh	Δ %	2025	2024	Δ GWh	Δ %
Eólica	939	1.132	(192)	-17,0%	3.376	3.631	(255)	-7,0%
PCH	364	431	(67)	-15,6%	1.557	1.686	(129)	-7,6%
UHE	2.183	2.483	(300)	-12,1%	7.499	10.393	(2.894)	-27,8%
Biomassa ¹	63	183	(119)	-65,3%	398	988	(590)	-59,7%
Solar	0,1	0,3	(0,3)	-74,6%	0,5	1,2	(0,7)	-55,7%
UTE ²	-	2	(2)	-	-	15	(15)	-
Total	3.550	4.231	(681)	-16,1%	12.832	16.715	(3.883)	-23,2%

Notas:

(1) As usinas de biomassa Bio Buriti, Bio Ipê e Bio Pedra foram transferidas para o Grupo Pedra em nov/24, deixando de pertencer ao Grupo CPFL desde então;

(2) O contrato de energia se encerrou em dez/24 e o ativo foi alienado em jun/25.

No trimestre e no ano, registramos uma redução no volume de energia gerada, em função de um pior desempenho das UHEs, devido ao menor despacho, seguido pelo impacto do *curtailment* nos parques eólicos, representando 36% da geração potencial total no trimestre e 31% no ano. Houve ainda uma menor geração das PCHs, devido a condições de recursos reduzidas.

Disponibilidade

Média Mensal	4T25	4T24	Δ p.p.	Δ %	2025	2024	Δ p.p.	Δ %
Eólica	93,8%	93,9%	0,0	0,0%	93,3%	94,7%	-1,4	-1,5%
PCH	90,0%	95,7%	-5,7	-5,9%	93,9%	96,4%	-2,6	-2,7%
UHE	99,5%	96,0%	3,5	3,7%	96,7%	95,6%	1,2	1,2%
Biomassa ¹	100,0%	100,0%	0,0	0,0%	99,9%	99,5%	0,3	0,3%
Solar	100,0%	100,0%	0,0	0,0%	100,0%	100,0%	0,0	0,0%
UTE ²	0,0%	99,3%	-99,3	-	0,0%	98,8%	-98,8	-

Notas:

(1) As usinas de biomassa Bio Buriti, Bio Ipê e Bio Pedra foram transferidas para o Grupo Pedra em nov/24, deixando de pertencer ao grupo CPFL desde então;

(2) O contrato de energia se encerrou em dez/24 e o ativo foi alienado em jun/25.

3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	1.580	1.613	(32)	-2,0%	5.525	5.486	39	0,7%
Receita Operacional Líquida	1.447	1.482	(35)	-2,4%	5.052	5.020	32	0,6%
Custo com Energia Elétrica	(302)	(205)	(97)	47,0%	(846)	(656)	(189)	28,8%
PMSO e Previdência	(196)	(242)	46	-18,9%	(735)	(669)	(66)	9,8%
Equivalência Patrimonial	64	73	(8)	-11,5%	273	331	(59)	-17,7%
EBITDA¹	1.013	1.107	(94)	-8,5%	3.744	4.026	(282)	-7,0%
Depreciação e Amortização	(217)	(222)	5	-2,5%	(873)	(879)	6	-0,7%
Resultado Financeiro	(37)	(69)	31	-45,4%	(323)	(315)	(8)	2,5%
<i>Receitas Financeiras</i>	70	48	23	47,3%	244	215	28	13,1%
<i>Despesas Financeiras</i>	(108)	(116)	9	-7,4%	(567)	(531)	(36)	6,8%
Lucro Antes da Tributação	759	816	(57)	-7,0%	2.548	2.831	(283)	-10,0%
Lucro Líquido	561	652	(91)	-14,0%	1.929	2.231	(302)	-13,5%

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Receita Operacional Líquida

No trimestre, o pior desempenho dos parques eólicos, devido ao aumento no **curtailment** imposto pelo ONS, foi o principal ofensor da receita, representando uma perda de receita de R\$ 210 milhões no 4T25 (versus R\$ 88 milhões no 4T24).

No ano, a receita foi favorecida pelos contratos de energia reajustados por inflação (IPCA ou IGP-M), apesar do impacto do **curtailment**, que resultou em uma perda de R\$ 558 milhões em 2025 (versus R\$ 272 milhões em 2024).

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Energia de Curto Prazo	83	30	53	174,3%	219	130	88	67,6%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	165	124	41	33,0%	403	293	109	37,2%
Crédito de PIS e COFINS	(9)	(11)	1	-13,2%	(27)	(26)	(2)	7,4%
Energia Comprada para Revenda	238	144	95	65,9%	593	398	195	48,9%
Encargos da Rede Básica	54	54	1	1,4%	217	218	(1)	-0,6%
Encargos de Conexão	4	3	0	11,1%	13	16	(3)	-17,9%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	10	9	1	11,2%	37	39	(2)	-4,4%
ESS/EER	(1)	(0)	(0)	114,7%	(1)	(0)	(1)	221,1%
Crédito de PIS e COFINS	(3)	(4)	0	-7,7%	(14)	(15)	1	-8,6%
Encargos	64	62	2	3,1%	252	258	(6)	-2,2%
Custo com Energia Elétrica	302	205	97	47,0%	846	656	189	28,8%

Nota: (1) O Prêmio de Risco do GSF passou a ser contabilizado no custo de energia a partir do 4T24.

No trimestre e no ano, as principais variações decorreram do maior volume de compra de **Energia de Curto Prazo** e de energia adquirida por meio de **Contratos Bilaterais, ACR e ACL**. Ambos os efeitos foram potencializados pelo maior preço médio nos períodos analisados.

PMSO

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Pessoal	49	46	4	7,7%	180	171	9	5,2%
Material	10	5	5	95,5%	43	44	(1)	-2,2%
Serviços de Terceiros	75	95	(20)	-21,3%	277	326	(49)	-14,9%
<i>Serviços de Terceiros</i>	75	111	(36)	-32,7%	277	318	(41)	-12,8%
<i>Serviços de Terceiros - Enchente Rio Grande do Sul*</i>	-	(16)	16	-	-	8	(8)	-
Outros	62	96	(34)	-35,4%	234	127	107	84,3%
<i>Baixa de Ativos</i>	(1)	7	(8)	-	1	3	(2)	-67,2%
<i>Legais, Judiciais e Indenizações</i>	4	(8)	12	-	19	(6)	25	-
<i>Outros</i>	38	3	36	1349,7%	109	72	38	52,7%
<i>Prêmio do Risco do GSF¹</i>	-	(0)	0	-	-	23	(23)	-
<i>Ajuste a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)*</i>	21	(40)	61	-	12	(103)	115	-
<i>Ajuste a Valor Justo de Enercan (efeito não caixa)*</i>	-	(56)	56	-	-	(56)	56	-
<i>Impacto Venda Epasa*</i>	-	-	-	-	92	-	92	-
<i>Baixa de Ativos - Enchente Rio Grande do Sul*</i>	-	-	-	-	-	3	(3)	-
<i>Antecipação de Término de Consórcio - Grupo Pedra*</i>	-	191	(191)	-	-	191	(191)	-
PMSO	196	242	(46)	-18,9%	734	668	66	9,9%

Notas:

* Extraordinário;

(1) O Prêmio de Risco do GSF passou a ser contabilizado no custo de energia a partir do 4T24.

O PMSO foi impactado por **itens extraordinários** – ajustes a valor justo de Paulista Lajeado e Enercan, antecipação de término de consórcio (Grupo Pedra), além do impacto da enchente no Rio Grande do Sul (para mais detalhes, vide explicação no Capítulo 1), que geraram um impacto negativo de R\$ 57 milhões no trimestre. No ano, esses mesmos fatores, somados ao efeito de

venda da participação na Epasa e a reclassificação contábil do Prêmio de Risco do GSF, resultaram em um impacto positivo de R\$ 38 milhões.

Expurgando esses itens, o PMSO teria apresentado resultado em linha no trimestre e um aumento de 2,8% (R\$ 17 milhões) no ano, decorrente dos seguintes fatores:

- l **PMSO não ligado à inflação (aumentos de R\$ 15 milhões no trimestre e de R\$ 35 milhões no ano):** decorrente de despesas legais e judiciais;
- l **PMSO ligado à inflação (reduções de R\$ 4 milhões no trimestre e de R\$ 6 milhões no ano):** sobretudo pela redução de despesas com outros serviços terceirizados e manutenção de máquinas e equipamentos.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Entidade de Previdência Privada	0	0	(0)	-26,4%	1	2	(0)	-26,4%
Depreciação e Amortização	169	173	(4)	-2,3%	682	690	(8)	-1,1%
Amortização do Intangível da Concessão	48	49	(1)	-3,0%	191	189	2	0,8%
Demais Custos/Despesas Operacionais	217	223	(6)	-2,5%	874	881	(7)	-0,7%

Equivalência Patrimonial

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Baesa	(6)	(12)	6	-48,3%	(6)	(11)	5	-47,8%
Foz do Chapecó	71	64	7	10,8%	276	255	22	8,5%
Epasa	-	21	(21)	-	1	87	(86)	-98,9%
Equivalência Patrimonial¹	64	73	(9)	-11,7%	272	331	(59)	-17,9%

Nota: (1) A divulgação da participação em controladas é realizada de acordo com a IFRS 12 e CPC 45.

Baesa

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	10	11	(1)	-9,3%	61	57	4	6,4%
Custos/Desp. Operacionais	(13)	(10)	(3)	29,9%	(45)	(33)	(13)	38,7%
Depreciação e Amortização	(5)	(4)	(1)	33,0%	(16)	(15)	(1)	8,9%
Resultado Financeiro	(2)	(5)	3	-57,4%	(8)	(15)	7	-45,7%
IR/CS	4	(5)	8	-	3	(5)	9	-
Lucro Líquido	(6)	(12)	6	-48,3%	(6)	(11)	5	-47,8%

No trimestre e no ano, a **Receita Líquida** permaneceu em linha. Em ambos os períodos, os **Custos e Despesas Operacionais** apresentaram um aumento decorrente da maior quantidade de energia comprada, devido a redução da geração, bem como um maior preço. Por outro lado, houve redução na **Despesa Financeira Líquida** em função de menores despesas com UBP, somadas ao aumento nas rendas de aplicações financeiras.

Foz do Chapecó

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	178	167	11	6,7%	689	652	37	5,7%
Custos/Desp. Operacionais	(39)	(35)	(5)	13,7%	(154)	(133)	(21)	15,9%
Depreciação e Amortização	(20)	(13)	(7)	52,7%	(59)	(53)	(7)	13,0%
Resultado Financeiro	(13)	(25)	11	-45,7%	(58)	(85)	27	-32,2%
IR/CS	(34)	(30)	(4)	13,4%	(139)	(127)	(12)	9,8%
Lucro Líquido	71	64	7	10,8%	276	255	22	8,5%

No trimestre e no ano, a **Receita Líquida** teve aumento devido à maior quantidade e preço da energia suprida. Os **Custos e Despesas Operacionais** tiveram um aumento, principalmente devido ao cenário de maior preço de energia. A **Despesa Financeira Líquida** apresentou uma redução em ambos os períodos, em função de menores despesas com UBP, indexadas por IGP-M e IPCA, somadas a um menor saldo de dívidas. No resultado do ano, houve ainda um efeito positivo pelo aumento nas rendas de aplicações financeiras.

Epasa

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	-	47	(47)	-	(0)	190	(190)	-100,2%
Custos/Desp. Operacionais	-	(15)	15	-	(7)	(53)	45	-85,9%
Depreciação e Amortização	-	(12)	12	-	-	(49)	49	-100,0%
Resultado Financeiro	-	5	(5)	-	10	18	(8)	-42,8%
IR/CS	-	(0)	0	-	(1)	(15)	14	-96,1%
Lucro Líquido	-	21	(21)	-	1	87	(86)	-98,9%

Com o fim do contrato de venda de energia em dez/24 e a conclusão da venda da participação no ativo em jun/25, a contribuição para o resultado de 2025 é significativamente menor. Passamos a reportar apenas as variações apresentadas nos períodos analisados.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Receitas	70	48	23	47,3%	244	215	28	13,1%
Despesas	(108)	(116)	9	-7,4%	(567)	(531)	(36)	6,8%
Resultado Financeiro	(37)	(69)	31	-45,4%	(323)	(315)	(8)	2,5%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(84)	(62)	(22)	36,2%	(326)	(310)	(16)	5,3%
Marcação a mercado	56	2	53	2187,1%	53	(8)	61	-
Outras receitas e despesas	(9)	(9)	(0)	4,2%	(50)	4	(54)	-
Resultado Financeiro	(37)	(69)	31	-45,4%	(323)	(315)	(8)	2,5%

No trimestre, a redução decorreu principalmente do ganho com **Marcação a mercado (MTM)** relacionado à captação por meio de mútuo, parcialmente compensado por maiores **Despesas com a dívida líquida**, em função do maior saldo de dívida indexada ao CDI.

Já em relação ao resultado do ano, observou-se discreto aumento, sobretudo em razão da **Atualização de Créditos Fiscais** e das maiores **Despesas com a dívida líquida**, decorrentes do maior saldo de dívida indexada ao CDI, somado ao aumento do indexador no período. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo ganho com **Marcação a mercado (MTM)**.

EBITDA e Lucro Líquido

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	561	652	(91)	-14,0%	1.929	2.231	(302)	-13,5%
Depreciação e Amortização	217	222	(5)	-2,5%	873	879	(6)	-0,7%
Resultado Financeiro	37	69	(31)	-45,4%	323	315	8	2,5%
Imposto de Renda / Contribuição Social	198	164	34	20,4%	619	600	19	3,2%
EBITDA	1.013	1.107	(94)	-8,5%	3.744	4.026	(282)	-7,0%

O **EBITDA** do trimestre e do ano foi impactado principalmente pelas variações de PMSO

associadas aos efeitos extraordinários já citados, além da redução na receita líquida, decorrente do maior impacto do *curtailment*.

A redução do EBITDA foi refletida também no **Lucro Líquido**, que apresentou desempenho inferior em 2025 para ambos os períodos de comparação.

Índice

CPFL Energia

Distribuição

Geração

Transmissão

Comercialização
e Serviços

Anexos



3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO

3.3.1) Portfólio

Contrato de Concessão	Início da Concessão	Final da Concessão	Participação CPFL-T	Índice de Reajuste	RAP 2025-2026¹ (R\$ milhões)	RAP Prevista 2025-2026 (R\$ milhões)	Km de Rede	Categoria dos Projetos	Revisão Tarifária	Próxima Revisão
CONTRATO 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	IPCA	1.043	34	5.950	Categoria 1	1ª RTP - 2018 2ª RTP - 2024	3ª RTP - 2028
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	46	-	75	Categoria 3	1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
TESB	27/07/2011	27/07/2041	98%	IPCA	44	-	99	Categoria 3	1ª RTP - 2017 2ª RTP - 2022	3ª RTP - 2026
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	36	-	307	Categoria 3	1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
CONTRATO 080/02	18/12/2002	18/12/2032	100%	IGP-M	22	-	127	Categoria 2	Não tem	
MORRO AGUDO	24/03/2015	24/03/2045	100%	IPCA	20	-	-	Categoria 3	1ª RTP - 2020 2ª RTP - 2025	3ª RTP - 2030
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	IPCA	17	-	-	Categoria 3	1ª RTP - 2018 2ª RTP - 2023	3ª RTP - 2028
CONTRATO 004/01 (CAC 3)	31/03/2021	31/03/2051	100%	IPCA	12	-	-	Categoria 3	-	1ª RTP - 2026
MARACANAÚ	21/09/2018	21/09/2048	100%	IPCA	11	-	-	Categoria 3	1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
ETAU²	18/12/2002	18/12/2032	10%	IGP-M	54	-	188	Categoria 2	-	-
TPAE²	19/11/2009	19/11/2039	10%	IPCA	12	-	12	Categoria 3	-	-

Notas:

(1) Valor homologado descontando a Parcela de Ajuste (PA);

(2) Projetos consolidados por equivalência patrimonial.

3.3.2) Desempenho Operacional

ENS – Energia Não Suprida | MWh

O indicador de Energia Não Suprida (ENS) consiste na análise do quantitativo da energia interrompida por indisponibilidade de ativos de Transmissão e, portanto, constata o impacto efetivo da indisponibilidade para a sociedade.

MWh	4T25	4T24	Δ MWh	Δ %	2025	2024	Δ MWh	Δ %
ENS	143,9	323,5	-179,6	-55,5%	717,2	900,3	-183,2	-20,3%

A redução do ENS no período de análise se deve à menor incidência de eventos relevantes com perda de carga no 4T25, ao contrário do 4T24. No ano, a redução decorre de eventos climáticos e falhas de equipamentos que ocorreram no ano anterior.

PVd – Parcela Variável Descontada

A Parcela Variável Descontada (PVd) consiste na relação percentual dos descontos de Parcela Variável efetivados sobre a base do Faturamento Mensal da Transmissora. Tais dados são disponibilizados mensalmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

%	4T25	4T24	Δ %	2025	2024	Δ %
PVd	1,006%	1,844%	-45,4%	1,052%	0,635%	65,7%

No trimestre, tivemos uma redução, quando comparado com o mesmo período de 2024, devido à menor incidência de eventos climáticos que impactaram as linhas de transmissão.

Já no ano, tivemos um aumento, se comparado com o mesmo período de 2024, devido à devolução de valores em 2024 que impactaram positivamente o resultado daquele período.

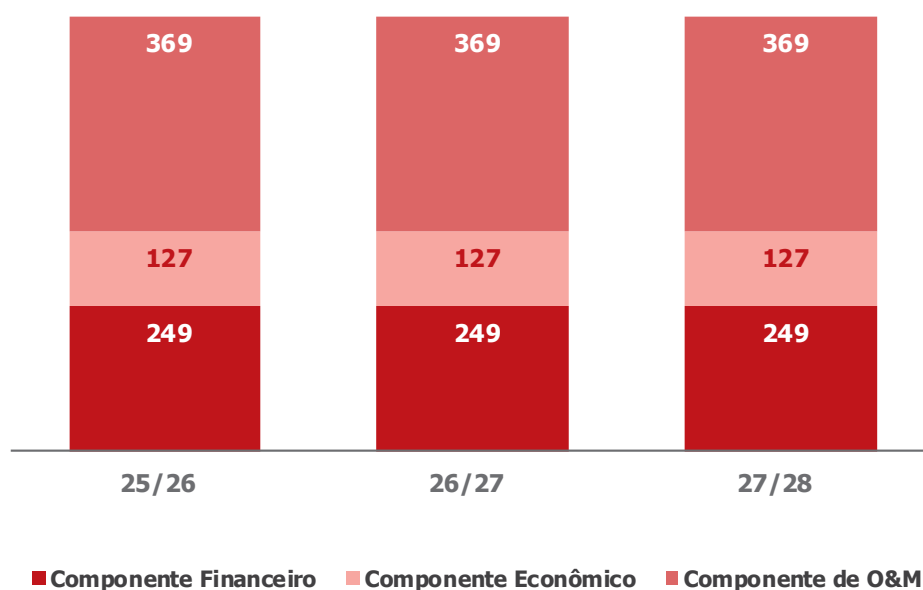
3.3.3) Temas Regulatórios

Fluxo de Recebimento da RBSE¹

A Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) correspondente aos ativos pertencentes à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE é a indenização dos ativos não amortizados, no contexto da renovação das concessões de Transmissão, nos termos da Lei nº 12.783/2013. O fluxo de recebimento para a receita desses ativos pertencentes ao Contrato de Concessão nº 055/2001 da CPFL Transmissão são demonstrados abaixo.

Com a conclusão da discussão administrativa da RBSE, a ANEEL publicou a REH nº 3.464/2025, a qual estabeleceu que as parcelas do componente financeiro para os ciclos 2025/2026, 2026/2027 e 2027/2028, a serem recebidas pela CPFL Transmissão fossem alteradas de R\$ 296 milhões para R\$ 249 milhões (por ciclo anual de reajuste tarifário). Os fluxos do componente econômico e de O&M não eram objeto de discussão e não tiveram alterações, mantendo o estabelecido na Revisão Periódica Tarifária (RTP) das transmissoras, conforme determinado na REH 3.344/2024.

Fluxo de Recebimento – Componentes Financeiro¹, Econômico² e O&M² | R\$ milhões



Nota: (1) Valores do gráfico estão na data base Junho/2025 e devem ser atualizados por IPCA anualmente. (2) Valores sem data definida para acabar (acaba somente na baixa ou substituição do ativo).

Reajuste Tarifário Anual ("RTA")

De acordo com a REH ANEEL nº 3.481/2025, para o ciclo de 2025-2026, de 01/07/2025 a 30/06/2026, a Receita (RAP) somada à Parcela de Ajuste (PA) do **Contrato de Concessão nº 055/2001** totaliza cerca de R\$ 1.252 milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- (i) Correção monetária pelo IPCA;
- (ii) Desconto da Parcela de Ajuste (PA), composta dos seguintes componentes: (i) PA RTP

2023 relativa à retroatividade da RAP pertinente aos Reforços e Melhorias, (ii) PA Financeiro Melhorias, (iii) PA Calculada correspondente ao desconto dos valores excedentes de RAP recebidos a maior no ciclo anterior (Subsídio CDE, Antecipações de RAP) e (iv) PA Outros, relativa à PA Qualidade DIT e Outros;

- (iii) Reforços e Melhorias que entraram em operação comercial durante o ciclo 2024-2025 e incrementaram a receita da transmissora (novos investimentos);
- (iv) RBSE, sendo a redução relativa à decisão final em Reunião Ordinária da ANEEL na data de 10 de junho de 2025 acerca da discussão do Componente Financeiro da RBSE, relativos à trajetória da cobertura de O&M e relativos às desativações.

Reajuste Tarifário Anual do contrato de concessão prorrogado nos termos da Lei nº 12.783/2013:

Contratos	REH 3.344/2024 Resultado da RTP	RBSE Financeiro	Trajatória CAOM	Novos Investimentos	Indexador (IPCA)	REH 3.481/2025 Receita Homologada	PA RTA 2025	REH 3.481/2025
055/2001	1.029,6	-59,0	-25,3	47,6	50,3	1.043,2	-0,04	1.043,3

* Valores expressos em R\$ milhões.

Quanto aos contratos licitados, de acordo com a REH ANEEL nº 3.481/2025, para o ciclo de 2025/2026, o valor da RAP total, somada à Parcela de Ajuste, alcança aproximadamente R\$ 209 milhões.

Reajuste Tarifário Anual 2025:

Contratos	REH 3.348/2024	Entrada em operação	Indexador (IPCA ou IGP-M)	Impacto do Reposicionamento da RTP	REH 3.481/2025 Receita Homologada	PA RTA 2025	REH 3.481/2025
080/2002	21.362,7	-	1.499,9	-	22.862,7	-677,9	22.184,7
001/2011	45.877,1	-	2.440,6	-	48.317,6	-4.218,4	44.099,2
003/2013	16.641,2	-	885,3	-	17.526,5	-383,2	17.143,3
020/2018	10.974,2	-	583,8	-	11.558,0	-129,6	11.428,5
006/2015	19.807,3	-	0,0	-67,8	19.739,5	-213,9	19.525,6
005/2019	35.878,0	-	1.908,6	-	37.786,7	-1.297,0	36.489,6
011/2019	46.088,2	-	2.451,8	-	48.539,9	-2.312,9	46.227,0
004/2021	11.160,9	880,4	593,8	-	12.635,1	-678,1	11.956,9

* Valores expressos em R\$ mil.

3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro | Regulatório



Disclaimer: Este item contém os resultados regulatórios (Demonstrações Contábeis Regulatórias destinadas ao reporte para a ANEEL, agência reguladora do setor elétrico) e, portanto, possui apenas fins de análise do desempenho regulatório/gerencial, seguindo as práticas do mercado para negócios de transmissão.

Assim, este não serve como reporte oficial da Companhia para a Comissão de Valores Mobiliários (CVM), que segue estrita e rigidamente os padrões contábeis internacionais do IFRS.

Os valores não foram auditados e ainda estão sujeitos a alterações.

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	352	315	37	11,8%	1.365	1.428	(63)	-4,4%
Receita Operacional Líquida	302	264	37	14,2%	1.163	1.192	(29)	-2,4%
PMSO, Previdência e PDD	(139)	(73)	(66)	89,7%	(397)	(354)	(43)	12,0%
Equivalência Patrimonial	1	1	0	13,1%	5	6	(1)	-17,4%
EBITDA	164	192	(28)	-14,7%	771	844	(73)	-8,6%
Depreciação e Amortização	(48)	(46)	(2)	4,3%	(188)	(134)	(54)	40,5%
Resultado Financeiro	(116)	(7)	(109)	1620,3%	(480)	(294)	(186)	63,4%
<i>Receitas Financeiras</i>	13	20	(7)	-35,9%	55	78	(23)	-29,5%
<i>Despesas Financeiras</i>	(128)	(26)	(102)	388,1%	(535)	(371)	(163)	44,0%
Lucro Antes da Tributação	0	139	(138)	-99,7%	103	415	(312)	-75,1%
Imposto de Renda e Contribuição Social	15	(26)	41	-	(1)	(85)	84	-98,8%
Lucro Líquido	16	112	(97)	-86,1%	102	330	(228)	-69,0%

Receita Operacional

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Contrato de Concessão 055/2001	313	262	52	19,7%	1.192	1.222	(31)	-2,5%
Sul II	12	12	1	6,8%	49	47	3	5,7%
TESB	12	12	1	7,7%	50	44	6	14,6%
Sul I	9	9	1	10,8%	38	36	2	5,5%
Contrato de Concessão 080/2002	5	5	0	5,3%	21	18	2	12,5%
Morro Agudo	5	5	(0)	-5,2%	19	20	(1)	-4,9%
Piracicaba	4	6	(2)	-27,0%	18	18	(1)	-3,7%
Maracanaú	3	3	0	6,0%	12	11	0	3,5%
Contrato de Concessão 004/2001 (CAC 3)	3	3	(0)	-5,2%	11	10	1	8,6%
Provisão Para Efeitos Temporários	(14)	-	(14)	-	(44)	-	(44)	-
Encargos Regulatórios	(19)	(25)	6	-24,2%	(84)	(116)	31	-27,0%
Receita Bruta	352	315	37	11,8%	1.366	1.428	(62)	-4,3%
Deduções da Receita	(50)	(51)	1	-2,4%	(118)	(121)	3	-2,1%
Receita Líquida	302	264	37	14,2%	1.163	1.192	(29)	-2,4%

O aumento da **receita operacional** é devido aos efeitos do reajuste tarifário para o ciclo 2025-2026, aplicado a partir de julho de 2025. Entretanto, a receita não reflete integralmente o reajuste da RAP porque foi reconhecido um efeito temporário no resultado, equivalente a valores recebidos a maior, visando alinhar a receita faturada com a RAP homologada.

No ano, a redução decorre do efeito da Parcela de Ajuste do ciclo 2024/2025, que devolveu valores arrecadados a maior no ciclo anterior, em função da postergação da RTP de 2023.

Custos e Despesas de O&M | PMSO e Depreciação/Amortização

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Pessoal	31	36	(5)	-14,9%	132	137	(5)	-3,4%
Material	5	3	3	104,4%	14	21	(7)	-33,4%
Serviços de Terceiros	14	28	(14)	-49,8%	95	107	(12)	-11,7%
Entidade de Previdência Privada	10	18	(9)	-46,5%	40	73	(33)	-45,7%
Outros	79	(12)	91	-	116	15	101	670,5%
<i>PDD</i>	5	7	(2)	-34%	15	10	5	49,2%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	83	34	49	145,8%	107	6	102	1793,7%
<i>Provisões</i>	(30)	(52)	22	-42,0%	(65)	26	(91)	-
<i>Outros</i>	22	1	21	3021,6%	59	(27)	85	-
PMSO	139	73	66	89,7%	397	353	44	12,3%
Depreciação e Amortização	48	46	2	4,3%	188	134	54	40,5%
PMSO, depreciação e amortização	187	119	68	56,9%	585	487	98	20,1%

O **PMSO** foi afetado principalmente por:

- └ Aumento de provisões, em especial para despesas legais e judiciais (+R\$ 71 milhões);
- └ Aumento de gastos com material (+R\$ 3 milhões);

- Outros (+R\$ 21 milhões).

Parcialmente compensado por:

- Redução nos gastos com pessoal e entidade de previdência privada (-R\$ 14 milhões);
- Redução nos gastos com serviços de terceiros (-R\$ 14 milhões);
- Redução na PDD (-R\$ 2 milhões).

No ano, também houve um aumento, impactado pelos mesmos efeitos citados acima.

Em relação à depreciação, houve um aumento em função da revisão tarifária ocorrida em 2024, quando a ANEEL recalculou a taxa de depreciação dos ativos e reconheceu novos que entraram no ciclo.

EBITDA

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	16	112	(97)	-86,1%	102	331	(229)	-69,1%
Depreciação e Amortização	48	46	2	4,3%	188	134	54	40,5%
Resultado Financeiro	116	7	109	1620,3%	480	294	186	63,4%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(15)	26	(41)	-	1	85	(84)	-98,8%
EBITDA	164	192	(28)	-14,7%	771	844	(73)	-8,6%

A redução do **EBITDA** no trimestre se deve principalmente por um aumento no PMSO, parcialmente compensado pelo reajuste da RAP.

No ano, temos um resultado menor por conta do efeito da Parcela de Ajuste do ciclo 2024/2025, que devolvia valores arrecadados a maior em função da postergação da RTP de 2023, além do aumento no PMSO.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(124)	(45)	(80)	179,0%	(481)	(290)	(191)	65,9%
Marcação a Mercado	8	36	(28)	-78,2%	(6)	(8)	1	-16,7%
Outras receitas e despesas	0	1	(1)	-98,3%	7	2	5	288,0%
Resultado Financeiro	(116)	(7)	(109)	1620,3%	(480)	(294)	(187)	63,5%

Houve uma piora do **Resultado Financeiro**, devido principalmente a:

- Aumento das despesas com a dívida líquida, por conta de gastos com novas captações e variação no CDI (-R\$ 80 milhões);
- Perda no efeito da marcação a mercado (-R\$ 28 milhões) decorrente de menores ganhos relacionados ao menor aumento da curva de *spread* de risco nesse trimestre;
- Outros (-R\$ 1 milhão).

Já no ano, a variação se deu devido ao aumento das despesas com a dívida líquida, fruto das novas emissões de debêntures ocorridas ao longo de 2025, da variação do CDI e dos gastos com novas captações (-R\$ 191 milhões).

Lucro Líquido

Houve uma redução no **Lucro Líquido**, pelo aumento da depreciação e pelas piores no resultado financeiro e no EBITDA, conforme explicado acima.

3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro | IFRS

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	555	731	(176)	-24,1%	2.275	2.430	(156)	-6,4%
Receita Operacional Líquida	504	679	(174)	-25,7%	2.070	2.198	(128)	-5,8%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	292	289	3	1,0%	1.107	1.160	(53)	-4,6%
PMSO, Previdência e PDD	(146)	(127)	(19)	14,7%	(400)	(368)	(32)	8,8%
Custos com construção de infraestrutura	(272)	(284)	12	-4,3%	(807)	(705)	(103)	14,6%
Equivalência Patrimonial	1	1	(0)	-23,1%	3	5	(2)	-35,5%
EBITDA¹	87	268	(181)	-67,5%	866	1.131	-265	-23,4%
Depreciação e Amortização	(8)	(11)	2	-22,8%	(35)	(39)	4	-9,6%
Resultado Financeiro	(116)	(7)	(110)	1596,9%	(480)	(296)	(185)	62,4%
<i>Receitas Financeiras</i>	<i>12</i>	<i>20</i>	<i>(8)</i>	<i>-39,0%</i>	<i>55</i>	<i>76</i>	<i>(21)</i>	<i>-28,0%</i>
<i>Despesas Financeiras</i>	<i>(128)</i>	<i>(26)</i>	<i>(102)</i>	<i>386,6%</i>	<i>(535)</i>	<i>(372)</i>	<i>(163)</i>	<i>43,9%</i>
Lucro Antes da Tributação	(37)	251	(288)	-	351	797	(446)	-56,0%
Imposto de Renda e Contribuição Social	18	(83)	101	-	(82)	(189)	107	-56,6%
Lucro Líquido	(19)	168	(188)	-	269	608	(339)	-55,8%

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Índice

CPFL Energia

Distribuição

Geração

Transmissão

Comercialização
e Serviços

Anexos



3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS

3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

Comercialização

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	922	1.454	(532)	-36,6%	3.205	3.562	(357)	-10,0%
Receita Operacional Líquida	798	1.277	(478)	-37,5%	2.763	3.078	(315)	-10,2%
Custo com Energia Elétrica	(870)	(1.273)	403	-31,6%	(2.919)	(3.019)	100	-3,3%
PMSO, Previdência e PDD	(18)	(19)	0	-1,8%	(93)	(72)	(22)	30,3%
EBITDA¹	(90)	(15)	(75)	514,8%	(250)	(13)	(237)	1826,8%
Depreciação e Amortização	(1)	(2)	1	-45,2%	(5)	(7)	2	-26,7%
Resultado Financeiro	(10)	(7)	(3)	48,2%	(27)	(23)	(4)	18,4%
<i>Receitas Financeiras</i>	11	7	4	59,7%	33	47	(13)	-28,6%
<i>Despesas Financeiras</i>	(21)	(13)	(7)	54,1%	(60)	(69)	9	-13,2%
Lucro Antes da Tributação	(101)	(23)	(78)	340,2%	(282)	(42)	(239)	566,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(5)	(4)	(1)	27,2%	(17)	(10)	(7)	71,3%
Lucro (prejuízo) Líquido	(106)	(27)	(79)	293,4%	(299)	(52)	(247)	470,4%

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

No trimestre, o **EBITDA** foi impactado principalmente pela menor margem e pela inadimplência (PDD) de algumas comercializadoras (contrapartes no mercado) que entraram em recuperação judicial. No ano, os efeitos se repetem.

Serviços

R\$ Milhões	4T25	4T24	Δ R\$	Δ %	2025	2024	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	363	342	21	6,0%	1.379	1.364	14	1,0%
Receita Operacional Líquida	333	315	18	5,7%	1.268	1.254	14	1,1%
PMSO, Previdência e PDD	(251)	(264)	12	-4,7%	(957)	(974)	17	-1,7%
EBITDA¹	82	52	31	59,2%	310	279	31	11,1%
Depreciação e Amortização	(13)	(10)	(3)	29,9%	(54)	(59)	5	-8,7%
Resultado Financeiro	2	1	0	7,5%	3	9	(6)	-65,3%
<i>Receitas Financeiras</i>	5	5	0	-3,3%	16	19	(4)	-19,3%
<i>Despesas Financeiras</i>	(3)	(3)	0	-7,8%	(12)	(10)	(2)	20,6%
Lucro Antes da Tributação	71	43	28	64,3%	259	229	30	13,2%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(19)	(9)	(11)	125,7%	(61)	(55)	(6)	10,4%
Lucro Líquido	51	34	17	49,1%	198	174	24	14,0%

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Destacamos os resultados da CPFL Total/Alesta, que juntas alcançaram um EBITDA de R\$ 100 milhões, mostrando um crescimento importante no segmento.



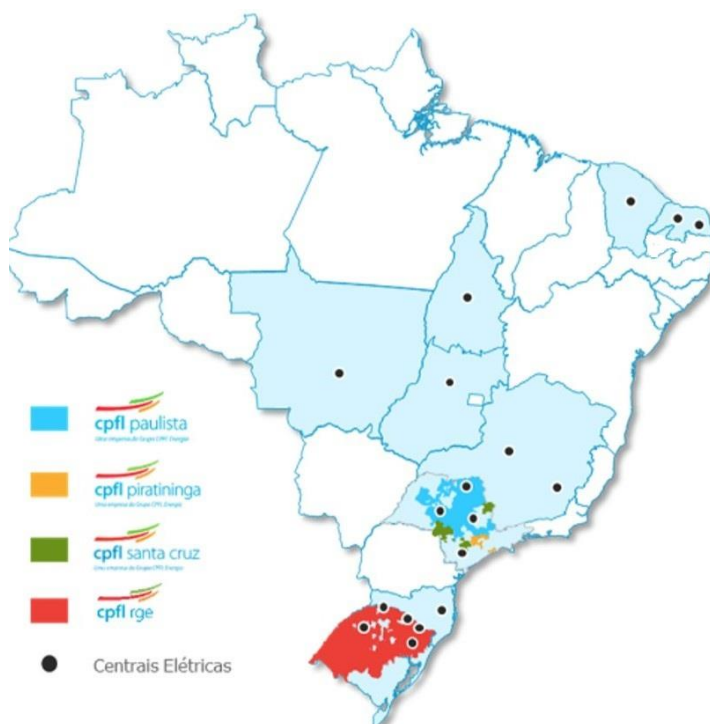
Perfil da Empresa e Estrutura Societária

Área de Atuação

A CPFL Energia atua nos segmentos de Geração, Transmissão, Distribuição, Comercialização e Serviços.

A CPFL é a maior distribuidora em volume de energia vendida, com 13% de participação no Brasil, atendendo cerca de 10,9 milhões de clientes em 687 municípios. Com 4.072 MW de capacidade instalada, está entre as maiores geradoras do país, com 100% do portfólio em geração proveniente de fontes renováveis.

O grupo atua de forma relevante também no segmento de transmissão, com potência instalada de 16,4 mil MVA e mais de 6 mil quilômetros de linhas de transmissão. Conta ainda com uma operação nacional por meio da CPFL Soluções, fornecendo soluções em gestão e comercialização de energia. Para acessar o Mapa de Atuação detalhado, [clique aqui](#).



Estratégia de Crescimento

Para saber sobre o Planejamento Estratégico e as Vantagens Competitivas da CPFL Energia, acessar o [site de RI](#).

Estrutura Societária e Governança Corporativa

A CPFL Energia atua como holding, participando no capital de outras sociedades. A State Grid Corporation of China (SGCC) controla a CPFL Energia por meio de suas subsidiárias State Grid International Development Co. Ltd, State Grid International Development Limited (SGID), International Grid Holdings Limited, State Grid Brazil Power Participações S.A. (SGBP) e ESC Energia S.A.

As diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no [site de RI](#).



Base: 31/12/2025

Notas:

- (1) A CPFL RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) A Jaguari Geração possui participação de 4,15% na energia assegurada da UHE Luiz Eduardo Magalhães;
- (3) A CPFL Geração foi incorporada pela CPFL Brasil em 2 de fevereiro de 2026;
- (4) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (51,00%) e pela CPFL Geração (49,00%);
- (5) A CPFL Transmissão é controlada pela CPFL Energia (51,00%) e pela CPFL Brasil (49,00%);
- (6) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços;
- (7) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%), e pela CPFL Brasil (0,01%).

Política de Distribuição de Dividendos

A Política de Distribuição de Dividendos da CPFL Energia estabelece diretrizes, critérios e procedimentos para a distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio aos acionistas da Companhia, de acordo com a sua geração de caixa, sem comprometer o seu crescimento e sua necessidade de investimentos. A política está disponível no [site de RI](#).



