

Resultados 2T26

Energia para um futuro
mais sustentável



VIDEOCONFERÊNCIA
14 de agosto de 2026

Horário: 11h00 (BRT) | 10h00 (ET)

Videoconferência em português com
tradução simultânea para o inglês

[Clique aqui](#) ou pelo QR Code





Mensagem do Presidente

Chegamos ao fim de mais um semestre com resultados consistentes e robustos, refletindo nossa eficiência operacional e o aumento do consumo de energia em nossas áreas de concessão. No trimestre, alcançamos um EBITDA de R\$ 3,6 bilhões, crescimento de 17,4%, enquanto o lucro líquido atingiu R\$ 1,4 bilhão, aumento de 21,3%, ambos indicadores em relação ao 2T25. No semestre, o EBITDA somou R\$ 7,4 bilhões, alta de 7,8%, e o lucro líquido alcançou R\$ 3,3 bilhões, crescimento de 19,5%.

No segmento de Distribuição, o consumo de energia na área de concessão apresentou crescimento de 4,0% no trimestre, com destaque para as classes residencial e comercial, que foram favorecidas principalmente pelas temperaturas mais altas e pelo maior consumo de *data centers*. Esse desempenho permitiu que o consumo de energia apresentasse desempenho positivo também no acumulado do ano, de 1,6%. Em contrapartida, a PDD apresentou aumento de 0,26 p.p. no trimestre, chegando a 1,08% da receita de fornecimento, reforçando a importância da continuidade das ações voltadas ao controle da inadimplência.

No segmento de Geração & Gestão de Energia, registramos redução de 22,1% no volume de energia gerada no trimestre, decorrente da piora no desempenho dos parques eólicos. Em relação às restrições de geração (*curtailment*), nesse trimestre, elas representaram 25,0% da geração potencial, em linha com o percentual de corte do ano passado. Ainda assim, o recebimento do seguro de Ceran, relativo à enchente ocorrida no Rio Grande do Sul em 2024, e os reajustes contratuais indexados à inflação contribuíram para o resultado desse segmento.

No que se refere aos investimentos, seguimos executando nosso plano de forma consistente. Nesse trimestre, realizamos um total de R\$ 1,5 bilhão, com destaque para R\$ 1,2 bilhão investido no segmento de Distribuição e R\$ 211 milhões em Transmissão, destinados principalmente à composição da base de ativos (BRR). Já são R\$ 2,8 bilhões em investimentos no semestre e nossa estimativa é atingir um Capex de R\$ 6,5 bilhões para todos os negócios do grupo em 2026, com foco em obras de atendimento a clientes, expansão do sistema elétrico, manutenção e modernização da rede.

Adicionalmente, mantivemos nossa disciplina financeira e uma estrutura de capital equilibrada. Encerramos o período com liquidez adequada e alavancagem de 2,36x Dívida Líquida/EBITDA, no critério de medição dos *covenants* financeiros, patamar compatível com a estratégia da Companhia, preservando a capacidade de investimento e a solidez financeira necessárias para sustentar nosso plano de crescimento.

Gostaria também de informar que nesta semana manifestamos perante o Ministério de Minas e Energia (MME) nosso interesse em aderir ao Termo de Compromisso que regulamento o mecanismo de compensação do *curtailment*. Ainda teremos diversas etapas em relação a esse processo, que deve se encerrar apenas em 2027, mas demos o primeiro passo para a mitigação dos impactos sofridos pela geração renovável nos últimos anos.

Encerro esta mensagem destacando que no último dia 24 de julho, a região de Ribeirão Preto, na área de concessão da CPFL Paulista, vivenciou um dos eventos climáticos mais severos já registrados, com rajadas de ventos de até 160 km/h. Foram registradas a queda de 54 torres de subtransmissão, estrutura fundamental para o sistema elétrico, 348 postes derrubados e mais de 400 árvores caídas, criando um cenário de alta complexidade no reestabelecimento do fornecimento de energia. Nesse momento, mobilizamos mais de 300 equipes de todo o grupo CPFL, aumentamos a capacidade de atendimento no *call center* e instalamos cerca de 40 geradores para atividades essenciais. Quero agora agradecer, de forma especial, o empenho e a dedicação de todos os colaboradores da CPFL Energia que atuaram no atendimento a esse evento climático extremo na região de Ribeirão Preto.

Agradeço também a confiança de nossos acionistas, clientes, parceiros, sociedade e demais *stakeholders*, que nos impulsiona a seguir avançando com responsabilidade, disciplina e visão de longo prazo. E seguimos juntos construindo o futuro da CPFL Energia.

Gustavo Estrella

Presidente da CPFL Energia

Resumo dos Principais Indicadores

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Demanda na Área de Concessão GWh	17.502	16.772	730	4,4%	17.465	16.728	738	4,4%
Energia Consumida na Área de Concessão GWh	19.933	19.164	770	4,0%	40.049	39.424	625	1,6%
<i>Mercado Cativo</i>	8.984	8.983	2	0,0%	18.632	19.451	(819)	-4,2%
<i>Cliente Livre</i>	9.455	8.991	464	5,2%	18.310	17.440	871	5,0%
<i>Compensação de GD</i>	1.494	1.190	304	25,5%	3.106	2.533	573	22,6%
Receita Operacional Bruta	16.391	15.101	1.290	8,5%	33.239	30.511	2.728	8,9%
Receita Operacional Líquida	11.107	10.549	558	5,3%	22.449	21.204	1.245	5,9%
EBITDA⁽¹⁾ Consolidado	3.556	3.028	528	17,4%	7.417	6.880	537	7,8%
<i>Distribuição</i>	2.301	2.066	235	11,4%	4.833	4.658	175	3,8%
<i>Geração & Gestão de Energia</i>	767	737	30	4,1%	1.688	1.573	115	7,3%
<i>Transmissão</i>	400	171	229	134,2%	734	531	203	38,3%
<i>Serviços & Outros</i>	88	55	33	60,6%	161	118	43	36,8%
Lucro Líquido Consolidado	1.438	1.186	252	21,3%	3.347	2.801	546	19,5%
<i>Distribuição</i>	909	847	62	7,3%	2.167	1.941	226	11,7%
<i>Geração & Gestão de Energia</i>	318	299	20	6,5%	766	669	97	14,4%
<i>Transmissão</i>	169	39	130	331,9%	325	219	106	48,4%
<i>Serviços & Outros</i>	41	1	40	7255,7%	89	(29)	117	-
Dívida Líquida⁽²⁾	32.519	27.287	5.233	19,2%	32.519	27.287	5.233	19,2%
Dívida Líquida / EBITDA ⁽²⁾	2,36	2,07	-	13,7%	2,36	2,07	-	13,7%
Investimentos ⁽³⁾	1.527	1.422	105	7,4%	2.788	2.660	128	4,8%
Preço da Ação (R\$/ação)	44,78	40,86	3,92	9,6%	44,78	40,86	3,92	9,6%
Volume Médio Diário	97	56	42	74,6%	97	67	30	45,6%

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\$ 3.556

milhões (+17,4% vs. 2T25)



Lucro Líquido

R\$ 1.438

milhões (+21,3% vs. 2T25)



Dívida Líquida

R\$ 32,5

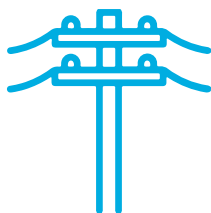
bilhões e **alavancagem** de **2,36x** (Dívida Líquida/ EBITDA¹)



CAPEX

R\$ 1.527

milhões (+7,4% vs. 2T25)



Consumo de Energia²

+4,0% vs. 2T25

Consumo de Data Centers

+35,8% vs. 2T25



Reajuste Tarifário

da CPFL Transmissão³ com aumento de **+8,8%** (R\$ 111 MM), resultando em uma **RAP** de **R\$ 1.363 MM**



A **CPFL** manifestou **interesse de adesão** ao **Termo de Compromisso** do **MME**, referente à **compensação do curtailment**



A **CPFL** foi selecionada para compor o **Conselho do Pacto Global da ONU** para o novo ciclo de gestão



Somos a **Melhor Governança Corporativa** do Brasil pelo **World Finance Corporate Governance Awards 2026**

1) No critério dos *covenants* financeiros; 2) Considerando energia faturada + compensação de GD; 3) Considerando a Parcela de Ajuste (PA).

Índice

1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA	6
1.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....	6
1.2) Endividamento	11
1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS.....	11
1.2.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	12
1.3) Investimentos	13
1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento	13
1.3.2) Investimentos Previstos	13
2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG.....	14
2.1) Plano ESG 2030	14
2.2) Principais Indicadores	15
3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS	17
3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO	17
3.1.1) Desempenho Operacional	17
3.1.1.1) Demanda ¹ Área de Concessão.....	17
3.1.1.2) Energia Faturada e Compensação de GD Área de Concessão	17
3.1.1.3) Inadimplência.....	18
3.1.1.4) Perdas	18
3.1.1.5) DEC e FEC.....	19
3.1.2) Eventos Tarifários.....	20
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro.....	20
3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO & GESTÃO DE ENERGIA.....	27
3.2.1) Desempenho Operacional	27
3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro.....	27
3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO.....	31
3.3.1) Portfólio.....	31
3.3.2) Desempenho Operacional	31
3.3.3) Temas Regulatórios	32
3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro Regulatório.....	33
3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro IFRS	36
3.4) SEGMENTO DE SERVIÇOS	37
3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....	37
4) ANEXO	38

1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	16.391	15.101	1.290	8,5%	33.239	30.511	2.728	8,9%
Receita Operacional Líquida	11.107	10.549	558	5,3%	22.449	21.204	1.245	5,9%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	9.548	9.131	417	4,6%	19.665	18.628	1.037	5,6%
Custo com Energia Elétrica	(4.866)	(4.962)	96	-1,9%	(10.076)	(9.584)	(491)	5,1%
PMSO, Previdência e PDD	(1.276)	(1.313)	37	-2,8%	(2.476)	(2.490)	14	-0,6%
Custos com construção de infraestrutura	(1.471)	(1.319)	(151)	11,5%	(2.619)	(2.385)	(235)	9,8%
Equivalência Patrimonial	61	73	(12)	-16,6%	139	134	5	3,4%
EBITDA¹	3.556	3.028	528	17,4%	7.417	6.880	537	7,8%
Depreciação e Amortização	(639)	(603)	(37)	6,1%	(1.255)	(1.193)	(62)	5,2%
Resultado Financeiro	(986)	(667)	(319)	47,9%	(1.716)	(1.536)	(180)	11,7%
<i>Receitas Financeiras</i>	553	463	90	19,5%	1.096	850	246	28,9%
<i>Despesas Financeiras</i>	(1.539)	(1.129)	(409)	36,3%	(2.811)	(2.386)	(426)	17,8%
Lucro Antes da Tributação	1.931	1.759	172	9,8%	4.446	4.151	295	7,1%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(493)	(573)	80	-13,9%	(1.098)	(1.350)	251	-18,6%
Lucro Líquido	1.438	1.186	252	21,3%	3.347	2.801	546	19,5%

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	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Distribuição	344	323	21		643	724	(81)	
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	461	425	37	8,6%	845	910	(65)	-7,2%
Despesas legais e judiciais	(67)	(58)	(10)	16,8%	(111)	(96)	(15)	15,7%
Baixa de ativos	(51)	(45)	(6)	13,8%	(91)	(90)	(1)	0,7%
Geração e Gestão de Energia	94	(23)	117		205	35	170	
Equivalência Patrimonial	60	72	(12)	-16,2%	136	131	5	4,1%
Despesas legais e judiciais	0	(0)	1	-	34	(1)	35	-
Baixa de ativos	(1)	(2)	1	-61,0%	0	(2)	2	-
Reembolso de Seguro - Ceran (Enchente 2024)*	34	-	34	-	34	-	34	-
Impacto Venda Epasa*	-	(92)	92	-	-	(92)	92	-
Transmissão	157	(38)	195		261	117	145	
Equivalência Patrimonial	1	1	(1)	-38,2%	2	3	(1)	-25,2%
Despesas legais e judiciais	(15)	(3)	(12)	401,6%	(17)	(15)	(1)	9,4%
Baixa de ativos	1	4	(3)	-67,6%	3	8	(5)	-60,7%
Diferença do IFRS (-) Regulatório	170	(40)	210	-	273	121	152	125,1%
Outros	(3)	(5)	2		(5)	(8)	3	
Despesas legais e judiciais	(3)	(4)	1	-31,5%	(5)	(8)	2	-30,2%
Baixa de ativos	(0)	(0)	0	-87,0%	0	(0)	0	-

Explicação dos itens extraordinários

- Reembolso do Seguro de Ceran – Enchentes no Rio Grande do Sul em 2024: Em junho de 2026, foi recebido o reembolso relacionado à reposição da barra dos estatores da usina de Monte Claro, danificada durante as enchentes no estado do Rio Grande do Sul em 2024, no valor de R\$ 34 milhões;
- Impacto da venda da participação na Epasa (UTES Termonordeste e Termoparaíba) no

2T25: 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	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
EBITDA IFRS	400	171	229	134,2%	734	531	203	38,2%
EBITDA Regulatório	230	211	19	9,1%	461	409	52	12,8%
Diferença do IFRS (-) Regulatório	170	(40)			273	122		

Efeitos no Resultado Financeiro R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Acréscimos e multas moratórias	148	119	29	24,1%	267	242	25	10,4%
Marcação a mercado (MTM) da Dívida	(91)	86	(177)	-	(29)	109	(137)	-

A variação do EBITDA IFRS do segmento de Transmissão, no ano, foi afetada pelo seguinte efeito extraordinário:

- 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.

Para o resultado financeiro é importante destacar:

- Marcação a mercado (MTM) da Dívida:** houve uma variação negativa decorrente de perdas relacionadas à redução da curva de *spread* de risco nesse trimestre, enquanto no 2T25 o ganho de MTM decorreu do aumento na curva de *spread* de risco naquele período. No acumulado, captações a um custo mais baixo no período anterior foram o principal fator para a variação.

Receita Operacional Líquida por Segmento

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Distribuição	9.229	8.816	413	4,7%	18.725	17.586	1.140	6,5%
Geração e Gestão de Energia	1.525	1.666	(141)	-8,5%	3.231	3.264	(32)	-1,0%
Transmissão	699	423	276	65,2%	1.246	1.027	219	21,3%
Serviços	334	306	28	9,1%	639	609	30	5,0%
Eliminações e Outros	(679)	(662)	(17)	2,6%	(1.392)	(1.281)	(112)	8,7%
Receita Operacional Líquida	11.107	10.549	558	5,3%	22.449	21.204	1.245	5,9%

O desempenho no trimestre reflete principalmente o melhor desempenho do segmento de Distribuição, impulsionado pelo maior volume de venda de energia.

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

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Itaipu	495	570	(75)	-13,1%	969	1.101	(132)	-12,0%
PROINFA	85	118	(33)	-28,2%	167	253	(87)	-34,2%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	3.261	3.387	(126)	-3,7%	6.867	6.489	377	5,8%
Crédito de PIS e COFINS	(349)	(352)	3	-0,9%	(717)	(680)	(37)	5,5%
Energia Comprada para Revenda	3.492	3.723	(231)	-6,2%	7.286	7.164	122	1,7%
Encargos da Rede Básica	1.133	991	142	14,3%	2.283	2.025	258	12,7%
Encargos de Transporte de Itaipu	92	78	14	18,5%	179	149	30	20,0%
Encargos de Conexão	31	29	2	8,3%	64	55	9	17,2%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	10	1	7,9%	23	21	2	8,3%
ESS / EER	245	256	(11)	-4,4%	523	414	108	26,1%
Crédito de PIS e COFINS	(139)	(125)	(14)	10,9%	(282)	(244)	(38)	15,4%
Encargo	1.374	1.239	134	10,9%	2.790	2.420	370	15,3%
Custo com Energia Elétrica	4.866	4.962	(96)	-1,9%	10.076	9.584	491	5,1%

A redução dos custos com **Energia Comprada para Revenda** no trimestre decorre, principalmente, da redução de quantidade de energia comprada em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**. Além disso, em **Itaipu**, a redução apresentada é decorrente de redução do preço e da quantidade; e no **Proinfa** é decorrente da redução de quantidade de energia comprada.

No semestre, o aumento dos custos com **Energia Comprada para Revenda** decorre principalmente do volume de energia comprada em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, o aumento observado no trimestre e no acumulado se deve 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.

Além disso, a redução dos custos nos **encargos setoriais (ESS/EER)** no trimestre é decorrente da redução do **EER - Encargos de Energia de Reserva**, em virtude do maior acionamento das usinas no 2T26 e da liquidação da energia gerada a PLD, reduzindo a necessidade de complementação de recursos via encargo, parcialmente compensada pelo aumento do custo decorrente da antecipação do suprimento das usinas vencedoras do 1º Leilão de Reserva de Capacidade. Já para o **ESS – Encargos de Serviço do Sistema**, observa-se um menor alívio retroativo no 2T26, em comparação com o alívio do 2T25, gerado pela diferença de preços entre os submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN).

No acumulado, o efeito do aumento de custos nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, decorrem do **ESS – Encargos de Serviço do Sistema**, reflete o menor alívio retroativo no 1S26, em comparação com o alívio observado no 1S25, gerado pela diferença de preços entre os submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN).

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

PMSO

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Pessoal	610	581	29	4,9%	1.196	1.126	70	6,2%
Material	126	125	2	1,6%	252	250	1	0,5%
Serviços de Terceiros	276	261	15	5,7%	544	517	27	5,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	261	338	(77)	-22,7%	479	579	(100)	-17,3%
<i>PDD</i>	<i>97</i>	<i>74</i>	<i>23</i>	<i>31,5%</i>	<i>194</i>	<i>177</i>	<i>17</i>	<i>9,7%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>50</i>	<i>43</i>	<i>8</i>	<i>17,9%</i>	<i>88</i>	<i>85</i>	<i>3</i>	<i>3,2%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>85</i>	<i>65</i>	<i>20</i>	<i>30,1%</i>	<i>98</i>	<i>120</i>	<i>(21)</i>	<i>-17,8%</i>
<i>Outros</i>	<i>63</i>	<i>64</i>	<i>(0)</i>	<i>-0,7%</i>	<i>133</i>	<i>105</i>	<i>28</i>	<i>26,5%</i>
<i>Impacto Venda Epasa*</i>	<i>-</i>	<i>92</i>	<i>(92)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>92</i>	<i>(92)</i>	<i>-</i>
<i>Reembolso de Seguro - Ceran (Enchente 2024)*</i>	<i>(34)</i>	<i>-</i>	<i>(34)</i>	<i>-</i>	<i>(34)</i>	<i>-</i>	<i>(34)</i>	<i>-</i>
PMSO	1.273	1.305	(31)	-2,4%	2.471	2.472	(2)	-0,1%

* Extraordinário.

A variação do PMSO no trimestre foi impactada pelo reembolso do seguro de Ceran de R\$ 34 milhões no 2T26 e pelo efeito total da venda da participação na Epasa no 2T25, que gerou um efeito negativo de R\$ 92 milhões (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo).

Expurgando esses itens extraordinários, o PMSO teria apresentado um aumento de 7,9% (R\$ 95 milhões) decorrente dos seguintes fatores:

- Pessoal (aumentos de R\$ 29 milhões no trimestre e de R\$ 70 milhões no acumulado):** o crescimento reflete principalmente os reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos aplicados em 2025;
- MSO ligado à inflação (aumentos de R\$ 11 milhões no trimestre e de R\$ 39 milhões no acumulado):** maiores despesas com manutenção de hardware/software e de máquinas e equipamentos, principalmente no segmento de Geração e Gestão de Energia;
- MSO não ligado à inflação (aumentos de R\$ 56 milhões no trimestre e de R\$ 16 milhões no acumulado):** aumento da provisão para devedores duvidosos (PDD) no trimestre e no acumulado, com a redução nas despesas legais e judiciais compensando parcialmente no acumulado.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	1.471	1.319	151	11,5%	2.619	2.385	235	9,8%
Entidade de Previdência Privada	3	9	(6)	-70,2%	5	17	(12)	-70,2%
Depreciação e Amortização	639	603	37	6,1%	1.255	1.193	62	5,2%
Demais Custos e Despesas Operacionais	2.113	1.931	182	9,4%	3.879	3.595	285	7,9%

EBITDA

O desempenho do **EBITDA** no trimestre foi explicado principalmente pelo melhor desempenho do segmento de Distribuição, por conta do maior volume de vendas e dos reajustes por inflação na parcela B das distribuidoras, nos contratos de geração e na remuneração dos ativos de transmissão, enquanto a base de comparação do 2T25 foi afetada por efeitos extraordinários negativos da venda da participação da Epasa e do ajuste da RBSE no segmento de Transmissão (Efeito Não-Caixa, somente IFRS). No acumulado, os efeitos positivos de volume e inflação foram

parcialmente compensados pelo impacto do *curtailment* e pela menor atualização do ativo financeiro da concessão.

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

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	1.438	1.186	252	21,3%	3.347	2.801	546	19,5%
Depreciação e Amortização	639	603	37	6,1%	1.255	1.193	62	5,2%
Resultado Financeiro	986	667	319	47,9%	1.716	1.536	180	11,7%
Imposto de Renda / Contribuição Social	493	573	(80)	-13,9%	1.098	1.350	(251)	-18,6%
EBITDA	3.556	3.028	528	17,4%	7.417	6.880	537	7,8%

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Receitas	553	463	90	19,5%	1.096	850	246	28,9%
Despesas	(1.539)	(1.129)	(409)	36,3%	(2.811)	(2.386)	(426)	17,8%
Resultado Financeiro	(986)	(667)	(319)	47,9%	(1.716)	(1.536)	(180)	11,7%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(1.069)	(842)	(227)	27,0%	(2.074)	(1.795)	(279)	15,6%
Acréscimos e multas moratórias	148	119	29	24,1%	267	242	25	10,4%
Marcação a mercado	(91)	86	(177)	-	(29)	109	(137)	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	96	36	60	164,8%	164	16	148	899,3%
Outras receitas e despesas	(69)	(66)	(3)	4,7%	(44)	(108)	64	-59,3%
Resultado Financeiro	(986)	(667)	(319)	47,9%	(1.716)	(1.536)	(180)	11,7%

As **despesas financeiras líquidas** aumentaram no trimestre e no acumulado por conta de maiores **despesas com a dívida líquida**, devido aos aumentos do endividamento e do indexador (IPCA) e um efeito negativo da **marcação a mercado** (conforme explicado no início do capítulo). Esses aumentos foram parcialmente compensados pelo efeito positivo da **atualização do ativo e passivo financeiro setorial** e **acréscimos e multas moratórias**.

Lucro Líquido

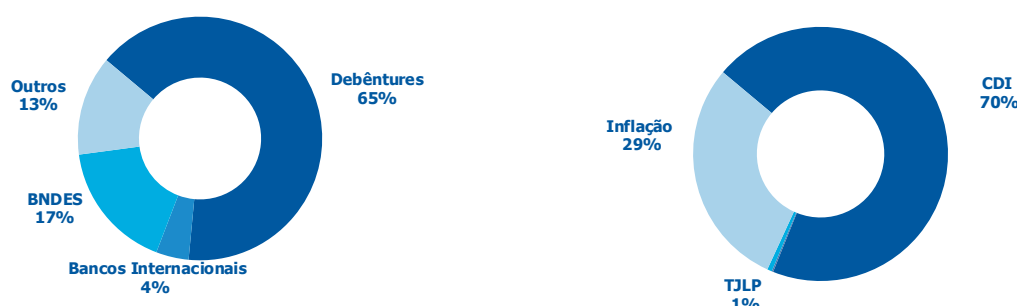
O crescimento do **Lucro Líquido** no trimestre e no acumulado reflete principalmente o melhor desempenho do EBITDA e uma menor alíquota efetiva (25,5% no trimestre e 24,7% no acumulado, ante 32,6% e 32,5% no ano anterior, respectivamente), por conta da dedutibilidade dos repasses de crédito tributário aos consumidores, parcialmente compensados pelas maiores despesas financeiras líquidas.

1.2) Endividamento

1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS

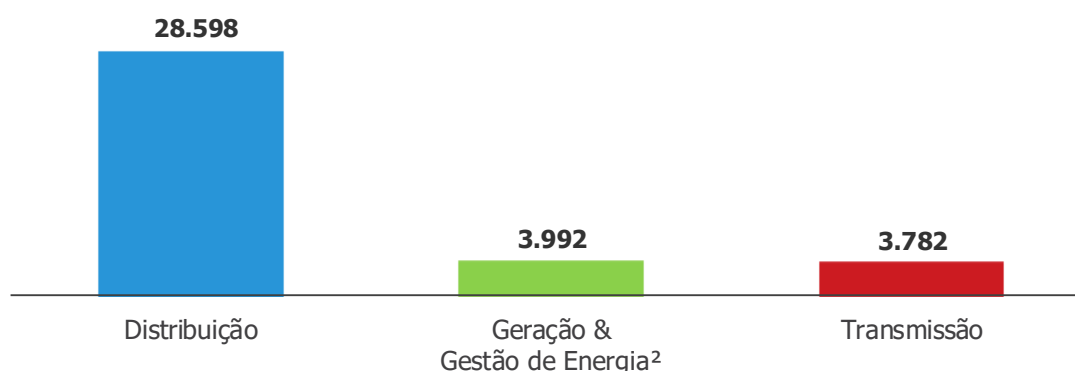
R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	36.372	31.263	(5.109)	16,3%
Disponibilidades	(3.988)	(4.211)	(222)	-5,3%
Dívida Líquida	32.383	27.052	5.331	19,7%
Custo da Dívida	12,6%	14,3%	-	-12,1%

Breakdown por Fonte e por Indexação | Pós-Hedge



Para mitigar possíveis exposições a flutuações do mercado, cerca de R\$ 6,3 bilhões em dívida possuem operações de *hedge*, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato. Para as dívidas em moeda estrangeira (17,06% do total das dívidas em IFRS) foram contratadas operações de *swap*.

Dívida por Segmento¹ – IFRS | R\$ milhões

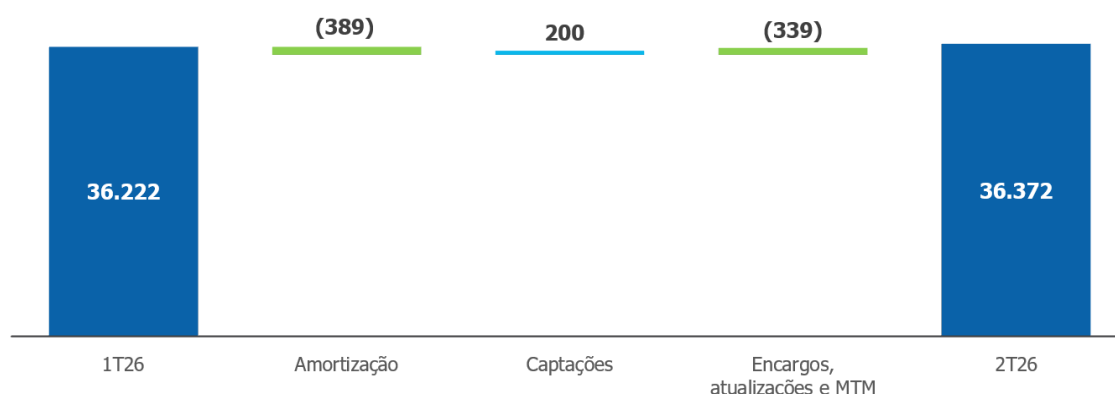


Notas:

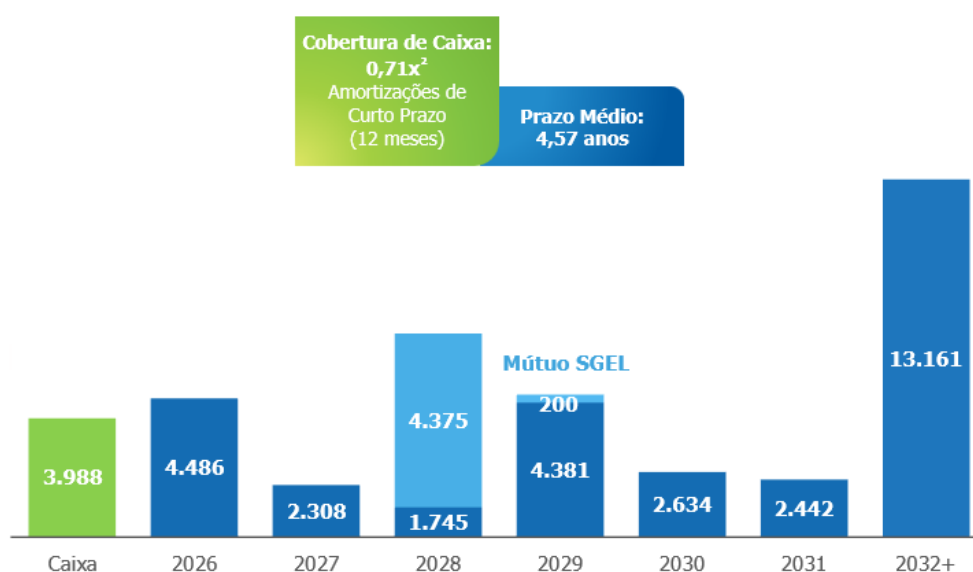
(1) Considera o principal da dívida, juros, derivativos e os mútuos com a SGEL;

(2) O segmento de Geração & Gestão de Energia considera CPFL Brasil, CPFL Renováveis, Ceran e Enercan.

Evolução do Saldo da Dívida – IFRS | 2T26



Cronograma de Amortização da Dívida¹ – IFRS | Junho de 2026



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\$ 1.823 milhões de Títulos e Valores Mobiliários (TVM), conforme critérios de *covenants*.

1.2.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	36.482	31.492	4.990	15,8%
(-) Disponibilidades ²	(3.963)	(4.205)	243	-5,8%
(=) Dívida Líquida	32.519	27.287	5.233	19,2%
EBITDA <i>Proforma</i> ³	13.790	13.153	637	4,8%
Dívida Líquida / EBITDA	2,36	2,07	-	13,7%

Notas:

- (1) Considera a consolidação proporcional dos ativos de Geração & Gestão de Energia 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	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Distribuição	1.220	1.199	21	1,7%	2.305	2.213	92	4,2%
Geração & Gestão de Energia	73	52	22	41,6%	111	96	15	15,7%
Transmissão ¹	211	166	45	27,1%	345	341	4	1,1%
Serviços e Outros ²	23	5	17	317,0%	27	10	17	180,7%
Investimentos Realizados	1.527	1.422	105	7,4%	2.788	2.660	128	4,8%

Notas:

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

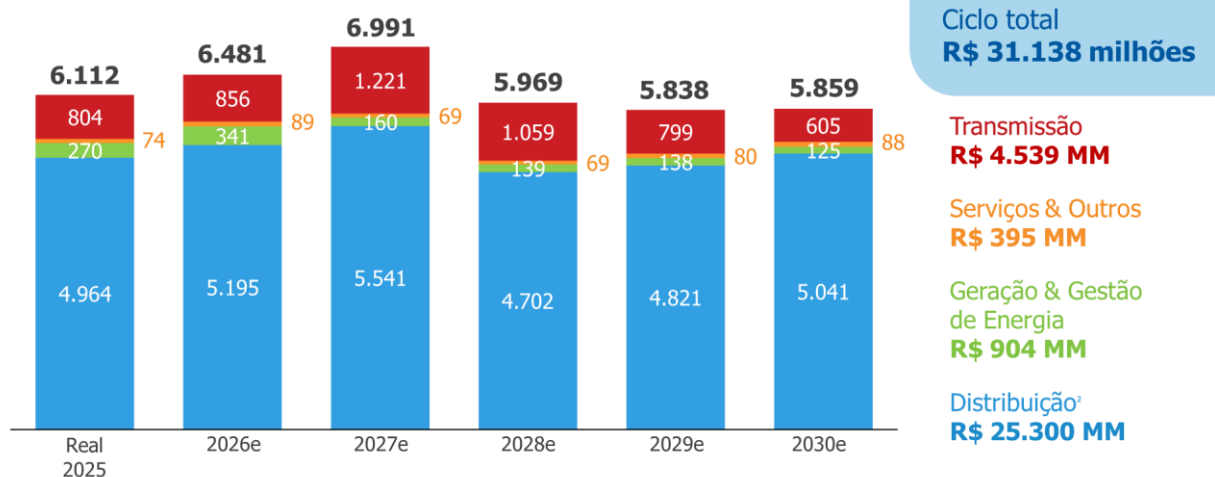
(2) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

O aumento observado entre os períodos está relacionado a:

- no segmento de Distribuição, maiores investimentos em expansão, modernização e manutenção da rede;
- no segmento de Geração & Gestão de Energia, o foco é em manutenção de Usinas e Parques;
- no segmento de Serviços & Outros, a expansão dos investimentos é focada em Infraestrutura, Frota e TI.

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 três pilares, que sustentam a maneira como conduzimos nossos negócios e executamos nossa estratégia: Negócios de baixo carbono e segurança energética, Operações inteligentes & sustentáveis e Valor compartilhado com a sociedade, além de um componente transversal a todos, de Governança Corporativa, garantindo a transparência e integridade.



Dentro dos pilares, assumimos 18 compromissos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODSs) das Nações Unidas.



O Plano ESG 2030, e demais informações sobre os compromissos da empresa estão disponíveis no [site de RI](#) da Companhia.

2.2) Principais Indicadores

Abaixo listamos alguns indicadores alinhados ao Plano ESG 2030:



Negócios de baixo carbono e segurança energética

Tema	Indicador	Unidade	2T26	2T25	Δ %	1S26	1S25	Δ %
Energia renovável	Energia gerada por fontes renováveis	GWh	2.305	2.640	-12,7%	5.158	5.086	1,4%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	1.230	1.350	-8,9%	2.993	2.666	12,3%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	380	409	-6,9%	873	862	1,3%
	↳ Solar	GWh	0,1	0,1	0,4%	0,3	0,4	-30,1%
	↳ Eólica	GWh	579	743	-22,1%	1.163	1.410	-17,5%
	↳ Biomassa	GWh	117	138	-15,5%	129	149	-13,1%
Inovação	Investimento em inovação P&D ANEEL	R\$ MM	16,0	12,5	28,0%	26,1	21,8	19,8%



Operações Inteligentes & Sustentáveis

Tema	Indicador	Unidade	2T26	2T25	Δ %	1S26	1S25	Δ %
Economia circular	Transformadores reformados	unidade	1.908	2.277	-16,2%	3.559	4.658	-23,6%
Eletrificação de Frota	% de veículos pesados eletrificados	%	10,9%	9,0%	20,4%	10,9%	9,0%	20,4%
Compras Sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	91,0%	93,3%	-2,5%	91,0%	93,3%	-2,5%
Smart Grid	Religadores automáticos instalados	unidade	22.178	20.651	7,4%	22.178	20.651	7,4%
	Carga de energia telemedida	%	59,1%	58,7%	0,7%	57,8%	56,6%	2,1%



Valor Compartilhado com a Sociedade

Tema	Indicador	Unidade	2T26	2T25	Δ %	1S26	1S25	Δ %
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos CPFL e RGE nos Hospitais	R\$ milhões	15,0	10,4	44,4%	22,3	26,6	-16,0%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente	R\$ milhões	14,0	8,0	74,2%	26,2	23,5	11,9%
	Pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil	180,1	309,6	-41,8%	351,1	472,6	-25,7%
	Unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética PEE ANEEL	mil	10,3	10,2	0,2%	15,6	16,4	-5,3%
Diversidade ¹	Negros na companhia	%	35,8%	35,1%	2,1%	35,8%	35,1%	2,1%
	Mulheres na companhia	%	21,1%	20,9%	1,2%	38,8%	40,0%	-2,9%
	PcD na companhia	%	4,8%	4,4%	7,7%	4,8%	4,4%	7,7%
	Grupos Minoritários em cargos de liderança ¹	%	39%	40%	-2,9%	38,8%	40%	-2,9%
Saúde e Segurança	Taxa de frequência de acidentes Próprios	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ²	1,4	0,6	146,4%	1,5	0,5	182,2%
	Taxa de frequência de acidentes Terceiros	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ²	3,3	2,3	46,2%	2,4	2,2	8,0%
	Acidentes fatais com a população	unidade	5,0	5,0	0,0%	6,0	13,0	-53,8%
Transparência	Mulheres no Conselho de Administração	unidade	2,0	2,0	0,0%	2,0	2,0	0,0%

Nota: (1) Em 2024, atualizamos nossos compromissos e substituímos o indicador "Mulheres em cargos de liderança" por Grupos Minoritários em cargos de liderança

(2) Horas trabalhadas com exposição ao risco até o período.

Índice

CPFL Energia

Distribuição

Geração & Gestão de Energia

Transmissão

Serviços & Outros

Anexos



3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS

3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO

3.1.1) Desempenho Operacional

3.1.1.1) Demanda¹ | Área de Concessão

MW	2T26	2T25	Δ MW	Δ %	Part.	1S26	1S25	Δ MW	Δ %	Part.
Industrial	7.058	6.901	157	2,3%	40,3%	6.991	6.843	147	2,2%	40,0%
Comercial	3.201	2.934	267	9,1%	18,3%	3.163	2.900	263	9,1%	18,1%
Outros	2.104	1.966	138	7,0%	12,0%	2.170	2.038	132	6,5%	12,4%
Uso G / MMDG	5.139	4.971	168	3,4%	29,4%	5.142	4.946	196	4,0%	29,4%
Total Demanda	17.502	16.772	730	4,4%	100,0%	17.465	16.728	738	4,4%	100,0%

Nota: (1) Média mensal da demanda fora de ponta faturada no período.

3.1.1.2) Energia Faturada e Compensação de GD | Área de Concessão

GWh	2T26	2T25	Δ GWh	Δ %	Part.	1S26	1S25	Δ GWh	Δ %	Part.
Residencial	6.419	6.055	363	6,0%	32,2%	13.465	13.227	238	1,8%	33,6%
Industrial	6.951	6.886	65	0,9%	34,9%	13.271	13.315	(44)	-0,3%	33,1%
Comercial	3.873	3.498	375	10,7%	19,4%	7.723	7.239	484	6,7%	19,3%
Rural	789	785	4	0,5%	4,0%	1.783	1.760	24	1,3%	4,5%
Outros	1.902	1.939	(37)	-1,9%	9,5%	3.806	3.883	(77)	-2,0%	9,5%
Energia Consumida	19.933	19.164	770	4,0%	100,0%	40.049	39.424	625	1,6%	100,0%
Cativo										
Residencial	5.665	5.452	213	3,9%	63,1%	11.856	11.911	(55)	-0,5%	63,6%
Industrial	372	433	(60)	-14,0%	4,1%	700	882	(182)	-20,7%	3,8%
Comercial	1.361	1.348	13	1,0%	15,2%	2.712	2.908	(196)	-6,7%	14,6%
Rural	536	570	(34)	-5,9%	6,0%	1.273	1.325	(52)	-3,9%	6,8%
Outros	1.049	1.180	(131)	-11,1%	11,7%	2.091	2.425	(334)	-13,8%	11,2%
Total Cativo	8.984	8.983	2	0,0%	100,0%	18.632	19.451	(819)	-4,2%	100,0%
Livre										
Residencial	7	3	3	103,9%	0,1%	13	6	7	130,0%	0,1%
Industrial	6.490	6.382	108	1,7%	68,6%	12.401	12.291	110	0,9%	67,7%
Comercial	2.017	1.767	250	14,1%	21,3%	4.007	3.533	474	13,4%	21,9%
Rural	116	99	17	17,3%	1,2%	228	193	35	18,2%	1,2%
Outros	826	739	87	11,7%	8,7%	1.662	1.417	245	17,3%	9,1%
Total Livre	9.455	8.991	464	5,2%	100,0%	18.310	17.440	871	5,0%	100,0%
Compensação de GD										
Residencial	747	600	147	24,4%	50,0%	1.596	1.310	286	21,8%	8,6%
Industrial	88	71	17	24,5%	5,9%	170	142	28	19,5%	0,9%
Comercial	495	383	112	29,4%	33,2%	1.004	798	206	25,8%	5,4%
Rural	137	117	20	17,2%	9,2%	282	242	40	16,6%	1,5%
Outros	27	19	7	37,0%	1,8%	54	41	13	31,9%	0,3%
Total GD	1.494	1.190	304	25,5%	100,0%	3.106	2.533	573	22,6%	16,7%

No consumo de energia, destacam-se no trimestre:

- Classe Residencial:** aumento de 6,0%, principalmente em função da temperatura e de efeitos macroeconômicos;
- Classe Industrial:** aumento de 0,9%, por conta de efeitos calendário e macroeconômico;
- Classe Comercial:** aumento de 10,7%, impulsionado pelo aumento de *data centers*, efeitos macroeconômicos e temperatura;
- Classe Rural:** aumento de 0,5%, devido à pluviometria e calendário;
- Classe Outros:** redução de 1,9%, principalmente em função da eficiência energética da iluminação pública.

Destacam-se no acumulado:

- Classe Residencial:** aumento de 1,8%, principalmente por efeitos macroeconômicos;
- Classe Industrial:** redução de 0,3%, em função de efeito calendário;
- Classe Comercial:** aumento de 6,7%, impulsionado por efeitos macroeconômicos e consumo de *data center*;
- Classe Rural:** aumento de 1,3%, principalmente por pluviometria;
- Classe Outros:** redução de 2,0%, em função do aumento da eficiência energética da iluminação pública.

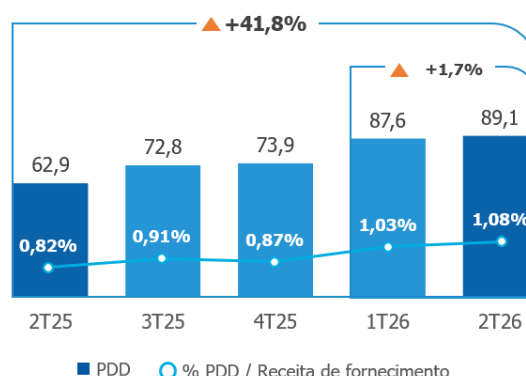
3.1.1.3) Inadimplência

A Provisão para Devedores Duvidosos (PDD) apresentou um aumento de R\$ 26,2 milhões em relação ao 2T25 e um aumento de R\$ 1,5 milhão em relação ao 1T26. O índice de PDD/Receita bruta de fornecimento foi de 1,08% no trimestre.

O desempenho da PDD no trimestre reflete, principalmente, o maior nível de endividamento das famílias brasileiras e a menor quantidade de cortes realizados, em função da priorização de atendimentos de emergência e atividades comerciais.

Esses mesmos efeitos impactaram o resultado acumulado, no qual a PDD registrou aumento de R\$ 37,4 milhões. Dessa forma, o indicador encerrou o semestre em 1,05%.

A CPFL segue aprimorando seus modelos de gestão da inadimplência, com foco na otimização e automação dos processos de cobrança e nas ações de corte. Essa abordagem dinâmica permite que a Companhia se adapte às mudanças no comportamento dos clientes, buscando soluções cada vez mais eficazes e inovadoras.



3.1.1.4) Perdas

Perdas | Nova Metodologia (CP 09)

Acumulado 12 Meses	Mar-25	Jun-25	Set-25	Dez-25	Mar-26	Jun-26	ANEEL ¹
CPFL Energia	9,76%	9,77%	9,43%	9,74%	9,55%	9,65%	8,40%
CPFL Paulista	9,94%	9,77%	9,48%	9,76%	9,65%	9,91%	8,45%
CPFL Piratininga	8,25%	8,38%	8,06%	8,52%	8,48%	8,44%	6,73%
CPFL RGE ²	10,85%	11,07%	10,56%	10,82%	10,40%	10,40%	9,46%
CPFL Santa Cruz	8,33%	8,41%	8,27%	8,45%	8,08%	7,99%	8,99%

Notas:

(1) Limite ANEEL referente a 30/06/2026;

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

As principais realizações no combate às perdas foram:

- Manutenção das fronteiras elétricas e subestações internas;
- Mapeamento das perdas de energia por meio de microbalanços, com a instalação de 948 medidores em transformadores;

- (iii) Blindagem de 8,6 mil clientes do Grupo B com caixa blindada e 176 clientes do Grupo A com Conjunto de Medição (Migração de Cabine interna para medição exteriorizada no poste da CPFL);
- (iv) Realização de 88,0 mil inspeções em unidades consumidoras com 24,9% de assertividade na identificação de perdas;
- (v) 11,5 mil fraudes identificadas por meio das inspeções, com posterior normalização dos clientes identificados;
- (vi) Faturamento de 29,0 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 110,7 GWh de incremento no mercado;
- (vii) Substituição de mais de 4,3 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos equipamentos eletrônicos;
- (viii) Visita a 24,7 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revalida;
- (ix) Regularização de 59,6 mil unidades consumidoras, com avanço de consumo e sem contrato;
- (x) Regularização de 642 unidades consumidoras clandestinas, tendo, em sua maioria, a necessidade de obras de construção de rede da CPFL Energia;
- (xi) Investimento de R\$ 44,7 milhões em CAPEX de Perdas em projetos de recuperação de energia e receita;
- (xii) Disciplina de mercado através da publicação de 182 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 trimestre, os indicadores DEC e FEC apresentaram redução em todas as distribuidoras do Grupo, com destaque para a redução do DEC na CPFL RGE e do FEC na CPFL Piratininga e CPFL Santa Cruz.

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	2T26	2T25	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	5,74	5,96	-3,7%	n.d
CPFL Paulista	4,77	4,81	-0,8%	6,10
CPFL Piratininga	3,95	4,03	-2,0%	5,69
CPFL RGE	8,59	9,21	-6,7%	10,22
CPFL Santa Cruz	4,65	4,66	-0,2%	7,05

FEC Interrupções	2T26	2T25	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	3,21	3,46	-7,2%	n.d
CPFL Paulista	2,84	2,94	-3,4%	4,62
CPFL Piratininga	2,66	3,13	-15,0%	4,64
CPFL RGE	4,23	4,58	-7,6%	6,88
CPFL Santa Cruz	2,61	2,97	-12,1%	5,68

Nota: (1) Limite ANEEL referente a 30/06/2026.

3.1.2) Eventos Tarifários

Descrição	RTAs ¹			RTPs ¹
	CPFL Piratininga	CPFL Paulista ²	CPFL RGE	CPFL Santa Cruz ³
Resolução Homologatória	3.543	3.579	3.590	3.580
Reajuste	10,00%	3,14%	11,17%	13,84%
Parcela A	10,27%	5,39%	3,77%	6,94%
Parcela B	-0,02%	-1,33%	-0,75%	7,92%
Componentes Financeiros	-0,25%	-0,92%	8,15%	-1,01%
Efeito para o consumidor	7,63%	12,13%	16,06%	15,12%
Data de entrada em vigor	23/10/2025	24/04/2026	19/06/2026	22/04/2026

Notas:

(1) Os RTAs correspondem aos Reajustes Tarifários Anuais, enquanto as RTPs correspondem às Revisões Tarifárias Periódicas;

(2) Tarifas postergadas de 08/04 a 23/04 por pedido da distribuidora, por conta da solicitação de diferimento para amortizar o efeito de 2026;

(3) Tarifas postergadas de 22/03 a 21/04 por pedido de vista da diretoria da ANEEL, por conta da solicitação de diferimento para amortizar o efeito de 2026.

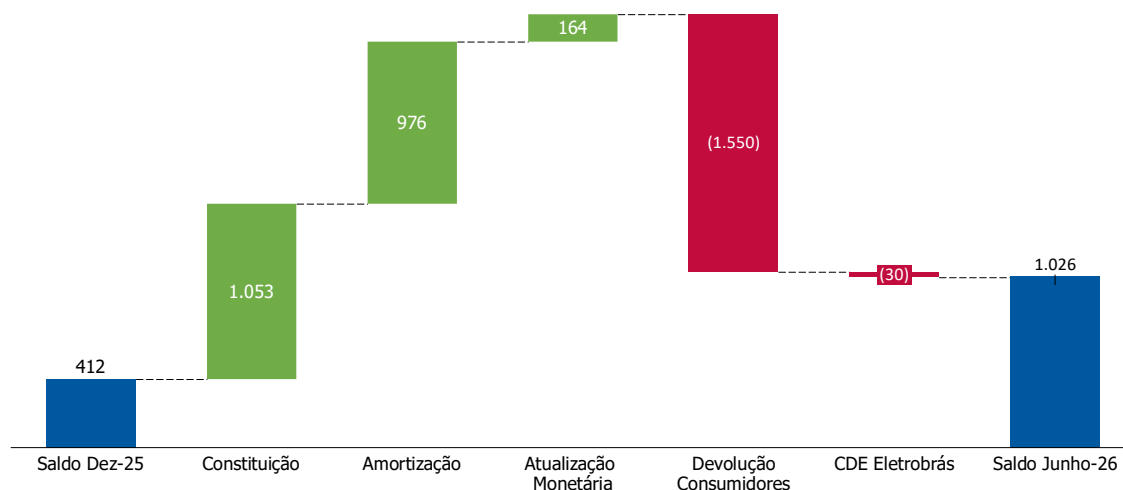
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	14.271	13.141	1.130	8,6%	29.039	26.429	2.609	9,9%
Receita Operacional Líquida	9.229	8.816	413	4,7%	18.725	17.586	1.140	6,5%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	7.945	7.647	298	3,9%	16.405	15.484	921	5,9%
Custo com Energia Elétrica	(4.604)	(4.641)	37	-0,8%	(9.588)	(8.995)	(593)	6,6%
PMSO, Previdência e PDD	(1.040)	(940)	(100)	10,6%	(1.984)	(1.831)	(152)	8,3%
Custos com construção de infraestrutura	(1.284)	(1.169)	(114)	9,8%	(2.320)	(2.101)	(219)	10,4%
EBITDA¹	2.301	2.066	235	11,4%	4.833	4.658	175	3,8%
Depreciação e Amortização	(380)	(342)	(37)	10,9%	(735)	(672)	(63)	9,4%
Resultado Financeiro	(740)	(460)	(280)	60,9%	(1.275)	(1.091)	(184)	16,9%
Receitas Financeiras	456	370	86	23,2%	914	708	206	29,0%
Despesas Financeiras	(1.196)	(830)	(366)	44,1%	(2.189)	(1.799)	(390)	21,7%
Lucro Antes da Tributação	1.181	1.263	(82)	-6,5%	2.823	2.896	(72)	-2,5%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(272)	(416)	144	-34,7%	(656)	(955)	299	-31,3%
Lucro Líquido	909	847	62	7,3%	2.167	1.941	226	11,7%

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 30 de junho de 2026, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era positivo (ativo) em R\$ 1.026 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2025, houve uma variação de R\$ 614 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação do saldo decorreu principalmente da constituição líquida de ativos no montante de R\$ 1.053 milhões, concentrada nas seguintes linhas:

- (i) CDE (R\$ 520 milhões);
- (ii) Postergação do reajuste tarifário (R\$ 327 milhões);
- (iii) Sobrecontratação (R\$ 246 milhões);
- (iv) Custos com energia elétrica (R\$ 199 milhões);
- (v) Rede Básica (R\$ 189 milhões);
- (vi) Encargos Setoriais (ESS e EER) (R\$ 46 milhões);

Parcialmente compensadas por passivos constituídos nas linhas de:

- (vii) Repasse de Itaipu (R\$ 254 milhões);
- (viii) Neutralidade de encargos setoriais (R\$ 162 milhões);
- (ix) Demais efeitos (R\$ 58 milhões).

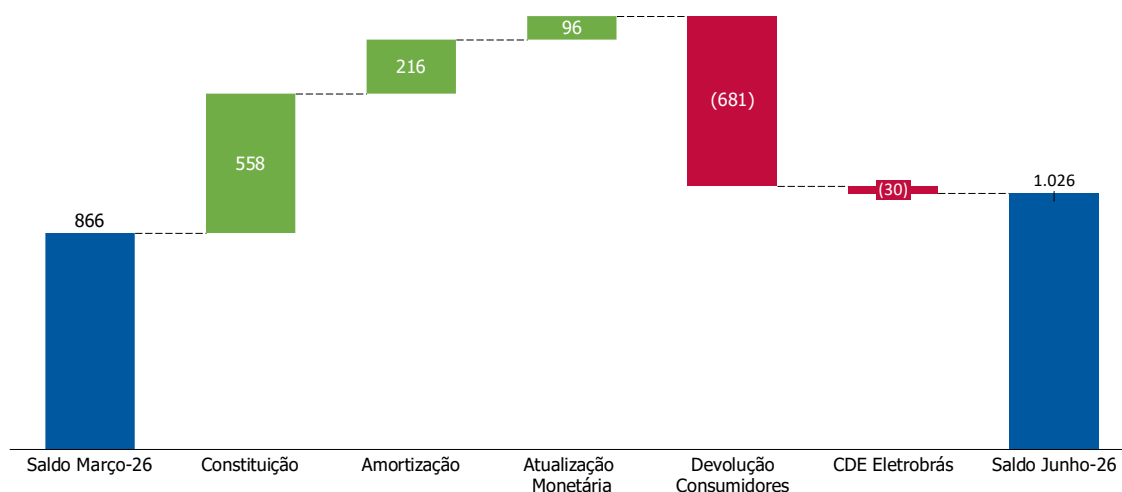
A amortização foi de R\$ 976 milhões no período, sendo R\$ 1.201 milhões de devolução do PIS/COFINS, compensado por demais efeitos negativos de R\$ 225 milhões.

Já a atualização monetária dos ativos e passivos financeiros setoriais totalizou R\$ 164 milhões.

No período, também foi realizada devolução aos consumidores no montante de R\$ 1.550 milhões, sendo R\$ 1.133 milhões referentes aos créditos de PIS/COFINS e R\$ 417 milhões decorrentes de créditos de 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". Os reajustes tarifários posterior ao despacho, já foi considerado esse passivo regulatório a ser repassado aos consumidores.

Adicionalmente, houve o repasse de recursos da CDE no montante de R\$ 30 milhões.

Para fins de análise, segue abaixo o gráfico que demonstra a movimentação dos saldos de ativo e passivo setorial, apenas no 2T26:



Receita Operacional

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	10.660	9.429	1.231	13,1%	21.693	20.554	1.139	5,5%
Energia Elétrica de Curto Prazo	48	171	(122)	-71,6%	77	145	(67)	-46,5%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	1.284	1.169	114	9,8%	2.320	2.101	219	10,4%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	774	1.055	(281)	-26,6%	2.030	958	1.071	111,8%
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	857	713	144	20,2%	1.708	1.432	276	19,2%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	461	425	37	8,6%	845	910	(65)	-7,2%
Outras Receitas e Rendas	220	202	18	9,1%	441	386	55	14,2%
Multas Compensatórias (DIC e FIC)	(34)	(22)	(12)	53,8%	(75)	(57)	(17)	30,4%
Receita Operacional Bruta - Total	14.271	13.141	1.130	8,6%	29.039	26.429	2.609	9,9%
ICMS	(1.870)	(1.669)	(201)	12,1%	(3.745)	(3.531)	(214)	6,1%
PIS e COFINS	(969)	(901)	(69)	7,6%	(2.012)	(1.811)	(201)	11,1%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(2.018)	(1.561)	(457)	29,3%	(4.169)	(3.122)	(1.047)	33,5%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(75)	(72)	(3)	3,7%	(156)	(146)	(10)	6,8%
PROINFA	(97)	(95)	(2)	2,4%	(197)	(174)	(23)	13,3%
Bandeiras Tarifárias	-	-	-	-	(9)	-	(9)	-
Outros	(13)	(27)	14	-53,1%	(25)	(60)	35	-57,8%
Deduções da Receita Operacional Bruta - Total	(5.042)	(4.324)	(717)	16,6%	(10.313)	(8.844)	(1.470)	16,6%
Receita Operacional Líquida	9.229	8.816	413	4,7%	18.725	17.586	1.140	6,5%

Receita Operacional Bruta

A variação da linha **Receita com Venda de Energia** decorre dos reajustes tarifários aplicados ao consumidor e do aumento do volume de energia consumida na área de concessão, no trimestre e no acumulado.

O aumento no **Aporte CDE**, no trimestre e no acumulado, é decorrente do aumento da quantidade de clientes GD com descontos tarifários e da mudança na metodologia de cobrança para consumidores classificados como baixa renda¹, que gerou um aumento nos valores que as distribuidoras estão recebendo via aporte.

Em relação à **Atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, em decorrência da renovação das concessões das distribuidoras, houve a reclassificação para o ativo intangível no mês de junho. Portanto, no trimestre, o efeito corresponde à atualização de abril a maio de 2026; no acumulado, corresponde à atualização de janeiro a maio de 2026. Para a análise do trimestre, o aumento

¹ Lei 15.235/2025 garante isenção integral da tarifa de energia para consumo até 80kWh/mês.

decorre da variação do IPCA (1,25% no 2T25 e 1,56% de abril a maio de 2026), parcialmente compensado pelo ganho de R\$ 111 milhões decorrente dos laudos de avaliação realizados no 2T25.

A variação no trimestre de **Ativo e Passivo Financeiro Setorial** decorre principalmente da maior constituição de Ativos Regulatórios no 2T26 e no 1S26, se comparado com o 2T25 e o 1S25, respectivamente.

Deduções da Receita Operacional Bruta

No trimestre e no acumulado, as deduções da receita operacional bruta apresentaram aumento, principalmente devido à elevação nos valores com **CDE**, em função da CDE Uso, e à maior arrecadação de PIS/COFINS.

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Itaipu	495	570	(75)	-13,1%	969	1.101	(132)	-12,0%
PROINFA	85	118	(33)	-28,2%	167	253	(87)	-34,2%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.915	2.992	(76)	-2,5%	6.219	5.753	466	8,1%
Crédito de PIS e COFINS	(321)	(327)	6	-1,9%	(666)	(626)	(39)	6,3%
Energia Comprada para Revenda	3.175	3.353	(178)	-5,3%	6.690	6.482	208	3,2%
Encargos da Rede Básica	1.164	1.012	152	15,0%	2.340	2.061	279	13,5%
Encargos de Transporte de Itaipu	92	78	14	18,5%	179	149	30	20,0%
Encargos de Conexão	77	73	4	4,9%	155	143	12	8,1%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	3	3	(0)	-3,0%	6	6	0	1,8%
ESS / EER	240	254	(14)	-5,5%	514	410	104	25,4%
Crédito de PIS e COFINS	(146)	(131)	(14)	10,9%	(295)	(256)	(39)	15,3%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	1.430	1.289	141	10,9%	2.899	2.513	385	15,3%
Custo com Energia Elétrica	4.604	4.641	(37)	-0,8%	9.588	8.995	593	6,6%

A redução dos custos com **Energia Comprada para Revenda**, no trimestre, decorre principalmente da redução da quantidade de energia comprada em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**. Em **Itaipu**, a redução apresentada é decorrente da redução do preço e da quantidade; e em **Proinfa**, é decorrente da redução da quantidade de energia comprada.

No acumulado, o aumento dos custos com **Energia Comprada para Revenda** decorre principalmente do volume de energia comprada em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, o aumento observado no trimestre e no acumulado, decorre do reajuste das tarifas de uso do sistema de transmissão vigente a partir de julho/25, conforme estabelecido na Resolução ANEEL nº 3.482/2025.

Além disso, a redução dos custos percebidas nos **encargos setoriais (ESS/EER)** no trimestre, é decorrente da redução do **EER - Encargos de Energia de Reserva**, em virtude do maior acionamento das usinas no 2T26 e da liquidação da energia gerada a PLD, reduzindo a necessidade de complementação de recursos via encargo, parcialmente compensada pelo aumento do custo decorrente da antecipação do suprimento das usinas vencedoras do 1º Leilão de Reserva de Capacidade. Já para o **ESS – Encargos de Serviço do Sistema**, observa-se um menor alívio retroativo no 2T26, em comparação com o alívio do 2T25, gerado pela diferença de preços entre os submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN).

No acumulado, o efeito aumento de custos percebido nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, decorrem do **ESS – Encargos de Serviço do Sistema**, observa-se um menor alívio retroativo no 1S26, em comparação com o alívio do 1S25, gerado pela diferença de preços entre os submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN).

PMSO

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Pessoal	375	349	26	7,4%	730	668	62	9,3%
Material	74	69	5	7,4%	148	139	9	6,7%
Serviços de Terceiros	351	313	38	12,1%	663	618	44	7,2%
Outros Custos/Despesas Operacionais	247	210	37	17,7%	458	409	49	12,0%
<i>PDD</i>	<i>89</i>	<i>63</i>	<i>26</i>	<i>41,8%</i>	<i>177</i>	<i>139</i>	<i>37</i>	<i>26,8%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>67</i>	<i>58</i>	<i>10</i>	<i>16,8%</i>	<i>111</i>	<i>96</i>	<i>15</i>	<i>15,5%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>51</i>	<i>45</i>	<i>6</i>	<i>13,8%</i>	<i>91</i>	<i>90</i>	<i>1</i>	<i>0,7%</i>
<i>Outros</i>	<i>40</i>	<i>45</i>	<i>(5)</i>	<i>-10,8%</i>	<i>80</i>	<i>84</i>	<i>(4)</i>	<i>-4,5%</i>
PMSO	1.048	942	106	11,3%	1.999	1.835	165	9,0%

O PMSO apresentou um aumento de 11,3% (R\$ 106 milhões) no trimestre e de 9,0% (R\$ 165 milhões) no acumulado, decorrente dos seguintes fatores:

- MSO ligado à inflação (aumento de R\$ 33 milhões no trimestre e de R\$ 51 milhões no acumulado):** hardware e software (R\$ 14 milhões no 2T26 e R\$ 16 milhões no 1S26) devido a novas licenças, projetos de atendimento ao cliente, automatização e digitalização; auditoria e consultoria (R\$ 5 milhões no 2T26 e R\$ 5 milhões no 1S26); *call center* (R\$ 3 milhões no 2T26 e R\$ 3 milhões no 1S26); Leitura de Medidores e Uso (R\$ 2 milhões no 2T26 e R\$ 5 milhões no 1S26); entre outros;
- Pessoal (aumento de R\$ 26 milhões no trimestre e de R\$ 62 milhões no acumulado):** explicado principalmente pelo crescimento no *headcount* de 1,8%² no trimestre e 2,0%³ acumulado, pelo acordo coletivo homologado em 2025 e maior utilização de assistência médica e odontológica;
- MSO não ligado à inflação (aumento de R\$ 47 milhões no trimestre e de R\$ 51 milhões no acumulado):** explicada pela provisão para devedores duvidosos (PDD), conforme explicado no item 3.1.1.3, despesas legais e judiciais (R\$ 10 milhões no 2T26 e R\$ 15 milhões no 1S26); baixas de ativos (R\$ 6 milhões no 2T26 e R\$ 1 milhão no 1S26); e ações de cobrança (R\$ 1 milhão no 2T26 e R\$ 5 milhões no 1S26); parcialmente compensados pela redução nas despesas de OPEX relacionado ao CAPEX (R\$ 2 milhões no 2T26 e R\$ 7 milhões no 1S26).

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	(1.284)	(1.169)	(114)	9,8%	(2.320)	(2.101)	(219)	10,4%
Entidade de Previdência Privada	8	2	6	400,4%	15	3	12	400,4%
Depreciação e Amortização	(380)	(342)	(37)	10,9%	(735)	(672)	(63)	9,4%
Demais Custos/Despesas Operacionais	(1.656)	(1.510)	(146)	9,6%	(3.040)	(2.770)	(270)	9,7%

EBITDA

O **EBITDA** no trimestre e no acumulado é explicado pelo aumento do consumo de energia na área de concessão e pelo efeito positivo dos reajustes por inflação na parcela B.

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

² Média de abril a junho.

³ Média de janeiro a junho.

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	909	847	62	7,3%	2.167	1.941	226	11,7%
Depreciação e Amortização	380	342	37	10,9%	735	672	63	9,4%
Resultado Financeiro	740	460	280	60,9%	1.275	1.091	184	16,9%
Imposto de Renda / Contribuição Social	272	416	(144)	-34,7%	656	955	(299)	-31,3%
EBITDA	2.301	2.066	235	11,4%	4.833	4.658	175	3,8%

EBITDA por Distribuidora

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
CPFL Paulista	1.001	1.037	(36)	-3,5%	2.077	2.099	(23)	-1,1%
CPFL Piratininga	346	318	28	8,7%	756	734	22	3,0%
CPFL RGE	820	619	201	32,6%	1.753	1.617	137	8,5%
CPFL Santa Cruz	134	92	42	45,8%	247	208	39	18,7%
EBITDA	2.301	2.066	235	11,4%	4.833	4.658	175	3,8%

CPFL Paulista:

O EBITDA foi impactado pela atualização do ativo financeiro da concessão. Excluindo esse efeito, haveria crescimento de 4,2% no trimestre e 5,3% no acumulado, impulsionado pelo maior consumo de energia na área de concessão; no acumulado, também foi impactado pelo reajuste de 7,54% da Parcela B, vigente até abril de 2026.

CPFL Piratininga:

O EBITDA foi impactado pela atualização do ativo financeiro da concessão. Excluindo esse efeito, haveria crescimento de 11,7% no trimestre e 6,5% no acumulado, impulsionado pelo maior consumo de energia na área de concessão.

CPFL RGE:

O EBITDA, desconsiderando o efeito da atualização do ativo financeiro da concessão, teria apresentado um crescimento de 19,8% no trimestre e de 6,5% no acumulado, impulsionado pelo maior consumo de energia na área de concessão. No acumulado, houve também o impacto positivo do reajuste de 4,90% da Parcela B, vigente até junho de 2026.

O EBITDA, desconsiderando o efeito da atualização do ativo financeiro da concessão, teria apresentado um crescimento de 35,7% no trimestre e 14,2% no acumulado, impulsionado pela revisão tarifária periódica (RTP), vigente desde abril de 2026, que reajustou a parcela B em 26,0%. No trimestre, também tivemos o impacto positivo do maior consumo de energia na área de concessão.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Receitas	456	370	86	23,2%	914	708	206	29,0%
Despesas	(1.196)	(830)	(366)	44,1%	(2.189)	(1.799)	(390)	21,7%
Resultado Financeiro	(740)	(460)	(280)	60,9%	(1.275)	(1.091)	(184)	16,9%

Análise Gerencial

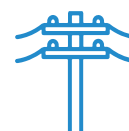
R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(886)	(665)	(222)	33,4%	(1.704)	(1.412)	(292)	20,7%
Acréscimos e multas moratórias	147	118	29	24,5%	265	241	23	9,7%
Marcação a mercado	(69)	74	(143)	-	(24)	101	(125)	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	96	36	60	164,8%	164	16	148	899,3%
Outras receitas e despesas	(28)	(24)	(4)	18,0%	24	(37)	61	-
Resultado Financeiro	(740)	(460)	(280)	60,9%	(1.275)	(1.091)	(184)	16,9%

Destaca-se o aumento das **Despesas com a dívida líquida**, decorrente principalmente da alta do indexador IPCA. A variação da receita relacionada à **Marcação a mercado** das dívidas é devido à mudança do comportamento da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado, além do efeito de ganho relacionado às captações no 2T25.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela **Atualização do ativo e passivo financeiro setorial** em função do saldo atualizável e aumento de **Acréscimos e multas moratórias**, em decorrência do aumento da inadimplência.

Lucro Líquido

O crescimento do **Lucro Líquido** no trimestre e acumulado, ocorreu devido ao maior resultado do EBITDA e da menor alíquota efetiva (23,0% no 2T26 ante 32,9% no 2T25; 23,2% no 1S26 ante 33,0% no 1S25) devido à dedutibilidade dos repasses de créditos tributários aos consumidores, fatores que foram parcialmente compensados pela piora do resultado financeiro.



3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO & GESTÃO DE ENERGIA

3.2.1) Desempenho Operacional

Energia Gerada

GWh	2T26	2T25	Δ GWh	Δ %	1S26	1S25	Δ GWh	Δ %
Eólica	579	743	(164)	-22,1%	1.163	1.410	(246)	-17,5%
PCH	380	409	(28)	-6,9%	873	862	11	1,2%
UHE	1.230	1.350	(121)	-8,9%	2.993	2.666	328	12,3%
Biomassa	117	139	(23)	-16,2%	129	150	(21)	-13,8%
Solar	0,1	0,1	0,0	3,0%	0,3	0,4	(0,1)	-29,5%
Total	2.305	2.641	(336)	-12,7%	5.158	5.087	71	1,4%

No trimestre, houve uma **redução no volume de energia gerada**, principalmente em função da piora no desempenho dos parques eólicos, afetados por ventos mais fracos, além da queda na geração das UHEs e PCHs, devido a menor disponibilidade de recursos.

No acumulado, o leve aumento da energia gerada é decorrente da melhor performance das UHEs e PCHs no início do ano, parcialmente compensada pelo impacto do *curtailment* nos parques eólicos, representando 23% da geração potencial total.

Disponibilidade

Média Mensal	2T26	2T25	Δ p.p.	Δ %	1S26	1S25	Δ p.p.	Δ %
Eólica	92,7%	93,7%	-1,0	-1,1%	93,2%	92,3%	0,9	1,0%
PCH	96,3%	96,5%	-0,2	-0,2%	95,6%	95,8%	-0,1	-0,1%
UHE	97,4%	96,7%	0,7	0,7%	98,0%	97,9%	0,1	0,1%
Biomassa	99,9%	99,6%	0,3	0,3%	100,0%	99,8%	0,2	0,2%
Solar	100,0%	100,0%	0,0	0,0%	100,0%	100,0%	0,0	0,0%

3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	1.720	1.875	(155)	-8,2%	3.630	3.677	(47)	-1,3%
Receita Operacional Líquida	1.525	1.666	(141)	-8,5%	3.231	3.264	(32)	-1,0%
Custo com Energia Elétrica	(676)	(737)	61	-8,3%	(1.396)	(1.398)	1	-0,1%
PMSO e Previdência	(142)	(264)	122	-46,3%	(283)	(424)	141	-33,3%
Equivalência Patrimonial	60	72	(12)	-16,2%	136	131	5	4,1%
EBITDA¹	767	737	30	4,1%	1.688	1.573	115	7,3%
Depreciação e Amortização	(220)	(222)	1	-0,6%	(441)	(442)	1	-0,2%
Resultado Financeiro	(103)	(92)	(11)	11,5%	(201)	(216)	15	-7,0%
Receitas Financeiras	77	78	(1)	-1,1%	145	118	27	22,8%
Despesas Financeiras	(180)	(170)	(10)	5,8%	(346)	(334)	(12)	3,5%
Lucro Antes da Tributação	444	423	21	5,0%	1.046	915	131	14,3%
Lucro Líquido	318	299	20	6,5%	766	669	97	14,4%

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

Receita Operacional Líquida

No trimestre e no acumulado, o **pior desempenho dos parques eólicos** devido ao menor volume de ventos, foi o principal ofensor da receita. Já o *curtailment* imposto pelo ONS impactou o volume de geração em todos os períodos comparados (25% no 2T26 e 2T25, 23% no 1S26 e 22% no 1S25). Com isso, houve uma perda acumulada de receita de R\$ 116 milhões no 1S26 (versus R\$ 131 milhões no 1S25).

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Energia de Curto Prazo	63	63	(0)	-0,6%	125	98	27	27,6%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	603	677	(74)	-11,0%	1.255	1.307	(51)	-3,9%
Crédito de PIS e COFINS	(58)	(68)	10	-15,3%	(119)	(135)	16	-11,8%
Energia Comprada para Revenda	608	672	(64)	-9,6%	1.261	1.269	(8)	-0,7%
Encargos da Rede Básica	54	55	(1)	-1,0%	108	107	0	0,3%
Encargos de Conexão	4	3	0	12,3%	7	6	1	17,0%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	10	9	1	8,7%	20	18	2	11,3%
ESS/EER	5	2	3	167,9%	9	4	4	93,4%
Crédito de PIS e COFINS	(4)	(4)	(0)	7,8%	(8)	(7)	(1)	7,1%
Encargos	68	65	3	5,0%	136	129	7	5,5%
Custo com Energia Elétrica	676	737	(61)	-8,3%	1.396	1.398	(1)	-0,1%

O menor volume de energia adquirida por meio de **Contratos Bilaterais, ACR e ACL** foi o principal fator para a redução de custo no trimestre e no acumulado.

PMSO

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Pessoal	55	52	3	5,6%	111	104	8	7,5%
Material	11	10	1	7,1%	23	23	0	0,3%
Serviços de Terceiros	83	78	5	6,0%	156	139	17	12,0%
Outros	(7)	123	(130)	-	(8)	157	(165)	-
<i>PDD</i>	<i>0</i>	<i>2</i>	<i>(1)</i>	<i>-75,2%</i>	<i>1</i>	<i>22</i>	<i>(21)</i>	<i>-94,4%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>(1)</i>	<i>-61,0%</i>	<i>(0)</i>	<i>2</i>	<i>(2)</i>	<i>-</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(0)</i>	<i>0</i>	<i>(1)</i>	<i>-</i>	<i>(34)</i>	<i>1</i>	<i>(35)</i>	<i>-</i>
<i>Outros</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>(1)</i>	<i>-2,1%</i>	<i>59</i>	<i>40</i>	<i>20</i>	<i>49,1%</i>
<i>Seguro Ceran – Enchente Rio Grande do Sul 2024*</i>	<i>(34)</i>	<i>-</i>	<i>(34)</i>	<i>-</i>	<i>(34)</i>	<i>-</i>	<i>(34)</i>	<i>-</i>
<i>Impacto Venda Epasa*</i>	<i>-</i>	<i>92</i>	<i>(92)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>92</i>	<i>(92)</i>	<i>-</i>
PMSO	141	264	(122)	-46,3%	282	423	(141)	-33,3%

* Extraordinário.

O PMSO no trimestre e no acumulado foi impactado pelo reembolso do seguro de Ceran e pelo efeito total da venda da participação na Epasa no 2T25 (para mais detalhes, vide explicação no Capítulo 1), resultando em um impacto positivo de R\$ 127 milhões.

Expurgando esses itens extraordinários, o PMSO teria apresentado um aumento de 2,6% (R\$ 4 milhões) no trimestre e uma redução de 4,3% no acumulado (R\$ 14 milhões). Esse desempenho reflete principalmente:

- Pessoal (aumentos de R\$ 3 milhões no trimestre e de R\$ 8 milhões no acumulado):** explicado pelos reajustes salariais previstos nos acordos coletivos homologados em 2025, além pelo crescimento do *headcount* de 1,2%⁴ no trimestre e 1,4%⁵ no acumulado;
- MSO não ligado à inflação (reduções de R\$ 3 milhões no trimestre e de R\$ 58 milhões no acumulado):** no trimestre explicada principalmente pela menor PDD, e no acumulado em função de reversões de despesas legais e judiciais, além do efeito do reconhecimento, no 1T25, da PDD de comercializadoras (contrapartes no mercado) que entraram em recuperação judicial;
- MSO ligado à inflação (aumentos de R\$ 5 milhões no trimestre e de R\$ 36 milhões no acumulado):** maiores despesas com manutenção de máquinas e equipamentos, e manutenção de hardware/software.

⁴ Média de abril a junho.

⁵ Média de janeiro a junho.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Entidade de Previdência Privada	0	0	(0)	-0,4%	1	1	(0)	-0,4%
Depreciação e Amortização	173	173	(1)	-0,5%	346	346	(1)	-0,1%
Amortização do Intangível da Concessão	48	48	(0)	-0,7%	96	96	0	0,0%
Demais Custos/Despesas Operacionais	221	222	(1)	-0,5%	442	442	(0)	-0,1%

Equivalência Patrimonial

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Baesa	(1)	(1)	0	-11,5%	4	1	4	440,8%
Foz do Chapecó	61	72	(11)	-15,5%	132	129	3	2,7%
Equivalência Patrimonial¹	60	71	(11)	-15,5%	136	130	6	4,7%

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

Baesa

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	20	18	2	8,6%	39	36	4	10,5%
Custos/Desp. Operacionais	(12)	(13)	1	-5,3%	(18)	(19)	1	-7,7%
Depreciação e Amortização	(4)	(4)	(0)	9,2%	(8)	(7)	(1)	8,8%
Resultado Financeiro	(5)	(3)	(2)	56,8%	(7)	(8)	1	-7,6%
IR/CS	0	0	(0)	-9,4%	(2)	(1)	(2)	302,8%
Lucro Líquido	(1)	(1)	0	-11,5%	4	1	4	440,8%

Houve aumento na **Receita Líquida** no trimestre e no acumulado, enquanto os **Custos e Despesas Operacionais** tiveram leve redução em ambos os períodos. No trimestre, o aumento na **Despesa Financeira Líquida** ocorreu em função de maiores despesas com UBP, e permaneceu em linha no acumulado.

Foz do Chapecó

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	171	172	(0)	-0,3%	348	337	11	3,3%
Custos/Desp. Operacionais	(38)	(36)	(2)	5,3%	(80)	(78)	(2)	2,9%
Depreciação e Amortização	(13)	(13)	(0)	1,6%	(27)	(26)	(1)	2,2%
Resultado Financeiro	(25)	(13)	(12)	89,8%	(39)	(37)	(1)	2,8%
IR/CS	(32)	(36)	5	-12,5%	(68)	(65)	(3)	4,1%
Lucro Líquido	61	72	(11)	-15,5%	132	129	3	2,7%

A **Receita Líquida** permaneceu em linha no trimestre e apresentou aumento no acumulado, devido à maior quantidade e preço da energia suprida. Em ambos os períodos, os **Custos e Despesas Operacionais** apresentaram leve aumento, em função do maior preço de energia adquirida. No trimestre, o aumento da **Despesa Financeira Líquida** ocorreu principalmente em função de maiores despesas com UBP, indexadas por IGP-M e IPCA, e do menor saldo de aplicações financeiras, enquanto no acumulado permaneceu em linha.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Receitas	77	78	(1)	-1,1%	145	118	27	22,8%
Despesas	(180)	(170)	(10)	5,8%	(346)	(334)	(12)	3,5%
Resultado Financeiro	(103)	(92)	(11)	11,5%	(201)	(216)	15	-7,0%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(72)	(82)	10	-12,0%	(150)	(179)	30	-16,5%
Marcação a mercado	(8)	1	(8)	-	(10)	(1)	(9)	1017,3%
Outras receitas e despesas	(23)	(12)	(11)	98,7%	(41)	(36)	(5)	14,4%
Resultado Financeiro	(103)	(92)	(11)	11,5%	(201)	(216)	15	-7,0%

As despesas financeiras líquidas aumentaram no trimestre em função dos efeitos negativos de **Outras receitas e despesas** e da **Marcação a mercado (MTM)**, parcialmente compensados pela redução das despesas com a dívida líquida.

No acumulado, a redução decorreu principalmente da melhora nas **Despesas com a dívida líquida**, refletindo a substituição de dívidas por outras com menor custo, e do aumento das receitas de aplicações financeiras. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos impactos negativos da marcação a mercado (MTM) e de outras receitas e despesas.

EBITDA e Lucro Líquido

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	318	299	20	6,5%	766	669	97	14,4%
Depreciação e Amortização	220	222	(1)	-0,6%	441	442	(1)	-0,2%
Resultado Financeiro	103	92	11	11,5%	201	216	(15)	-7,0%
Imposto de Renda / Contribuição Social	125	124	1	1,2%	280	246	35	14,1%
EBITDA	767	737	30	4,1%	1.688	1.573	115	7,3%

No trimestre e no acumulado, o aumento do **EBITDA** refletiu principalmente os efeitos extraordinários decorrentes da venda da participação na Epasa no 2T25 e do reembolso do seguro de Ceran, além dos reajustes contratuais de venda de energia. Esse resultado foi parcialmente compensado pela menor disponibilidade de recurso eólico.

O melhor desempenho do EBITDA contribuiu para o crescimento do **Lucro Líquido** em ambos os períodos. No acumulado, houve ainda o impacto positivo da melhora no Resultado Financeiro.



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 2026-2027 ¹ (R\$ milhões)	RAP Prevista 2026-2027 (R\$ milhões)	Km de Rede	Categoria dos Projetos	Revisão Tarifária	Próxima Revisão
CONTRATO 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	IPCA	1.147	107	5.950	Categoria 1	1ª RTP - 2018 2ª RTP - 2024	3ª RTP - 2028
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	48	-	75	Categoria 3	1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
TESB	27/07/2011	27/07/2041	98%	IPCA	47	-	99	Categoria 3	1ª RTP - 2017 2ª RTP - 2022	3ª RTP - 2026
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	38	-	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	19	-	-	Categoria 3	1ª RTP - 2020 2ª RTP - 2025	3ª RTP - 2030
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	IPCA	18	-	-	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
CAMINHOS DO SUL ²	23/02/2026	23/02/2056	100%	IPCA	-	-	115	Categoria 3	-	-
ETAU ³	18/12/2002	18/12/2032	10%	IGP-M	51	-	188	Categoria 2	-	-
TPAE ³	19/11/2009	19/11/2039	10%	IPCA	13	-	12	Categoria 3	-	-

Notas:

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

(2) Contrato adquirido no Leilão nº 04/2025, em construção, não operacional;

(3) 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	2T26	2T25	Δ MWh	Δ %	1S26	1S25	Δ MWh	Δ %
ENS	54,1	53,8	0,3	0,6%	126,0	479,1	-353,1	-73,7%

O ENS no trimestre segue em linha. Já no acumulado, o resultado é explicado pela diminuição dos impactos de eventos climáticos e falhas de equipamentos ocorridos 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).

%	2T26	2T25	Δ %	1S26	1S25	Δ %
PVd	0,573%	0,829%	-37,1%	0,911%	1,002%	-9,1%

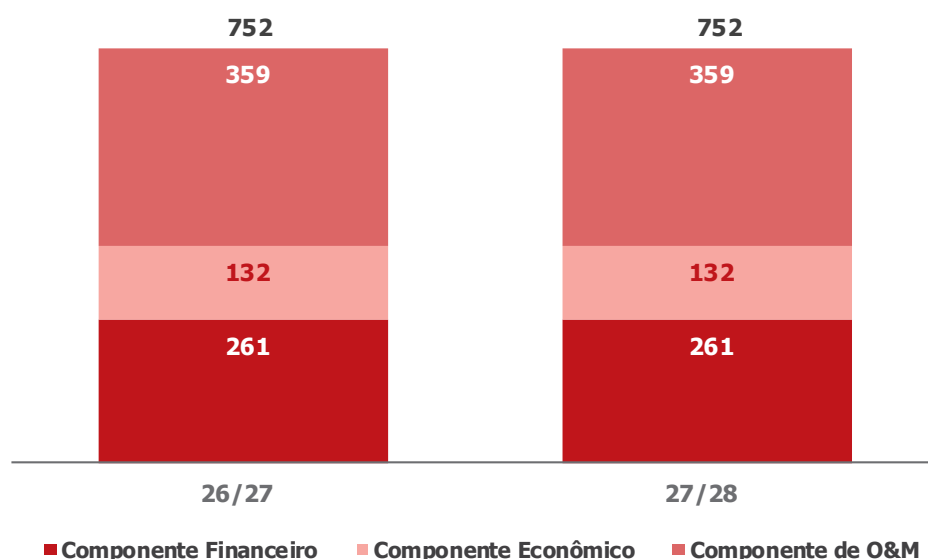
Referente à PVd, no trimestre e no acumulado, tivemos uma redução devido a um melhor desempenho operacional e menor ocorrência de eventos sujeitos à desconto.

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.

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



Notas:

(1) Valores do gráfico estão na data base Junho/2026 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 o DSP ANEEL nº 2.268/2026, para o ciclo de 2026/2027, de 01/07/2026 a 30/06/2027, a Receita Anual Permitida (RAP) somada à Parcela de Ajuste (PA) do **Contrato de Concessão nº 055/2001** totaliza cerca de R\$ 1.147 milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- Reforços e Melhorias de grande porte que entraram em operação comercial durante o ciclo 2026/2027, com incremento de R\$ 76,7 milhões na receita da transmissora decorrente de novos investimentos;
- Correção monetária pelo IPCA (R\$ 47,8 milhões);
- RBSE, com redução de R\$ 23,0 milhões relativa à trajetória da cobertura de O&M;
- Parcela de Ajuste positiva de R\$ 10,2 milhões, composta principalmente por PA's Retroativas, financeiras, de melhorias de pequeno porte e outras;
- Impacto negativo de R\$ 8,1 milhões associado às desativações de ativos, sendo R\$ 4,4 milhões relativos a ativos de RBSE com receita de O&M e R\$ 3,7 milhões relativos a ativos de RBNI.

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

Contratos	REH 3.481/2025 Receita Homologada	RBSE Financeiro	Trajetória CAOM	Novos Investimentos	Indexador (IPCA)	DSP 2.268/2026 Receita Homologada	PA RTA 2026	DSP 2.268/2026
055/2001	1.043,3	-23,0	-8,1	76,7	47,8	1.136,7	10,20	1.147,0

* Valores expressos em R\$ milhões.

Quanto aos contratos licitados, de acordo com o DSP ANEEL nº 2.268/2026, para o ciclo de 2026/2027, o valor da RAP total apresentou acréscimo de aproximadamente R\$ 7,1 milhões, ou 3,4%, em relação ao ciclo tarifário anterior. Considerando a Parcela de Ajuste, a RAP dos contratos licitados totaliza aproximadamente R\$ 216,1 milhões.

Reajuste Tarifário Anual 2026:

Contratos	REH 3.481/2025 Receita Homologada	Entrada em operação	Indexador (IPCA ou IGP-M)	Impacto do Reposicionamento da RTP	DSP 2.268/2026 Receita Homologada	PA RTA 2026	DSP 2.268/2026
080/2002 CPFL Transmissão	22.862,7	-	-431,2	-	22.431,4	-743,8	21.687,7
001/2011 TESP	48.317,6	1.126,5	2.282,9	-	51.727,0	-4.305,8	47.421,1
003/2013 Piracicaba	17.526,5	-	828,1	-	18.354,6	-121,1	18.233,5
020/2018 Maracanau	11.558,0	-	546,1	-	12.104,1	-942,9	11.161,2
006/2015 Morro Agudo	19.739,5	-	932,6	-	20.672,1	-1.307,9	19.364,2
005/2019 Sul I	37.786,7	-	1.785,3	-	39.572,0	-1.340,5	38.231,5
011/2019 Sul II	48.539,9	-	2.293,4	-	50.833,3	-3.231,0	47.602,3
004/2021 CPFL Transmissão	12.635,1	-	1.263,9	-	13.899,0	-1.467,6	12.431,4
Total	218.966,0	1.126,5	9.501,1	0,0	229.593,6	-13.460,6	216.133,0

* 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	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	371	330	41	12,6%	729	661	68	10,2%
Receita Operacional Líquida	316	285	31	10,9%	621	565	55	9,7%
PMSO, Previdência e PDD	(87)	(75)	(12)	15,3%	(161)	(160)	(1)	0,7%
Equivalência Patrimonial	1	1	(0)	-26,0%	2	3	(1)	-45,3%
EBITDA	230	211	19	9,1%	461	409	52	12,8%
Depreciação e Amortização	(51)	(47)	(4)	8,3%	(100)	(92)	(7)	8,1%
Resultado Financeiro	(149)	(117)	(32)	27,6%	(254)	(230)	(24)	10,3%
<i>Receitas Financeiras</i>	12	15	(2)	-16,6%	22	26	(4)	-15,8%
<i>Despesas Financeiras</i>	(161)	(132)	(30)	22,6%	(276)	(257)	(20)	7,6%
Lucro Antes da Tributação	30	47	(17)	-35,9%	108	86	21	24,6%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(7)	(8)	2	-20,2%	(26)	(14)	(12)	88,3%
Lucro Líquido	24	39	(15)	-39,2%	82	73	9	12,5%

Receita Operacional

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Contrato de Concessão 055/2001	348	275	73	26,5%	686	553	133	24,1%
Sul II	12	12	0	0,9%	26	24	1	5,5%
TESB	12	13	(0)	-3,4%	25	25	0	0,4%
Sul I	9	9	(0)	-0,2%	19	18	1	5,4%
Contrato de Concessão 080/2002	6	5	0	9,9%	11	10	1	9,3%
Morro Agudo	5	5	(0)	-4,4%	11	11	0	3,0%
Piracicaba	5	5	(0)	-0,2%	9	9	0	1,3%
Maracanaú	3	3	0	3,1%	7	6	1	12,6%
Contrato de Concessão 004/2001 (CAC 3)	3	3	0	9,6%	6	6	1	12,8%
Provisão Para Efeitos Temporários	(32)	-	(32)	-	(70)	-	(70)	-
Encargos Regulatórios	(20)	(17)	(3)	18,8%	(40)	(41)	1	-1,2%
Receita Bruta	371	330	41	12,5%	729	661	67	10,2%
Deduções da Receita	(55)	(45)	(10)	23,2%	(68)	(55)	(13)	24,0%
Receita Líquida	316	285	31	10,9%	621	565	55	9,7%

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.

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

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Pessoal	35	35	1	1,7%	71	70	1	1,9%
Material	2	3	(1)	-40,7%	4	5	(1)	-18,8%
Serviços de Terceiros	26	22	4	16,0%	52	49	2	5,1%
Entidade de Previdência Privada	10	10	0	0,0%	20	20	0	0,3%
Outros	14	6	9	147,3%	14	15	(1)	-9,5%
<i>PDD</i>	1	5	(4)	-83%	3	7	(4)	-62,4%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	15	3	12	401,6%	14	(32)	46	-
<i>Provisões</i>	(5)	8	(13)	-	(6)	41	(47)	-
<i>Outros</i>	4	(10)	14	-	3	(1)	4	-
PMSO	87	75	12	15,3%	161	159	1	0,9%
Depreciação e Amortização	51	47	4	8,3%	100	92	7	8,1%
PMSO, depreciação e amortização	138	122	15	12,6%	260	252	9	3,5%

O **PMSO** aumentou, principalmente por:

- └ Reversão de provisões no 2T25 (-R\$ 12 milhões);
- └ Gastos com serviços de terceiros (-R\$ 4 milhões);
- └ Outros (-R\$ 3 milhões);

Parcialmente compensado por:

- Menor PDD (+R\$ 4 milhões).

No acumulado, o PMSO manteve-se em linha.

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	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	24	39	(15)	-39,2%	82	73	9	12,5%
Depreciação e Amortização	51	47	4	8,3%	100	92	7	8,1%
Resultado Financeiro	149	117	32	27,6%	254	230	24	10,3%
Imposto de Renda / Contribuição Social	7	8	(2)	-20,2%	26	14	12	88,3%
EBITDA	230	211	19	9,1%	461	409	52	12,8%

O aumento do **EBITDA** no trimestre se deve ao reajuste da RAP, parcialmente compensado pelo aumento do PMSO. No acumulado, o crescimento do **EBITDA** reflete o aumento da receita.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(119)	(110)	(9)	8,4%	(238)	(231)	(7)	3,2%
Marcação a Mercado	(14)	12	(26)	-	5	8	(3)	-39,4%
Outras receitas e despesas	(16)	(19)	3	-15,9%	(21)	(8)	(13)	160,1%
Resultado Financeiro	(149)	(117)	(32)	27,6%	(254)	(230)	(24)	10,3%

Houve uma piora do **Resultado Financeiro**, no trimestre, em função de perda no efeito da marcação a mercado (MTM), além do aumento das despesas com a dívida líquida, por conta de aumento do endividamento, apesar da variação no CDI. Esses efeitos foram parcialmente compensados por outras receitas e despesas financeiras.

No acumulado, os efeitos se repetem, com exceção que as outras receitas e despesas financeiras contribuem para a piora no resultado financeiro.

Lucro Líquido

Houve uma redução no **Lucro Líquido**, pela piora do Resultado Financeiro e aumento da depreciação e amortização, apesar do aumento no EBITDA. No acumulado, temos um aumento, explicado pela melhora no EBITDA, parcialmente compensado pela piora do Resultado Financeiro e aumento da depreciação e amortização.

3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro | IFRS

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	755	468	287	61,2%	1.355	1.125	230	20,4%
Receita Operacional Líquida	699	423	276	65,2%	1.246	1.027	219	21,3%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	423	174	249	143,0%	783	553	230	41,6%
PMSO, Previdência e PDD	(88)	(75)	(13)	17,7%	(164)	(160)	(4)	2,2%
Custos com construção de infraestrutura	(211)	(179)	(33)	18,4%	(350)	(339)	(11)	3,3%
Equivalência Patrimonial	1	1	(1)	-38,2%	2	3	(1)	-25,2%
EBITDA¹	400	171	229	134,2%	734	531	203	38,3%
Depreciação e Amortização	(9)	(9)	0	2,9%	(17)	(18)	1	-3,8%
Resultado Financeiro	(149)	(117)	(32)	27,5%	(254)	(230)	(24)	10,2%
<i>Receitas Financeiras</i>	<i>12</i>	<i>15</i>	<i>(2)</i>	<i>-16,6%</i>	<i>22</i>	<i>26</i>	<i>(4)</i>	<i>-15,7%</i>
<i>Despesas Financeiras</i>	<i>(161)</i>	<i>(132)</i>	<i>(30)</i>	<i>22,6%</i>	<i>(276)</i>	<i>(257)</i>	<i>(19)</i>	<i>7,6%</i>
Lucro Antes da Tributação	242	45	197	437,6%	463	283	180	63,8%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(73)	(6)	(67)	1155,5%	(137)	(63)	(74)	117,3%
Lucro Líquido	169	39	130	331,9%	325	219	106	48,4%

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

Índice

CPFL Energia

Distribuição

Geração &
Gestão de Energia

Transmissão

Serviços &
Outros

Anexos



3.4) SEGMENTO DE SERVIÇOS

3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	2T26	2T25	Δ R\$	Δ %	1S26	1S25	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	365	333	32	9,7%	696	662	34	5,2%
Receita Operacional Líquida	334	306	28	9,1%	639	609	30	5,0%
PMSO, Previdência e PDD	(236)	(242)	6	-2,4%	(457)	(471)	14	-2,9%
EBITDA¹	98	64	34	52,4%	181	137	44	32,0%
Depreciação e Amortização	(14)	(13)	(0)	1,9%	(28)	(28)	(0)	0,1%
Resultado Financeiro	(0)	1	(1)	-	0	1	(0)	-46,2%
<i>Receitas Financeiras</i>	4	4	0	5,2%	8	7	1	14,7%
<i>Despesas Financeiras</i>	(4)	(3)	(1)	42,0%	(7)	(6)	(1)	23,4%
Lucro Antes da Tributação	84	52	32	62,9%	154	110	44	39,5%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(20)	(12)	(8)	67,8%	(36)	(24)	(12)	48,3%
Lucro Líquido	64	40	24	61,5%	118	86	32	37,1%

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

No 2T26, a melhora no resultado do segmento de Serviços ocorre pelo aumento na receita operacional e a redução no PMSO. No acumulado, receita e PMSO contribuíram positivamente.



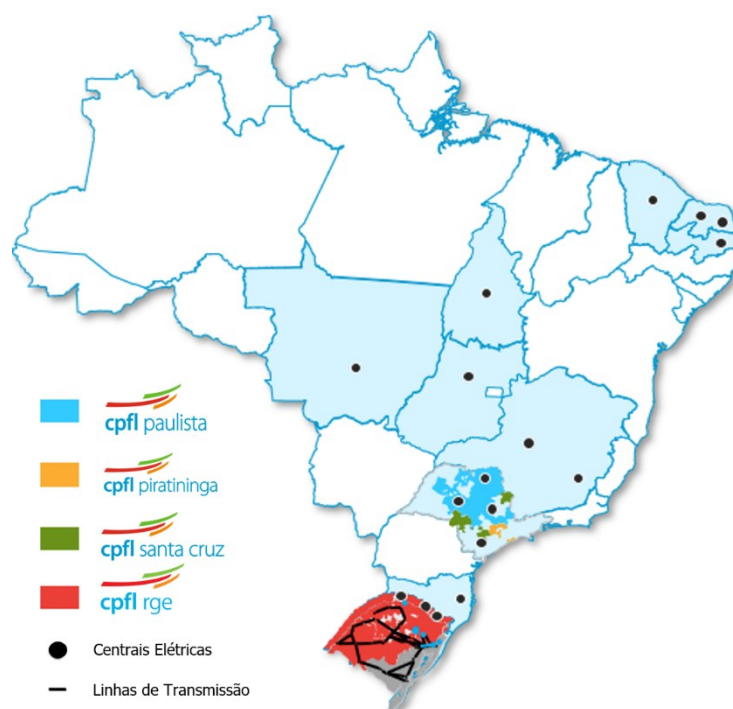
Perfil da Empresa e Estrutura Societária

Área de Atuação

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

A CPFL é a maior distribuidora em volume de energia vendida, com 14% 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 de energia.



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](#).



国家电网
STATE GRID

83,71%



Free Float

16,29%

Distribuição	Geração & Gestão de Energia	Transmissão	Serviços
cpfl paulista cpfl piratininga cpfl santa cruz cpfl rge ¹	CPFL Brasil Ceran Enercan Foz do Chapecó CPFL Sul Geradora CPFL Brasil Varejista CPFL RENOVÁVEIS ² BAESA Demais controladas UHE Serra da Mesa* (*) Não se trata de participação societária, apenas do direito de comercialização de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa. Jaguari ³ Paulista Lajeado Investco	cpfl transmissão ⁴ TESB CPFL Piracicaba CPFL Morro Agudo CPFL Maracanaú CPFL Sul I CPFL Sul II	CPFL Serviços cpfl atende alesta ⁵ cpfl total cpfl finanças cpfl infra cpfl pessoas cpfl supre

Data-base: 30/06/2026

Notas:

- (1) A CPFL RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (51,00%) e pela CPFL Brasil (49,00%);
- (3) A Jaguari Geração possui participação de 4,15% na energia assegurada da UHE Luiz Eduardo Magalhães;
- (4) A CPFL Transmissão é controlada pela CPFL Energia (51,00%) e pela CPFL Brasil (49,00%);
- (5) 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](#).



