

# 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%         |
| <b>EBITDA<sup>(1)</sup> Consolidado</b>      | <b>3.556</b>  | <b>3.028</b>  | <b>528</b>   | <b>17,4%</b> | <b>7.417</b>  | <b>6.880</b>  | <b>537</b>   | <b>7,8%</b>  |
| <i>Distribuição</i>                          | 2.301         | 2.066         | 235          | 11,4%        | 4.833         | 4.658         | 175          | 3,8%         |
| <i>Geração &amp; 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 &amp; Outros</i>                 | 88            | 55            | 33           | 60,6%        | 161           | 118           | 43           | 36,8%        |
| <b>Lucro Líquido Consolidado</b>             | <b>1.438</b>  | <b>1.186</b>  | <b>252</b>   | <b>21,3%</b> | <b>3.347</b>  | <b>2.801</b>  | <b>546</b>   | <b>19,5%</b> |
| <i>Distribuição</i>                          | 909           | 847           | 62           | 7,3%         | 2.167         | 1.941         | 226          | 11,7%        |
| <i>Geração &amp; 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 &amp; Outros</i>                 | 41            | 1             | 40           | 7255,7%      | 89            | (29)          | 117          | -            |
| <b>Dívida Líquida<sup>(2)</sup></b>          | <b>32.519</b> | <b>27.287</b> | <b>5.233</b> | <b>19,2%</b> | <b>32.519</b> | <b>27.287</b> | <b>5.233</b> | <b>19,2%</b> |
| Dívida Líquida / EBITDA <sup>(2)</sup>       | 2,36          | 2,07          | -            | 13,7%        | 2,36          | 2,07          | -            | 13,7%        |
| Investimentos <sup>(3)</sup>                 | 1.527         | 1.422         | 105          | 7,4%         | 2.788         | 2.660         | 128          | 4,8%         |
| <b>Preço da Ação (R\$/ação)</b>              | <b>44,78</b>  | <b>40,86</b>  | <b>3,92</b>  | <b>9,6%</b>  | <b>44,78</b>  | <b>40,86</b>  | <b>3,92</b>  | <b>9,6%</b>  |
| <b>Volume Médio Diário</b>                   | <b>97</b>     | <b>56</b>     | <b>42</b>    | <b>74,6%</b> | <b>97</b>     | <b>67</b>     | <b>30</b>    | <b>45,6%</b> |

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**

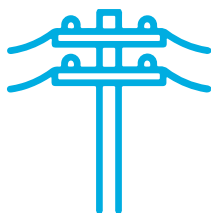
bilhões e **alavancagem** de **2,36x** (Dívida Líquida/ EBITDA<sup>1</sup>)



**CAPEX**

**R\$ 1.527**

milhões (+7,4% vs. 2T25)



**Consumo de Energia<sup>2</sup>**

**+4,0%** vs. 2T25

**Consumo de Data Centers**

**+35,8%** vs. 2T25



**Reajuste Tarifário**

**da CPFL Transmissão<sup>3</sup>** 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

|                                                                         |           |
|-------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA .....</b>        | <b>6</b>  |
| 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        |
| <b>2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG.....</b>                       | <b>14</b> |
| 2.1) Plano ESG 2030 .....                                               | 14        |
| 2.2) Principais Indicadores .....                                       | 15        |
| <b>3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS .....</b>                                | <b>17</b> |
| <b>3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>                              | <b>17</b> |
| 3.1.1) Desempenho Operacional .....                                     | 17        |
| 3.1.1.1) Demanda <sup>1</sup>   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        |
| <b>3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO &amp; GESTÃO DE ENERGIA.....</b>            | <b>27</b> |
| 3.2.1) Desempenho Operacional .....                                     | 27        |
| 3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro.....                             | 27        |
| <b>3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO.....</b>                                | <b>31</b> |
| 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        |
| <b>3.4) SEGMENTO DE SERVIÇOS .....</b>                                  | <b>37</b> |
| 3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....                             | 37        |
| <b>4) ANEXO .....</b>                                                   | <b>38</b> |

## 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%         |
| <b>Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)</b> | <b>9.548</b> | <b>9.131</b> | <b>417</b> | <b>4,6%</b>  | <b>19.665</b> | <b>18.628</b> | <b>1.037</b> | <b>5,6%</b>  |
| 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%         |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>                               | <b>3.556</b> | <b>3.028</b> | <b>528</b> | <b>17,4%</b> | <b>7.417</b>  | <b>6.880</b>  | <b>537</b>   | <b>7,8%</b>  |
| 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%       |
| <b>Lucro Líquido</b>                                    | <b>1.438</b> | <b>1.186</b> | <b>252</b> | <b>21,3%</b> | <b>3.347</b>  | <b>2.801</b>  | <b>546</b>   | <b>19,5%</b> |

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 %      |
|-----------------------------------------------------|------------|-------------|------------|----------|------------|-------------|-------------|----------|
| <b>Distribuição</b>                                 | <b>344</b> | <b>323</b>  | <b>21</b>  |          | <b>643</b> | <b>724</b>  | <b>(81)</b> |          |
| 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%     |
| <b>Geração e Gestão de Energia</b>                  | <b>94</b>  | <b>(23)</b> | <b>117</b> |          | <b>205</b> | <b>35</b>   | <b>170</b>  |          |
| 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           | -        |
| <b>Reembolso de Seguro - Ceran (Enchente 2024)*</b> | <b>34</b>  | <b>-</b>    | <b>34</b>  | <b>-</b> | <b>34</b>  | <b>-</b>    | <b>34</b>   | <b>-</b> |
| <b>Impacto Venda Epasa*</b>                         | <b>-</b>   | <b>(92)</b> | <b>92</b>  | <b>-</b> | <b>-</b>   | <b>(92)</b> | <b>92</b>   | <b>-</b> |
| <b>Transmissão</b>                                  | <b>157</b> | <b>(38)</b> | <b>195</b> |          | <b>261</b> | <b>117</b>  | <b>145</b>  |          |
| 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%   |
| <b>Outros</b>                                       | <b>(3)</b> | <b>(5)</b>  | <b>2</b>   |          | <b>(5)</b> | <b>(8)</b>  | <b>3</b>    |          |
| 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% |
| <b>Diferença do IFRS (-) Regulatório</b>    | <b>170</b> | <b>(40)</b> |       |        | <b>273</b> | <b>122</b> |       |       |

| 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%        |
| <b>Receita Operacional Líquida</b> | <b>11.107</b> | <b>10.549</b> | <b>558</b> | <b>5,3%</b> | <b>22.449</b> | <b>21.204</b> | <b>1.245</b> | <b>5,9%</b> |

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%         |
| <b>Energia Comprada para Revenda</b>       | <b>3.492</b> | <b>3.723</b> | <b>(231)</b> | <b>-6,2%</b> | <b>7.286</b>  | <b>7.164</b> | <b>122</b> | <b>1,7%</b>  |
| 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%        |
| <b>Encargo</b>                             | <b>1.374</b> | <b>1.239</b> | <b>134</b>   | <b>10,9%</b> | <b>2.790</b>  | <b>2.420</b> | <b>370</b> | <b>15,3%</b> |
| <b>Custo com Energia Elétrica</b>          | <b>4.866</b> | <b>4.962</b> | <b>(96)</b>  | <b>-1,9%</b> | <b>10.076</b> | <b>9.584</b> | <b>491</b> | <b>5,1%</b>  |

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>      |
| <b>PMSO</b>                                         | <b>1.273</b> | <b>1.305</b> | <b>(31)</b> | <b>-2,4%</b> | <b>2.471</b> | <b>2.472</b> | <b>(2)</b>  | <b>-0,1%</b>  |

\* 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%        |
| <b>Demais Custos e Despesas Operacionais</b> | <b>2.113</b> | <b>1.931</b> | <b>182</b> | <b>9,4%</b> | <b>3.879</b> | <b>3.595</b> | <b>285</b> | <b>7,9%</b> |

## 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 %          |
|----------------------------------------|--------------|--------------|------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|
| <b>Lucro Líquido</b>                   | <b>1.438</b> | <b>1.186</b> | <b>252</b> | <b>21,3%</b> | <b>3.347</b> | <b>2.801</b> | <b>546</b> | <b>19,5%</b> |
| 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%       |
| <b>EBITDA</b>                          | <b>3.556</b> | <b>3.028</b> | <b>528</b> | <b>17,4%</b> | <b>7.417</b> | <b>6.880</b> | <b>537</b> | <b>7,8%</b>  |

## 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%        |
| <b>Resultado Financeiro</b> | <b>(986)</b> | <b>(667)</b> | <b>(319)</b> | <b>47,9%</b> | <b>(1.716)</b> | <b>(1.536)</b> | <b>(180)</b> | <b>11,7%</b> |

## 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%       |
| <b>Resultado Financeiro</b>                        | <b>(986)</b> | <b>(667)</b> | <b>(319)</b> | <b>47,9%</b> | <b>(1.716)</b> | <b>(1.536)</b> | <b>(180)</b> | <b>11,7%</b> |

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

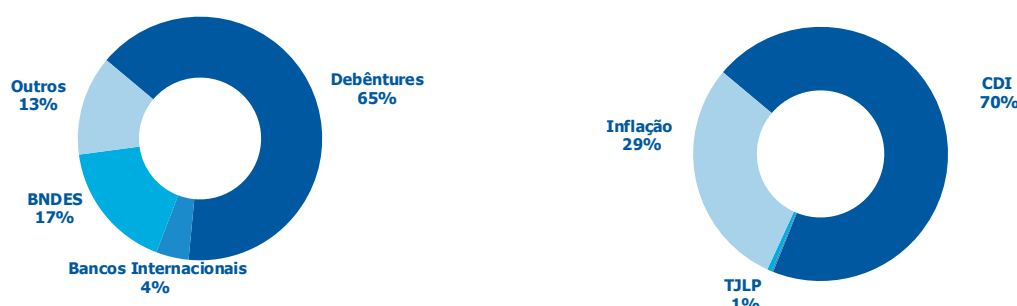
O crescimento do **Lucro Líquido** no trimestre e no acumulado reflete principalmente o melhor desempenho do EBITDA e uma menor alíquota efetiva (25,5% no trimestre e 24,7% no acumulado, ante 32,6% e 32,5% no ano anterior, respectivamente), por conta da dedutibilidade dos repasses de crédito tributário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

## 1.2) Endividamento

### 1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS

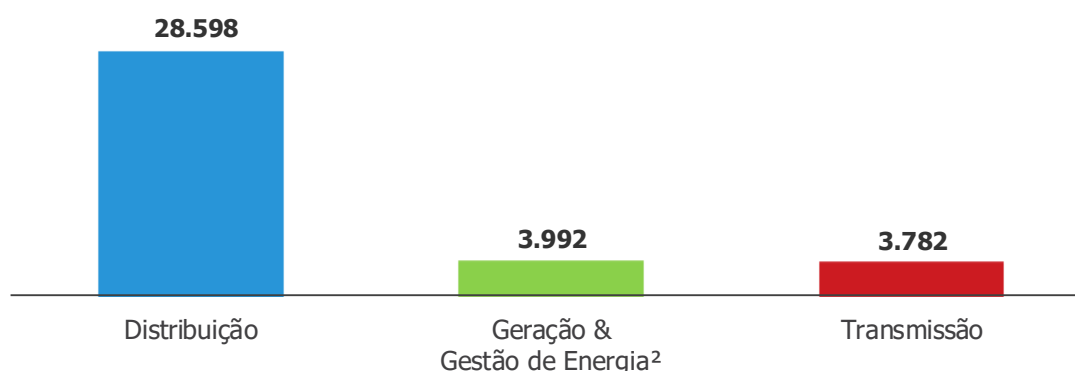
| R\$ Milhões                                 | 2T26          | 2T25          | Δ R\$        | Δ %          |
|---------------------------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> ) | 36.372        | 31.263        | (5.109)      | 16,3%        |
| Disponibilidades                            | (3.988)       | (4.211)       | (222)        | -5,3%        |
| <b>Dívida Líquida</b>                       | <b>32.383</b> | <b>27.052</b> | <b>5.331</b> | <b>19,7%</b> |
| 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 Segmento<sup>1</sup> – IFRS | R\$ milhões

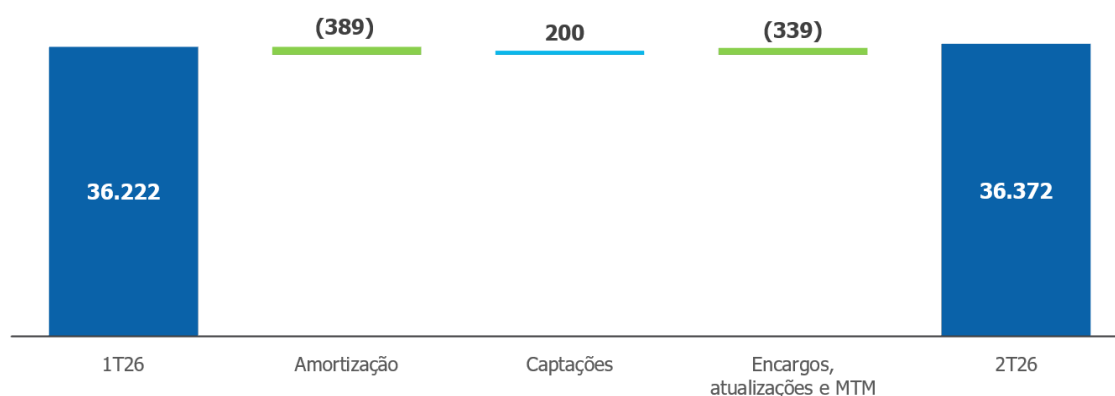


Notas:

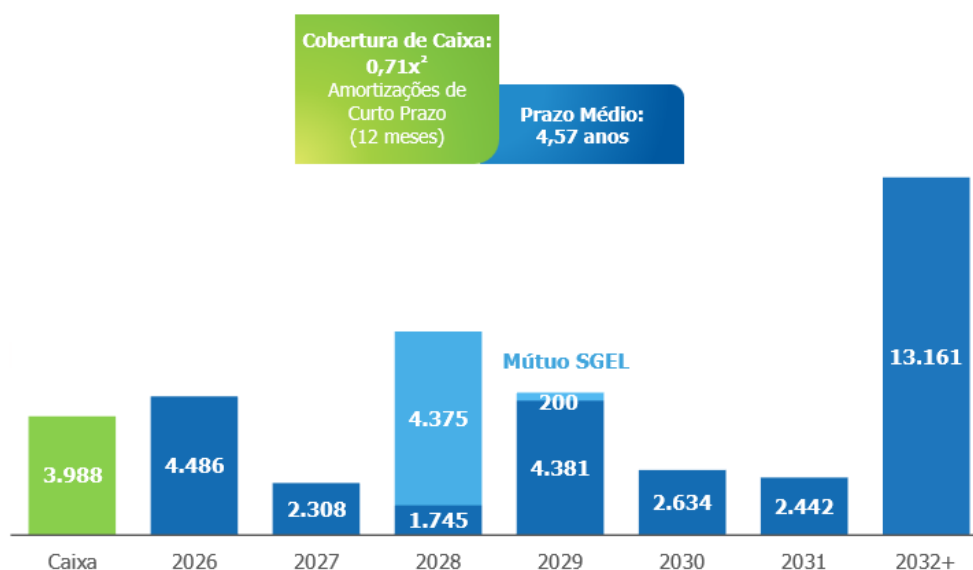
(1) Considera o principal da dívida, juros, derivativos e os mútuos com a SGEL;

(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 Dívida<sup>1</sup> – 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> ) <sup>1</sup> | 36.482        | 31.492        | 4.990        | 15,8%        |
| (-) Disponibilidades <sup>2</sup>                        | (3.963)       | (4.205)       | 243          | -5,8%        |
| <b>(=) Dívida Líquida</b>                                | <b>32.519</b> | <b>27.287</b> | <b>5.233</b> | <b>19,2%</b> |
| EBITDA <i>Proforma</i> <sup>3</sup>                      | 13.790        | 13.153        | 637          | 4,8%         |
| <b>Dívida Líquida / EBITDA</b>                           | <b>2,36</b>   | <b>2,07</b>   | <b>-</b>     | <b>13,7%</b> |

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 <sup>1</sup>        | 211          | 166          | 45         | 27,1%       | 345          | 341          | 4          | 1,1%        |
| Serviços e Outros <sup>2</sup>  | 23           | 5            | 17         | 317,0%      | 27           | 10           | 17         | 180,7%      |
| <b>Investimentos Realizados</b> | <b>1.527</b> | <b>1.422</b> | <b>105</b> | <b>7,4%</b> | <b>2.788</b> | <b>2.660</b> | <b>128</b> | <b>4,8%</b> |

Notas:

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

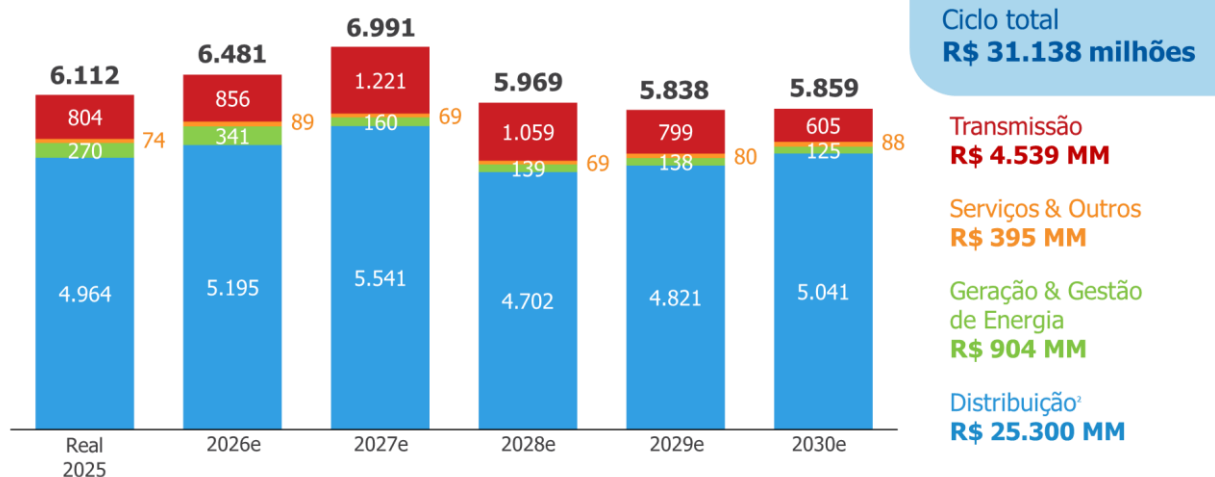
(2) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

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 2026-2030<sup>1</sup> 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 <sup>1</sup> | 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 <sup>1</sup>                                                                                      | %                                           | 39%   | 40%   | -2,9%  | 38,8% | 40%   | -2,9%  |
| Saúde e Segurança        | Taxa de frequência de acidentes   Próprios                                                                                                   | nº feridos *1MM/HH trabalhadas <sup>2</sup> | 1,4   | 0,6   | 146,4% | 1,5   | 0,5   | 182,2% |
|                          | Taxa de frequência de acidentes   Terceiros                                                                                                  | nº feridos *1MM/HH trabalhadas <sup>2</sup> | 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 &amp; Gestão de Energia

Transmissão

Serviços &amp; Outros

Anexos



### 3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS

#### 3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO

##### 3.1.1) Desempenho Operacional

###### 3.1.1.1) Demanda<sup>1</sup> | 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%         |
| <b>Total Demanda</b> | <b>17.502</b> | <b>16.772</b> | <b>730</b> | <b>4,4%</b> | <b>100,0%</b> | <b>17.465</b> | <b>16.728</b> | <b>738</b> | <b>4,4%</b> | <b>100,0%</b> |

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%          |
| <b>Energia Consumida</b> | <b>19.933</b> | <b>19.164</b> | <b>770</b> | <b>4,0%</b>  | <b>100,0%</b> | <b>40.049</b> | <b>39.424</b> | <b>625</b>   | <b>1,6%</b>  | <b>100,0%</b> |
| <b>Cativo</b>            |               |               |            |              |               |               |               |              |              |               |
| 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%         |
| <b>Total Cativo</b>      | <b>8.984</b>  | <b>8.983</b>  | <b>2</b>   | <b>0,0%</b>  | <b>100,0%</b> | <b>18.632</b> | <b>19.451</b> | <b>(819)</b> | <b>-4,2%</b> | <b>100,0%</b> |
| <b>Livre</b>             |               |               |            |              |               |               |               |              |              |               |
| 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%          |
| <b>Total Livre</b>       | <b>9.455</b>  | <b>8.991</b>  | <b>464</b> | <b>5,2%</b>  | <b>100,0%</b> | <b>18.310</b> | <b>17.440</b> | <b>871</b>   | <b>5,0%</b>  | <b>100,0%</b> |
| <b>Compensação de GD</b> |               |               |            |              |               |               |               |              |              |               |
| 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%          |
| <b>Total GD</b>          | <b>1.494</b>  | <b>1.190</b>  | <b>304</b> | <b>25,5%</b> | <b>100,0%</b> | <b>3.106</b>  | <b>2.533</b>  | <b>573</b>   | <b>22,6%</b> | <b>16,7%</b>  |

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.

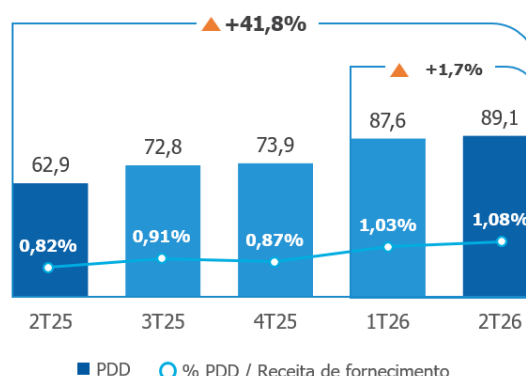
### 3.1.1.3) Inadimplência

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 <sup>1</sup> |
|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------------------|
| CPFL Energia          | 9,76%  | 9,77%  | 9,43%  | 9,74%  | 9,55%  | 9,65%  | <b>8,40%</b>       |
| CPFL Paulista         | 9,94%  | 9,77%  | 9,48%  | 9,76%  | 9,65%  | 9,91%  | <b>8,45%</b>       |
| CPFL Piratininga      | 8,25%  | 8,38%  | 8,06%  | 8,52%  | 8,48%  | 8,44%  | <b>6,73%</b>       |
| CPFL RGE <sup>2</sup> | 10,85% | 11,07% | 10,56% | 10,82% | 10,40% | 10,40% | <b>9,46%</b>       |
| CPFL Santa Cruz       | 8,33%  | 8,41%  | 8,27%  | 8,45%  | 8,08%  | 7,99%  | <b>8,99%</b>       |

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 <sup>1</sup> |
|------------------|------|------|-------|--------------------|
| CPFL Energia     | 5,74 | 5,96 | -3,7% | n.d                |
| CPFL Paulista    | 4,77 | 4,81 | -0,8% | <b>6,10</b>        |
| CPFL Piratininga | 3,95 | 4,03 | -2,0% | <b>5,69</b>        |
| CPFL RGE         | 8,59 | 9,21 | -6,7% | <b>10,22</b>       |
| CPFL Santa Cruz  | 4,65 | 4,66 | -0,2% | <b>7,05</b>        |

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

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

### 3.1.2) Eventos Tarifários

| Descrição                       | RTAs <sup>1</sup> |                            |               | RTPs <sup>1</sup>            |
|---------------------------------|-------------------|----------------------------|---------------|------------------------------|
|                                 | CPFL Piratininga  | CPFL Paulista <sup>2</sup> | CPFL RGE      | CPFL Santa Cruz <sup>3</sup> |
| <b>Resolução Homologatória</b>  | <b>3.543</b>      | <b>3.579</b>               | <b>3.590</b>  | <b>3.580</b>                 |
| <b>Reajuste</b>                 | <b>10,00%</b>     | <b>3,14%</b>               | <b>11,17%</b> | <b>13,84%</b>                |
| 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%                       |
| <b>Efeito para o consumidor</b> | <b>7,63%</b>      | <b>12,13%</b>              | <b>16,06%</b> | <b>15,12%</b>                |
| 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.

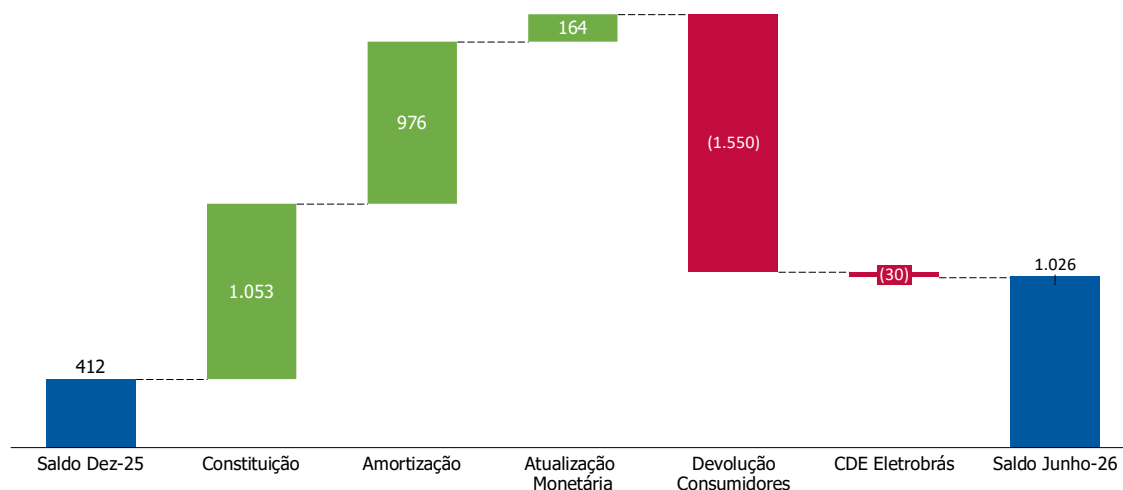
### 3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

| 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%         |
| <b>Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)</b> | <b>7.945</b> | <b>7.647</b> | <b>298</b> | <b>3,9%</b>  | <b>16.405</b> | <b>15.484</b> | <b>921</b> | <b>5,9%</b>  |
| 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%        |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>                               | <b>2.301</b> | <b>2.066</b> | <b>235</b> | <b>11,4%</b> | <b>4.833</b>  | <b>4.658</b>  | <b>175</b> | <b>3,8%</b>  |
| 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%       |
| <b>Lucro Líquido</b>                                    | <b>909</b>   | <b>847</b>   | <b>62</b>  | <b>7,3%</b>  | <b>2.167</b>  | <b>1.941</b>  | <b>226</b> | <b>11,7%</b> |

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).

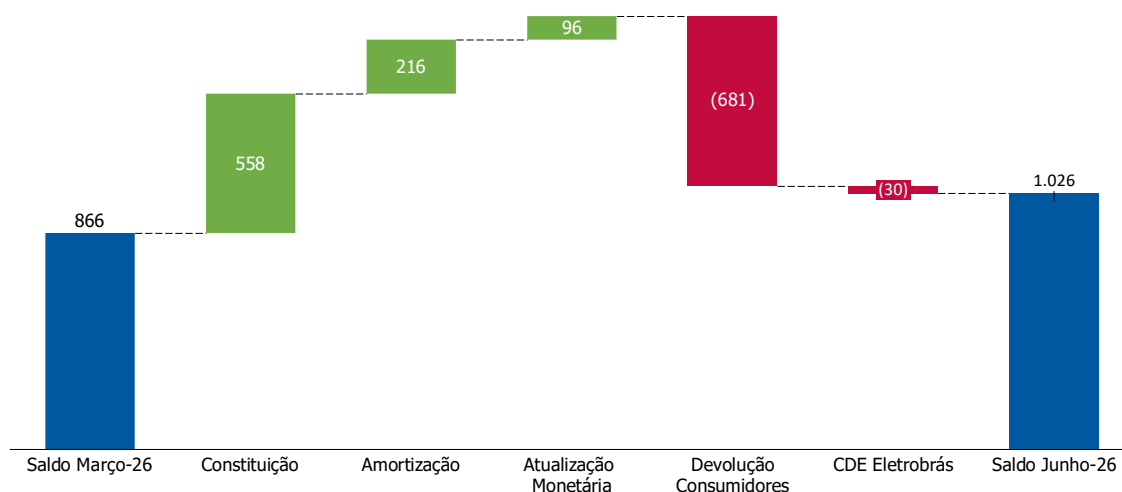
A amortização foi de R\$ 976 milhões no período, sendo R\$ 1.201 milhões de devolução do PIS/COFINS, compensado por demais efeitos negativos de R\$ 225 milhões.

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%        |
| <b>Receita Operacional Bruta - Total</b>               | <b>14.271</b>  | <b>13.141</b>  | <b>1.130</b> | <b>8,6%</b>  | <b>29.039</b>   | <b>26.429</b>  | <b>2.609</b>   | <b>9,9%</b>  |
| 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%       |
| <b>Deduções da Receita Operacional Bruta - Total</b>   | <b>(5.042)</b> | <b>(4.324)</b> | <b>(717)</b> | <b>16,6%</b> | <b>(10.313)</b> | <b>(8.844)</b> | <b>(1.470)</b> | <b>16,6%</b> |
| <b>Receita Operacional Líquida</b>                     | <b>9.229</b>   | <b>8.816</b>   | <b>413</b>   | <b>4,7%</b>  | <b>18.725</b>   | <b>17.586</b>  | <b>1.140</b>   | <b>6,5%</b>  |

## 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 renda<sup>1</sup>, 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

<sup>1</sup> 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%         |
| <b>Energia Comprada para Revenda</b>              | <b>3.175</b> | <b>3.353</b> | <b>(178)</b> | <b>-5,3%</b> | <b>6.690</b> | <b>6.482</b> | <b>208</b> | <b>3,2%</b>  |
| 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%        |
| <b>Encargos de Uso do Sistema de Distribuição</b> | <b>1.430</b> | <b>1.289</b> | <b>141</b>   | <b>10,9%</b> | <b>2.899</b> | <b>2.513</b> | <b>385</b> | <b>15,3%</b> |
| <b>Custo com Energia Elétrica</b>                 | <b>4.604</b> | <b>4.641</b> | <b>(37)</b>  | <b>-0,8%</b> | <b>9.588</b> | <b>8.995</b> | <b>593</b> | <b>6,6%</b>  |

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> |
| <b>PMSO</b>                         | <b>1.048</b> | <b>942</b> | <b>106</b> | <b>11,3%</b>  | <b>1.999</b> | <b>1.835</b> | <b>165</b> | <b>9,0%</b>  |

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%<sup>2</sup> no trimestre e 2,0%<sup>3</sup> 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%        |
| <b>Demais Custos/Despesas Operacionais</b> | <b>(1.656)</b> | <b>(1.510)</b> | <b>(146)</b> | <b>9,6%</b> | <b>(3.040)</b> | <b>(2.770)</b> | <b>(270)</b> | <b>9,7%</b> |

## 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:

<sup>2</sup> Média de abril a junho.

<sup>3</sup> Média de janeiro a junho.

| R\$ Milhões                            | 2T26         | 2T25         | Δ R\$      | Δ %          | 1S26         | 1S25         | Δ R\$      | Δ %          |
|----------------------------------------|--------------|--------------|------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|
| <b>Lucro Líquido</b>                   | <b>909</b>   | <b>847</b>   | <b>62</b>  | <b>7,3%</b>  | <b>2.167</b> | <b>1.941</b> | <b>226</b> | <b>11,7%</b> |
| 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%       |
| <b>EBITDA</b>                          | <b>2.301</b> | <b>2.066</b> | <b>235</b> | <b>11,4%</b> | <b>4.833</b> | <b>4.658</b> | <b>175</b> | <b>3,8%</b>  |

## 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%       |
| <b>EBITDA</b>    | <b>2.301</b> | <b>2.066</b> | <b>235</b> | <b>11,4%</b> | <b>4.833</b> | <b>4.658</b> | <b>175</b> | <b>3,8%</b> |

### 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%        |
| <b>Resultado Financeiro</b> | <b>(740)</b> | <b>(460)</b> | <b>(280)</b> | <b>60,9%</b> | <b>(1.275)</b> | <b>(1.091)</b> | <b>(184)</b> | <b>16,9%</b> |

## Análise Gerencial

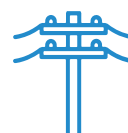
| R\$ Milhões                                        | 2T26         | 2T25         | Δ R\$        | Δ %          | 1S26           | 1S25           | Δ R\$        | Δ %          |
|----------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|----------------|--------------|--------------|
| 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           | -            |
| <b>Resultado Financeiro</b>                        | <b>(740)</b> | <b>(460)</b> | <b>(280)</b> | <b>60,9%</b> | <b>(1.275)</b> | <b>(1.091)</b> | <b>(184)</b> | <b>16,9%</b> |

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%      |
| <b>Total</b> | <b>2.305</b> | <b>2.641</b> | <b>(336)</b> | <b>-12,7%</b> | <b>5.158</b> | <b>5.087</b> | <b>71</b> | <b>1,4%</b> |

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%        |
| <b>Receita Operacional Líquida</b> | <b>1.525</b> | <b>1.666</b> | <b>(141)</b> | <b>-8,5%</b> | <b>3.231</b> | <b>3.264</b> | <b>(32)</b> | <b>-1,0%</b> |
| 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%         |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>          | <b>767</b>   | <b>737</b>   | <b>30</b>    | <b>4,1%</b>  | <b>1.688</b> | <b>1.573</b> | <b>115</b>  | <b>7,3%</b>  |
| 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%        |
| <b>Lucro Líquido</b>               | <b>318</b>   | <b>299</b>   | <b>20</b>    | <b>6,5%</b>  | <b>766</b>   | <b>669</b>   | <b>97</b>   | <b>14,4%</b> |

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%       |
| <b>Energia Comprada para Revenda</b>       | <b>608</b> | <b>672</b> | <b>(64)</b> | <b>-9,6%</b> | <b>1.261</b> | <b>1.269</b> | <b>(8)</b> | <b>-0,7%</b> |
| 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%         |
| <b>Encargos</b>                            | <b>68</b>  | <b>65</b>  | <b>3</b>    | <b>5,0%</b>  | <b>136</b>   | <b>129</b>   | <b>7</b>   | <b>5,5%</b>  |
| <b>Custo com Energia Elétrica</b>          | <b>676</b> | <b>737</b> | <b>(61)</b> | <b>-8,3%</b> | <b>1.396</b> | <b>1.398</b> | <b>(1)</b> | <b>-0,1%</b> |

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>      |
| <b>PMSO</b>                                            | <b>141</b>  | <b>264</b> | <b>(122)</b> | <b>-46,3%</b> | <b>282</b>  | <b>423</b> | <b>(141)</b> | <b>-33,3%</b> |

\* 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%<sup>4</sup> no trimestre e 1,4%<sup>5</sup> 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.

<sup>4</sup> Média de abril a junho.

<sup>5</sup> 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%         |
| <b>Demais Custos/Despesas Operacionais</b> | <b>221</b> | <b>222</b> | <b>(1)</b> | <b>-0,5%</b> | <b>442</b> | <b>442</b> | <b>(0)</b> | <b>-0,1%</b> |

## 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%        |
| <b>Equivalência Patrimonial<sup>1</sup></b> | <b>60</b> | <b>71</b> | <b>(11)</b> | <b>-15,5%</b> | <b>136</b> | <b>130</b> | <b>6</b> | <b>4,7%</b> |

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%        |
| <b>Lucro Líquido</b>      | <b>(1)</b> | <b>(1)</b> | <b>0</b> | <b>-11,5%</b> | <b>4</b> | <b>1</b> | <b>4</b> | <b>440,8%</b> |

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%        |
| <b>Lucro Líquido</b>      | <b>61</b> | <b>72</b> | <b>(11)</b> | <b>-15,5%</b> | <b>132</b> | <b>129</b> | <b>3</b> | <b>2,7%</b> |

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%         |
| <b>Resultado Financeiro</b> | <b>(103)</b> | <b>(92)</b> | <b>(11)</b> | <b>11,5%</b> | <b>(201)</b> | <b>(216)</b> | <b>15</b> | <b>-7,0%</b> |

## 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%        |
| <b>Resultado Financeiro</b>   | <b>(103)</b> | <b>(92)</b> | <b>(11)</b> | <b>11,5%</b> | <b>(201)</b> | <b>(216)</b> | <b>15</b> | <b>-7,0%</b> |

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 %          |
|----------------------------------------|------------|------------|-----------|-------------|--------------|--------------|------------|--------------|
| <b>Lucro Líquido</b>                   | <b>318</b> | <b>299</b> | <b>20</b> | <b>6,5%</b> | <b>766</b>   | <b>669</b>   | <b>97</b>  | <b>14,4%</b> |
| 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%        |
| <b>EBITDA</b>                          | <b>767</b> | <b>737</b> | <b>30</b> | <b>4,1%</b> | <b>1.688</b> | <b>1.573</b> | <b>115</b> | <b>7,3%</b>  |

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 <sup>1</sup> (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<br>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<br>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<br>2ª RTP - 2025 | 3ª RTP - 2030   |
| PIRACICABA                   | 24/02/2013          | 24/02/2043         | 100%                | IPCA               | 18                                       | -                                    | -          | Categoria 3            | 1ª RTP - 2018<br>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 <sup>2</sup> | 23/02/2026          | 23/02/2056         | 100%                | IPCA               | -                                        | -                                    | 115        | Categoria 3            | -                              | -               |
| ETAU <sup>3</sup>            | 18/12/2002          | 18/12/2032         | 10%                 | IGP-M              | 51                                       | -                                    | 188        | Categoria 2            | -                              | -               |
| TPAE <sup>3</sup>            | 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% |

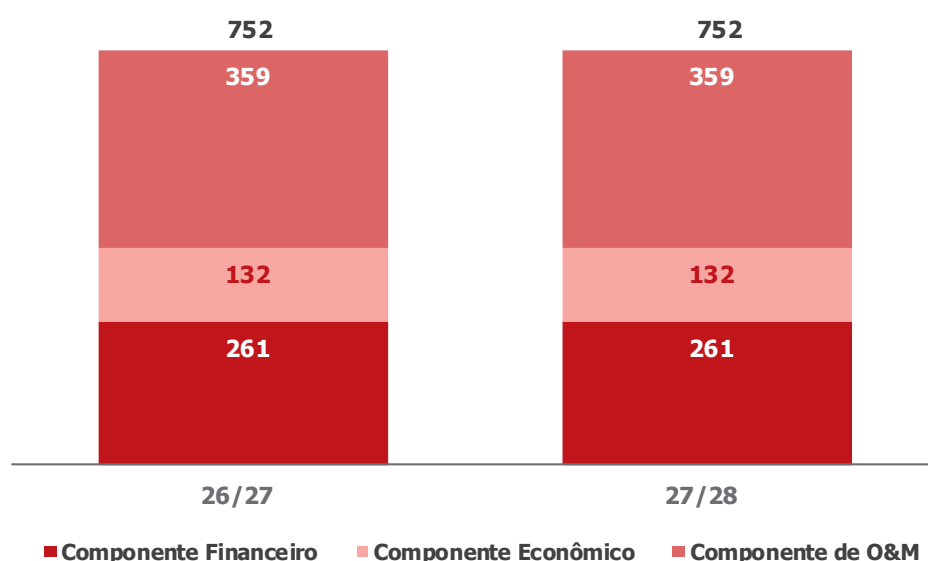
Referente à PVd, no trimestre e no acumulado, tivemos uma redução devido a um melhor desempenho operacional e menor ocorrência de eventos sujeitos à desconto.

### 3.3.3) Temas Regulatórios

#### Fluxo de Recebimento da RBSE<sup>1</sup>

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 Financeiro<sup>1</sup>, Econômico<sup>2</sup> e O&M<sup>2</sup> | 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<br>Receita<br>Homologada | RBSE<br>Financeiro | Trajetória<br>CAOM | Novos<br>Investimentos | Indexador (IPCA) | DSP 2.268/2026<br>Receita<br>Homologada | PA<br>RTA 2026 | DSP 2.268/2026 |
|-----------|-----------------------------------------|--------------------|--------------------|------------------------|------------------|-----------------------------------------|----------------|----------------|
| 055/2001  | 1.043,3                                 | -23,0              | -8,1               | 76,7                   | 47,8             | 1.136,7                                 | 10,20          | <b>1.147,0</b> |

\* 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<br>Receita<br>Homologada | Entrada em<br>operação | Indexador (IPCA<br>ou IGP-M) | Impacto do<br>Reposicionamento da<br>RTP | DSP 2.268/2026<br>Receita Homologada | PA<br>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       |
| <b>Total</b>              | 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%        |
| <b>Receita Operacional Líquida</b>     | <b>316</b> | <b>285</b> | <b>31</b>   | <b>10,9%</b>  | <b>621</b> | <b>565</b> | <b>55</b> | <b>9,7%</b>  |
| 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%       |
| <b>EBITDA</b>                          | <b>230</b> | <b>211</b> | <b>19</b>   | <b>9,1%</b>   | <b>461</b> | <b>409</b> | <b>52</b> | <b>12,8%</b> |
| 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%        |
| <b>Lucro Líquido</b>                   | <b>24</b>  | <b>39</b>  | <b>(15)</b> | <b>-39,2%</b> | <b>82</b>  | <b>73</b>  | <b>9</b>  | <b>12,5%</b> |

## 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%        |
| <b>Receita Bruta</b>                   | <b>371</b> | <b>330</b> | <b>41</b> | <b>12,5%</b> | <b>729</b> | <b>661</b> | <b>67</b> | <b>10,2%</b> |
| Deduções da Receita                    | (55)       | (45)       | (10)      | 23,2%        | (68)       | (55)       | (13)      | 24,0%        |
| <b>Receita Líquida</b>                 | <b>316</b> | <b>285</b> | <b>31</b> | <b>10,9%</b> | <b>621</b> | <b>565</b> | <b>55</b> | <b>9,7%</b>  |

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        | -           |
| <b>PMSO</b>                            | <b>87</b>  | <b>75</b>  | <b>12</b> | <b>15,3%</b> | <b>161</b> | <b>159</b> | <b>1</b> | <b>0,9%</b> |
| Depreciação e Amortização              | 51         | 47         | 4         | 8,3%         | 100        | 92         | 7        | 8,1%        |
| <b>PMSO, depreciação e amortização</b> | <b>138</b> | <b>122</b> | <b>15</b> | <b>12,6%</b> | <b>260</b> | <b>252</b> | <b>9</b> | <b>3,5%</b> |

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 %          |
|----------------------------------------|------------|------------|-------------|---------------|------------|------------|-----------|--------------|
| <b>Lucro Líquido</b>                   | <b>24</b>  | <b>39</b>  | <b>(15)</b> | <b>-39,2%</b> | <b>82</b>  | <b>73</b>  | <b>9</b>  | <b>12,5%</b> |
| 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%        |
| <b>EBITDA</b>                          | <b>230</b> | <b>211</b> | <b>19</b>   | <b>9,1%</b>   | <b>461</b> | <b>409</b> | <b>52</b> | <b>12,8%</b> |

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%       |
| <b>Resultado Financeiro</b>   | <b>(149)</b> | <b>(117)</b> | <b>(32)</b> | <b>27,6%</b> | <b>(254)</b> | <b>(230)</b> | <b>(24)</b> | <b>10,3%</b> |

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%         |
| <b>Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)</b> | <b>423</b>   | <b>174</b>   | <b>249</b>  | <b>143,0%</b> | <b>783</b>   | <b>553</b>   | <b>230</b>  | <b>41,6%</b>  |
| 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%        |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>                               | <b>400</b>   | <b>171</b>   | <b>229</b>  | <b>134,2%</b> | <b>734</b>   | <b>531</b>   | <b>203</b>  | <b>38,3%</b>  |
| 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%        |
| <b>Lucro Líquido</b>                                    | <b>169</b>   | <b>39</b>    | <b>130</b>  | <b>331,9%</b> | <b>325</b>   | <b>219</b>   | <b>106</b>  | <b>48,4%</b>  |

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%         |
| <b>Receita Operacional Líquida</b>     | <b>334</b> | <b>306</b> | <b>28</b> | <b>9,1%</b>  | <b>639</b> | <b>609</b> | <b>30</b> | <b>5,0%</b>  |
| PMSO, Previdência e PDD                | (236)      | (242)      | 6         | -2,4%        | (457)      | (471)      | 14        | -2,9%        |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>              | <b>98</b>  | <b>64</b>  | <b>34</b> | <b>52,4%</b> | <b>181</b> | <b>137</b> | <b>44</b> | <b>32,0%</b> |
| 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%        |
| <b>Lucro Líquido</b>                   | <b>64</b>  | <b>40</b>  | <b>24</b> | <b>61,5%</b> | <b>118</b> | <b>86</b>  | <b>32</b> | <b>37,1%</b> |

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.



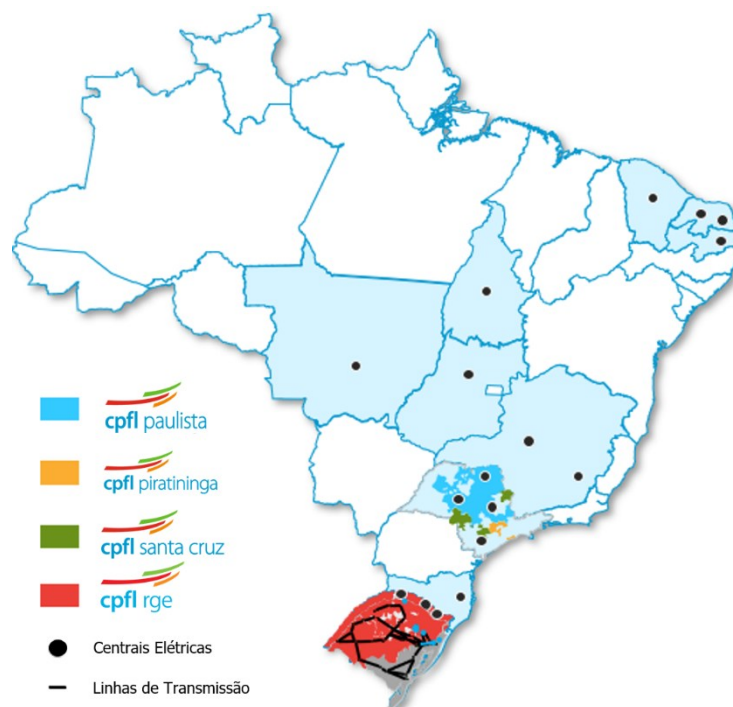
### Perfil da Empresa e Estrutura Societária

#### 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                                                                                                                                                                                          |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <div>cpfl paulista</div> <div>cpfl piratininga</div> <div>cpfl santa cruz</div> <div>cpfl rge <sup>1</sup></div> | <div>CPFL Brasil</div> <div>Ceran</div> <div>Enercan</div> <div>Foz do Chapecó</div> <div>CPFL Sul Geradora</div> <div>CPFL Brasil Varejista</div> <div>CPFL RENOVÁVEIS <sup>2</sup></div> <div>BAESA</div> <div>Demais controladas</div> <div>UHE Serra da Mesa*<br/>(*) 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.</div> <div>Jaguari <sup>3</sup></div> <div>Paulista Lajeado</div> <div>Investco</div> | <div>cpfl transmissão <sup>4</sup></div> <div>TESB</div> <div>CPFL Piracicaba</div> <div>CPFL Morro Agudo</div> <div>CPFL Maracanaú</div> <div>CPFL Sul I</div> <div>CPFL Sul II</div> | <div>CPFL Serviços</div> <div>cpfl atende</div> <div>alesta <sup>5</sup></div> <div>cpfl total</div> <div>cpfl finanças</div> <div>cpfl infra</div> <div>cpfl pessoas</div> <div>cpfl supre</div> |

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](#).





# 2Q26 Results

Energy for a more  
sustainable future



**VIDEOCONFERENCE**  
August 14<sup>th</sup>, 2026

Time: 11:00 am (BRT) | 10:00 am (ET)

Videoconference in Portuguese with  
simultaneous translation into English

[Click here](#) or use the QR Code





# Message from the CEO

We have reached the end of another half year with consistent and robust results, reflecting our operational efficiency and the increase in energy consumption in our concession areas. In the quarter, we achieved EBITDA of R\$ 3.6 billion, an increase of 17.4%, while net income reached R\$ 1.4 billion, a growth of 21.3%, both indicators compared to 2Q25. In the half year, EBITDA totaled R\$ 7.4 billion, an increase of 7.8%, and net income reached R\$ 3.3 billion, a growth of 19.5%.

In the Distribution segment, energy consumption in the concession area grew by 4.0% in the quarter, with particular emphasis on the residential and commercial segments, which were mainly driven by higher temperatures and greater consumption from data centers. This performance also allowed energy consumption to post positive year-to-date growth of 1.6%. Conversely, the allowance for doubtful accounts increased by 0.26 percentage points in the quarter to 1.08% of revenue from energy supply, highlighting the importance of sustaining actions focused on delinquency control.

Within the Generation & Energy Management segment, we saw a 22.1% reduction in energy generated in the quarter, due to weaker wind farm performance. Generation restrictions (curtailment) in this quarter accounted for 25.0% of potential generation, consistent with the curtailment percentage seen in the prior year. Even so, the receipt of Ceran's insurance payout, related to the flood in Rio Grande do Sul in 2024, and the contractual adjustments indexed to inflation contributed to the segment's results.

With regard to investments, we continue to execute our plan consistently. This quarter, investments totaled R\$ 1.5 billion, notably R\$ 1.2 billion directed to Distribution and R\$ 211 million to Transmission, primarily aimed at the formation of our asset base (RAB). We have already invested R\$ 2.8 billion this half-year, and our estimate is to reach a Capex of R\$ 6.5 billion for all the group's businesses by 2026, focusing on customer service works, electrical system expansion, maintenance, and modernization of the grid.

Additionally, we have maintained our financial discipline and a balanced capital structure. We ended the period with adequate liquidity and leverage of 2.36x net debt/EBITDA, under the measurement criteria set forth in our financial covenants, a level consistent with the Company's strategy, preserving the investment capacity and financial strength necessary to support our growth plan.

I would also like to inform you that, this week, we formally expressed to the Ministry of Mines and Energy (MME) our interest in adhering to the Commitment Agreement that governs the compensation mechanism for curtailment. There are still several steps ahead in this process, which is expected to conclude only in 2027, however, we have taken the first step toward mitigating the impacts that renewable generation has faced in recent years.

I would like to conclude this message by highlighting that on July 24, the Ribeirão Preto region, within the CPFL Paulista's concession area, experienced one of the most severe weather events ever recorded, with wind gusts of up to 160 km/h. The event resulted in the collapse of 54 subtransmission towers, a critical component of the electrical system, 348 downed poles, and more than 400 fallen trees, creating a highly complex scenario for restoring power service. At this time, we mobilized more than 300 teams from across the CPFL group, expanded our call center capacity, and installed approximately 40 generators to support essential activities. I would like to extend my special thank-you to all CPFL Energia employees who worked on the response to this extreme weather event in the Ribeirão Preto region for their dedication and strong commitment.

I would also like to thank our shareholders, customers, partners, society, and other stakeholders for their trust, which inspires us to continue moving forward with responsibility, discipline, and a long-term vision. And together we remain steadfast in building the future of CPFL Energia.

**Gustavo Estrella**  
CEO of CPFL Energia

## Key Indicators

| R\$ Million                                  | 2Q26          | 2Q25          | Δ R\$        | Δ %          | 1H26          | 1H25          | Δ R\$        | Δ %          |
|----------------------------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| Demand in the Concession Area   GWh          | 17,502        | 16,772        | 730          | 4.4%         | 17,465        | 16,728        | 738          | 4.4%         |
| Consumed Energy in the Concession Area   GWh | 19,933        | 19,164        | 770          | 4.0%         | 40,049        | 39,424        | 625          | 1.6%         |
| <i>Captive Market</i>                        | 8,984         | 8,983         | 2            | 0.0%         | 18,632        | 19,451        | (819)        | -4.2%        |
| <i>Free Client</i>                           | 9,455         | 8,991         | 464          | 5.2%         | 18,310        | 17,440        | 871          | 5.0%         |
| <i>DG Compensation</i>                       | 1,494         | 1,190         | 304          | 25.5%        | 3,106         | 2,533         | 573          | 22.6%        |
| Gross Operating Revenue                      | 16,391        | 15,101        | 1,290        | 8.5%         | 33,239        | 30,511        | 2,728        | 8.9%         |
| Net Operating Revenue                        | 11,107        | 10,549        | 558          | 5.3%         | 22,449        | 21,204        | 1,245        | 5.9%         |
| <b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>                  | <b>3,556</b>  | <b>3,028</b>  | <b>528</b>   | <b>17.4%</b> | <b>7,417</b>  | <b>6,880</b>  | <b>537</b>   | <b>7.8%</b>  |
| <i>Distribution</i>                          | 2,301         | 2,066         | 235          | 11.4%        | 4,833         | 4,658         | 175          | 3.8%         |
| <i>Generation &amp; Energy Management</i>    | 767           | 737           | 30           | 4.1%         | 1,688         | 1,573         | 115          | 7.3%         |
| <i>Transmission</i>                          | 400           | 171           | 229          | 134.2%       | 734           | 531           | 203          | 38.3%        |
| <i>Services &amp; Others</i>                 | 88            | 55            | 33           | 60.6%        | 161           | 118           | 43           | 36.8%        |
| <b>Net Income</b>                            | <b>1,438</b>  | <b>1,186</b>  | <b>252</b>   | <b>21.3%</b> | <b>3,347</b>  | <b>2,801</b>  | <b>546</b>   | <b>19.5%</b> |
| <i>Distribution</i>                          | 909           | 847           | 62           | 7.3%         | 2,167         | 1,941         | 226          | 11.7%        |
| <i>Generation &amp; Energy Management</i>    | 318           | 299           | 20           | 6.5%         | 766           | 669           | 97           | 14.4%        |
| <i>Transmission</i>                          | 169           | 39            | 130          | 331.9%       | 325           | 219           | 106          | 48.4%        |
| <i>Services &amp; Others</i>                 | 41            | 1             | 40           | 7255.7%      | 89            | (29)          | 117          | -            |
| <b>Net Debt<sup>(2)</sup></b>                | <b>32,519</b> | <b>27,287</b> | <b>5,233</b> | <b>19.2%</b> | <b>32,519</b> | <b>27,287</b> | <b>5,233</b> | <b>19.2%</b> |
| Net Debt / EBITDA <sup>(2)</sup>             | 2.36          | 2.07          | -            | 13.7%        | 2.36          | 2.07          | -            | 13.7%        |
| Investments <sup>(3)</sup>                   | 1,527         | 1,422         | 105          | 7.4%         | 2,788         | 2,660         | 128          | 4.8%         |
| <b>Stock Performance</b>                     | <b>44.78</b>  | <b>40.86</b>  | <b>3.92</b>  | <b>9.6%</b>  | <b>44.78</b>  | <b>40.86</b>  | <b>3.92</b>  | <b>9.6%</b>  |
| <b>Daily Average Volume</b>                  | <b>97</b>     | <b>56</b>     | <b>42</b>    | <b>74.6%</b> | <b>97</b>     | <b>67</b>     | <b>30</b>    | <b>45.6%</b> |

Notes:

- (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result, depreciation/amortization, as CVM Resolution no. 156/22. See the calculation in item 2.1 of this report;
- (2) In financial covenants criteria, which considers CPFL Energia's stake in each generation projects;
- (3) Does not include special obligations.



The data disclosed in this release, as well as further details, are available in Excel, in CPFL Energia's **Historical Information Base**, available in the IR website. **To access, [click here](#).**

In case of doubts, [Talk to IR](#).

## Highlights



**EBITDA**

**R\$ 3,556**

million (+17.4% vs. 2Q25)



**Net Income**

**R\$ 1,438**

million (+21.3% vs. 2Q25)



**Net Debt**

**R\$ 32.5**

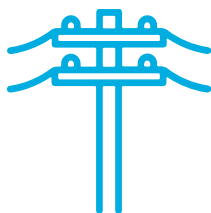
billion and **leverage** of **2.36x** (Net Debt/EBITDA<sup>1</sup>)



**CAPEX**

**R\$ 1,527**

million (+7.4% vs. 2Q25)



**Energy Consumption<sup>2</sup>**

**+4.0%** vs. 2Q25

**Data Center Consumption**

**+35.8%** vs. 2Q25



**CPFL Transmissão Tariff Adjustment<sup>3</sup>** with an increase of

**+8.8%** (R\$ 111 MM), resulting in a **RAP** of **R\$ 1,363 MM**



**CPFL** expressed **interest in adhering to MME's Commitment Agreement**, regarding the **curtailment compensation**



**CPFL** was elected to the **UN Global Compact Board** for the new management cycle



We are the **Best in Corporate Governance** in Brazil by the **2026 World Finance Corporate Governance Awards**

1) In the financial covenants criteria; 2) Considering billed energy + DG compensation; 3) Considering Adjustment Portion (PA).

# Contents

|                                                                   |            |
|-------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>1) CPFL ENERGIA ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE .....</b>       | <b>6</b>   |
| 1.1) Economic-Financial Performance .....                         | 6          |
| 1.2) Indebtedness .....                                           | 11         |
| 1.2.1) Financial Debt in IFRS Criteria .....                      | 11         |
| 1.2.2) Debt in Financial Covenants Criteria.....                  | 12         |
| 1.3) Investments.....                                             | 13         |
| 1.3.1) Actual Investments by Segment .....                        | 13         |
| 1.3.2) Investment Forecast.....                                   | 13         |
| <b>2) SUSTAINABILITY AND ESG INDICATORS .....</b>                 | <b>14</b>  |
| 2.1) 2030 ESG Plan .....                                          | 14         |
| 2.2) Key ESG Indicators aligned to the Plan .....                 | 15         |
| <b>3) PERFORMANCE OF BUSINESS SEGMENTS .....</b>                  | <b>17</b>  |
| <b>3.1) DISTRIBUTION SEGMENT .....</b>                            | <b>17</b>  |
| 3.1.1) Operational Performance .....                              | 17         |
| 3.1.1.1) Demand <sup>1</sup>   Concession Area .....              | 17         |
| 3.1.1.2) Billed Energy and DG Compensation   Concession Area..... | 17         |
| 3.1.1.3) Delinquency .....                                        | 18         |
| 3.1.1.4) Losses .....                                             | 18         |
| 3.1.1.5) SAIDI and SAIFI .....                                    | 19         |
| 3.1.2) Tariff Events .....                                        | 20         |
| 3.1.3) Economic-Financial Performance .....                       | 20         |
| <b>3.2) GENERATION &amp; ENERGY MANAGEMENT SEGMENT .....</b>      | <b>267</b> |
| 3.2.1) Operational Performance .....                              | 27         |
| 3.2.2) Economic-Financial Performance .....                       | 27         |
| <b>3.3) TRANSMISSION SEGMENT .....</b>                            | <b>31</b>  |
| 3.3.1) Portfolio .....                                            | 31         |
| 3.3.2) Operational Performance .....                              | 31         |
| 3.3.3) Regulatory Themes .....                                    | 32         |
| 3.3.4) Economic-Financial Performance   Regulatory .....          | 33         |
| 3.3.5) Economic-Financial Performance   IFRS .....                | 36         |
| <b>3.4) SERVICES SEGMENT.....</b>                                 | <b>37</b>  |
| 3.4.1) Economic-Financial Performance .....                       | 37         |
| <b>4) ATTACHMENTS .....</b>                                       | <b>38</b>  |

## 1) CPFL ENERGIA ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

### 1.1) Economic-Financial Performance

| R\$ Million                                                | 2Q26         | 2Q25         | Δ R\$      | Δ %          | 1H26          | 1H25          | Δ R\$        | Δ %          |
|------------------------------------------------------------|--------------|--------------|------------|--------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| Gross Operating Revenue                                    | 16,391       | 15,101       | 1,290      | 8.5%         | 33,239        | 30,511        | 2,728        | 8.9%         |
| Net Operating Revenue                                      | 11,107       | 10,549       | 558        | 5.3%         | 22,449        | 21,204        | 1,245        | 5.9%         |
| <b>Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)</b> | <b>9,548</b> | <b>9,131</b> | <b>417</b> | <b>4.6%</b>  | <b>19,665</b> | <b>18,628</b> | <b>1,037</b> | <b>5.6%</b>  |
| Cost of Electric Power                                     | (4,866)      | (4,962)      | 96         | -1.9%        | (10,076)      | (9,584)       | (491)        | 5.1%         |
| PMSO, Private Pension Fund and ADA                         | (1,276)      | (1,313)      | 37         | -2.8%        | (2,476)       | (2,490)       | 14           | -0.6%        |
| Costs of Building the Infrastructure                       | (1,471)      | (1,319)      | (151)      | 11.5%        | (2,619)       | (2,385)       | (235)        | 9.8%         |
| Equity Income                                              | 61           | 73           | (12)       | -16.6%       | 139           | 134           | 5            | 3.4%         |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>                                  | <b>3,556</b> | <b>3,028</b> | <b>528</b> | <b>17.4%</b> | <b>7,417</b>  | <b>6,880</b>  | <b>537</b>   | <b>7.8%</b>  |
| Depreciation and Amortization                              | (639)        | (603)        | (37)       | 6.1%         | (1,255)       | (1,193)       | (62)         | 5.2%         |
| Financial Income (Expense)                                 | (986)        | (667)        | (319)      | 47.9%        | (1,716)       | (1,536)       | (180)        | 11.7%        |
| Financial Revenues                                         | 553          | 463          | 90         | 19.5%        | 1,096         | 850           | 246          | 28.9%        |
| Financial Expenses                                         | (1,539)      | (1,129)      | (409)      | 36.3%        | (2,811)       | (2,386)       | (426)        | 17.8%        |
| Income Before Taxes                                        | 1,931        | 1,759        | 172        | 9.8%         | 4,446         | 4,151         | 295          | 7.1%         |
| Income Tax / Social Contribution                           | (493)        | (573)        | 80         | -13.9%       | (1,098)       | (1,350)       | 251          | -18.6%       |
| <b>Net Income</b>                                          | <b>1,438</b> | <b>1,186</b> | <b>252</b> | <b>21.3%</b> | <b>3,347</b>  | <b>2,801</b>  | <b>546</b>   | <b>19.5%</b> |

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

### Non-cash effects, extraordinary items and others

We highlight below the non-cash effects, extraordinary items and others of greater relevance observed in the periods analyzed, as a way to facilitate the understanding of the variations in the Company's results.

| EBITDA effects   R\$ million                          | 2Q26       | 2Q25        | Δ R\$      | Δ %      | 1H26       | 1H25        | Δ R\$       | Δ %      |
|-------------------------------------------------------|------------|-------------|------------|----------|------------|-------------|-------------|----------|
| <b>Distribution</b>                                   | <b>344</b> | <b>323</b>  | <b>21</b>  |          | <b>643</b> | <b>724</b>  | <b>(81)</b> | <b>-</b> |
| Adjustments in the concession financial assets (VNR)  | 461        | 425         | 37         | 8.6%     | 845        | 910         | (65)        | -7.2%    |
| Legal and judicial expenses                           | (67)       | (58)        | (10)       | 16.8%    | (111)      | (96)        | (15)        | 15.7%    |
| Assets write-off                                      | (51)       | (45)        | (6)        | 13.8%    | (91)       | (90)        | (1)         | 0.7%     |
| <b>Generation and Energy Management</b>               | <b>94</b>  | <b>(23)</b> | <b>117</b> |          | <b>205</b> | <b>35</b>   | <b>170</b>  |          |
| Equity Income                                         | 60         | 72          | (12)       | -16.2%   | 136        | 131         | 5           | 4.1%     |
| Legal and judicial expenses                           | 0          | (0)         | 1          | -        | 34         | (1)         | 35          | -        |
| Assets write-off                                      | (1)        | (2)         | 1          | -61.0%   | 0          | (2)         | 2           | -        |
| <b>Insurance Reimbursement – Ceran (2024 Floods)*</b> | <b>34</b>  | <b>-</b>    | <b>34</b>  | <b>-</b> | <b>34</b>  | <b>-</b>    | <b>34</b>   | <b>-</b> |
| <b>Epasa Sale Impact*</b>                             | <b>-</b>   | <b>(92)</b> | <b>92</b>  | <b>-</b> | <b>-</b>   | <b>(92)</b> | <b>92</b>   | <b>-</b> |
| <b>Transmission</b>                                   | <b>157</b> | <b>(38)</b> | <b>195</b> |          | <b>261</b> | <b>118</b>  | <b>144</b>  |          |
| Equity Income                                         | 1          | 1           | (1)        | -38.2%   | 2          | 3           | (1)         | -25.2%   |
| Legal and judicial expenses                           | (15)       | (3)         | (12)       | 401.6%   | (17)       | (15)        | (1)         | 9.4%     |
| Assets write-off                                      | 1          | 4           | (3)        | -67.6%   | 3          | 8           | (5)         | -60.7%   |
| Difference IFRS (-) Regulatory                        | 170        | (40)        | 210        | -        | 273        | 122         | 151         | 123.2%   |
| <b>Others</b>                                         | <b>(3)</b> | <b>(5)</b>  | <b>2</b>   |          | <b>(5)</b> | <b>(8)</b>  | <b>3</b>    |          |
| Legal and judicial expenses                           | (3)        | (4)         | 1          | -31.5%   | (5)        | (8)         | 2           | -30.2%   |
| Assets write-off                                      | (0)        | (0)         | 0          | -87.0%   | 0          | (0)         | 0           | -        |

### Extraordinary items explanation

- Ceran Insurance Reimbursement – 2024 Floods in Rio Grande do Sul:** In June 2026, the Company received the reimbursement related to the replacement of the stator bar at the Monte Claro power plant, which was damaged during the floods in the state of

Rio Grande do Sul in 2024, in the amount of R\$ 34 million;

- Impact of the sale of the stake in Epasa (Termonordeste and Termoparaíba TPPs) in 2Q25: On June 10, 2025, the sale of CPFL Geração's equity interest in Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA ("EPASA") was completed. The sale had a negative impact on assets write-off, mainly related to the benefit from the Superintendence for the Development of the Northeast ("SUDENE") (non-cash) (-R\$ 153 million), partially offset by the positive impact of the sale of the stake (+R\$ 60 million).

## Other relevant numbers for result analysis

| EBITDA effects   Transmission Segment | 2Q26       | 2Q25        | Δ R\$ | Δ %    | 1H26       | 1H25       | Δ R\$ | Δ %   |
|---------------------------------------|------------|-------------|-------|--------|------------|------------|-------|-------|
| EBITDA IFRS                           | 400        | 171         | 229   | 134.2% | 734        | 531        | 203   | 38.2% |
| EBITDA Regulatory                     | 230        | 211         | 19    | 9.1%   | 461        | 409        | 52    | 12.8% |
| <b>Difference IFRS (-) Regulatory</b> | <b>170</b> | <b>(40)</b> |       |        | <b>273</b> | <b>122</b> |       |       |

| Financial results effect   R\$ million | 2Q26 | 2Q25 | Δ R\$ | Δ %   | 1H26 | 1H25 | Δ R\$ | Δ %   |
|----------------------------------------|------|------|-------|-------|------|------|-------|-------|
| Late payment interest and fines        | 148  | 119  | 29    | 24.1% | 267  | 242  | 25    | 10.4% |
| Debt Mark-to-market (MTM)              | (91) | 86   | (177) | -     | (29) | 109  | (137) | -     |

The variation of IFRS EBITDA in the Transmission segment, in the year, was affected by the following extraordinary effect:

- RBSE Adjustment – 2Q25 (IFRS): On June 10, 2025, ANEEL ruled on the reconsideration requests related to the RBSE reprofiling, partially approving the recommendations of Technical Note No. 85/2023. As a result of this decision, CPFL Transmissão recognized a remeasurement adjustment of R\$ 150 million. The impact on the regulatory result will be diluted until 2028, starting in July 2025, with the new RAP approved in the Annual Tariff Adjustment.

Regarding the financial results, it is important to highlight the following effect:

- Debt Mark-to-market (MTM): there was a negative variation resulting from losses related to the reduction in the risk spread curve this quarter, while in 2Q25 the MTM gain resulted from the increase in the risk spread curve in that period. In the YTD, lower-cost funding in the previous period was the main factor for the variation.

## Net Operating Revenue by Segment

| R\$ Million                      | 2Q26          | 2Q25          | Δ R\$      | Δ %         | 1H26          | 1H25          | Δ R\$        | Δ %         |
|----------------------------------|---------------|---------------|------------|-------------|---------------|---------------|--------------|-------------|
| Distribution                     | 9,229         | 8,816         | 413        | 4.7%        | 18,725        | 17,586        | 1,140        | 6.5%        |
| Generation and Energy Management | 1,525         | 1,666         | (141)      | -8.5%       | 3,231         | 3,264         | (32)         | -1.0%       |
| Transmission                     | 699           | 423           | 276        | 65.2%       | 1,246         | 1,027         | 219          | 21.3%       |
| Services                         | 334           | 306           | 28         | 9.1%        | 639           | 609           | 30           | 5.0%        |
| Elimination and Others           | (679)         | (662)         | (17)       | 2.6%        | (1,392)       | (1,281)       | (112)        | 8.7%        |
| <b>Net Operating Revenue</b>     | <b>11,107</b> | <b>10,549</b> | <b>558</b> | <b>5.3%</b> | <b>22,449</b> | <b>21,204</b> | <b>1,245</b> | <b>5.9%</b> |

The performance in the quarter mainly reflects the better performance of the Distribution segment, driven by the higher volume of energy sales.

For further details about the variation in net operating revenue by segment, see **Chapter 3 – Performance of Business Segments**.

## Cost of Electric Energy

| R\$ Million                                        | 2Q26         | 2Q25         | Δ R\$        | Δ %          | 1H26          | 1H25         | Δ R\$      | Δ %          |
|----------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|------------|--------------|
| Itaipu                                             | 495          | 570          | (75)         | -13.1%       | 969           | 1,101        | (132)      | -12.0%       |
| PROINFRA                                           | 85           | 118          | (33)         | -28.2%       | 167           | 253          | (87)       | -34.2%       |
| Auction, Bilateral Contracts and Spot Market       | 3,261        | 3,387        | (126)        | -3.7%        | 6,867         | 6,489        | 377        | 5.8%         |
| PIS and COFINS Tax Credit                          | (349)        | (352)        | 3            | -0.9%        | (717)         | (680)        | (37)       | 5.5%         |
| <b>Cost of Electric Power Purchased for Resale</b> | <b>3,492</b> | <b>3,723</b> | <b>(231)</b> | <b>-6.2%</b> | <b>7,286</b>  | <b>7,164</b> | <b>122</b> | <b>1.7%</b>  |
| National Grid Charges                              | 1,133        | 991          | 142          | 14.3%        | 2,283         | 2,025        | 258        | 12.7%        |
| Itaipu Transmission Charges                        | 92           | 78           | 14           | 18.5%        | 179           | 149          | 30         | 20.0%        |
| Connection Charges                                 | 31           | 29           | 2            | 8.3%         | 64            | 55           | 9          | 17.2%        |
| Charges for the Use of the Distribution System     | 11           | 10           | 1            | 7.9%         | 23            | 21           | 2          | 8.3%         |
| ESS / EER                                          | 245          | 256          | (11)         | -4.4%        | 523           | 414          | 108        | 26.1%        |
| PIS and COFINS Tax Credit                          | (139)        | (125)        | (14)         | 10.9%        | (282)         | (244)        | (38)       | 15.4%        |
| <b>Charges</b>                                     | <b>1,374</b> | <b>1,239</b> | <b>134</b>   | <b>10.9%</b> | <b>2,790</b>  | <b>2,420</b> | <b>370</b> | <b>15.3%</b> |
| <b>Cost of Electric Energy</b>                     | <b>4,866</b> | <b>4,962</b> | <b>(96)</b>  | <b>-1.9%</b> | <b>10,076</b> | <b>9,584</b> | <b>491</b> | <b>5.1%</b>  |

The reduction in **Costs with Energy Purchased for Resale** in the quarter is mainly due to the lower volume of energy purchased through **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market**. In addition, in **Itaipu**, the decrease resulted from lower price and volume; and in **Proinfra**, it resulted from the lower volume of energy purchased.

In the YTD, the increase in **Costs with Energy Purchased for Resale** was mainly due to the volume of energy purchased through **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market**.

Regarding **Charges for the Use of the Transmission and Distribution System**, the increase observed in the quarter and in the YTD is due to the adjustment of the tariffs for the use of the transmission system effective as of July-25, according to ANEEL Resolution No. 3,482/2025.

Additionally, the reduction in costs observed in **sector charges (ESS/EER)** in the quarter resulted from the decrease in **EER - Reserve Energy Charges**, due to the greater activation of power plants in 2Q26 and the settlement of generated energy at PLD, reducing the need for additional resources through the charge, partially offset by the increase in costs resulting from the early supply from the power plants that won the 1st Reserve Capacity Auction. As for **ESS – System Service Charges**, there was lower retroactive relief in 2Q26 compared to the relief recorded in 2Q25, generated by the price difference between the submarkets of the National Interconnected System (SIN).

In the YTD, the increase observed in **sector charges (ESS/EER)**, resulted from **ESS – System Service Charges** was due to lower retroactive relief in 1H26 compared to the relief recorded in 1H25, generated by the price difference between the submarkets of the National Interconnected System (SIN).

For further details about the variation in the Cost of Electric Energy, see **Chapter 3 – Performance of Business Segments**.

## PMSO

| R\$ Million                                   | 2Q26         | 2Q25         | Δ R\$       | Δ %          | 1H26         | 1H25         | Δ R\$      | Δ %          |
|-----------------------------------------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|
| Personnel                                     | 610          | 581          | 29          | 4.9%         | 1,196        | 1,126        | 70         | 6.2%         |
| Material                                      | 126          | 125          | 2           | 1.6%         | 252          | 250          | 1          | 0.5%         |
| Outsourced Services                           | 276          | 261          | 15          | 5.7%         | 544          | 517          | 27         | 5.2%         |
| Other Operating Costs/Expenses                | 261          | 338          | (77)        | -22.7%       | 479          | 579          | (100)      | -17.3%       |
| ADA                                           | 97           | 74           | 23          | 31.5%        | 194          | 177          | 17         | 9.7%         |
| Assets Write-Off                              | 50           | 43           | 8           | 17.9%        | 88           | 85           | 3          | 3.2%         |
| Legal and judicial expenses                   | 85           | 65           | 20          | 30.1%        | 98           | 120          | (21)       | -17.8%       |
| Others                                        | 63           | 64           | (0)         | -0.7%        | 133          | 105          | 28         | 26.5%        |
| Epasa Sale Impact*                            | -            | 92           | (92)        | -            | -            | 92           | (92)       | -            |
| Insurance Reimbursement – Ceran (2024 Flood)* | (34)         | -            | (34)        | -            | (34)         | -            | (34)       | -            |
| <b>PMSO</b>                                   | <b>1,273</b> | <b>1,305</b> | <b>(31)</b> | <b>-2.4%</b> | <b>2,471</b> | <b>2,472</b> | <b>(2)</b> | <b>-0.1%</b> |

\* Extraordinary.

The variation in PMSO in the quarter was impacted by Ceran's insurance reimbursement of R\$ 34 million in 2Q26 and by the full effect of the sale of the stake in Epasa in 2Q25, which generated a negative effect of R\$ 92 million (for further details, see the explanation at the beginning of the chapter).

Excluding these extraordinary items, PMSO would have increased by 7.9% (R\$ 95 million), due to the following factors:

- Personnel (increases of R\$ 29 million in the quarter and of R\$ 70 million in the YTD):** the growth mainly reflects the salary adjustments resulting from collective bargaining agreements applied in 2025;
- MSO linked to inflation (increases of R\$ 11 million in the quarter and of R\$ 39 million in the YTD):** higher expenses with hardware/software maintenance and machinery and equipment maintenance, mainly in the Generation and Energy Management segment;
- MSO not linked to inflation (increases of R\$ 56 million in the quarter and of R\$ 16 million in the YTD):** increase in the allowance for doubtful accounts (ADA) in the quarter and in the YTD, with the reduction in legal and judicial expenses partially offsetting the effect in the YTD.

## Other operating costs and expenses

| R\$ Million                               | 2Q26         | 2Q25         | Δ R\$      | Δ %         | 1H26         | 1H25         | Δ R\$      | Δ %         |
|-------------------------------------------|--------------|--------------|------------|-------------|--------------|--------------|------------|-------------|
| Costs of Building the Infrastructure      | 1,471        | 1,319        | 151        | 11.5%       | 2,619        | 2,385        | 235        | 9.8%        |
| Private Pension Fund                      | 3            | 9            | (6)        | -70.2%      | 5            | 17           | (12)       | -70.2%      |
| Depreciation and Amortization             | 639          | 603          | 37         | 6.1%        | 1,255        | 1,193        | 62         | 5.2%        |
| <b>Other operating costs and expenses</b> | <b>2,113</b> | <b>1,931</b> | <b>182</b> | <b>9.4%</b> | <b>3,879</b> | <b>3,595</b> | <b>285</b> | <b>7.9%</b> |

## EBITDA

The **EBITDA** performance in the quarter was mainly explained by the better performance of the Distribution segment, due to the higher volume of energy sales and inflation adjustments in Parcel B of the distribution companies, in generation contracts and in the remuneration of transmission

assets, while the 2Q25 comparison basis was affected by negative extraordinary effects from the sale of the stake in Epasa and the RBSE adjustment in the Transmission segment (non-cash effect, IFRS only). In the YTD, the positive effects from volume and inflation were partially offset by the impact of *curtailment* and by the lower adjustment of the concession's financial asset.

EBITDA is calculated according to CVM Resolution No. 156/2022, as shown in the table below:

| R\$ Million                      | 2Q26         | 2Q25         | Δ R\$      | Δ %          | 1H26         | 1H25         | Δ R\$      | Δ %          |
|----------------------------------|--------------|--------------|------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|
| <b>Net Income</b>                | <b>1,438</b> | <b>1,186</b> | <b>252</b> | <b>21.3%</b> | <b>3,347</b> | <b>2,801</b> | <b>546</b> | <b>19.5%</b> |
| Depreciation and Amortization    | 639          | 603          | 37         | 6.1%         | 1,255        | 1,193        | 62         | 5.2%         |
| Financial Result                 | 986          | 667          | 319        | 47.9%        | 1,716        | 1,536        | 180        | 11.7%        |
| Income Tax / Social Contribution | 493          | 573          | (80)       | -13.9%       | 1,098        | 1,350        | (251)      | -18.6%       |
| <b>EBITDA</b>                    | <b>3,556</b> | <b>3,028</b> | <b>528</b> | <b>17.4%</b> | <b>7,417</b> | <b>6,880</b> | <b>537</b> | <b>7.8%</b>  |

## Financial Result

| R\$ Million             | 2Q26         | 2Q25         | Δ R\$        | Δ %          | 1H26           | 1H25           | Δ R\$        | Δ %          |
|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|----------------|--------------|--------------|
| Revenues                | 553          | 463          | 90           | 19.5%        | 1,096          | 850            | 246          | 28.9%        |
| Expenses                | (1,539)      | (1,129)      | (409)        | 36.3%        | (2,811)        | (2,386)        | (426)        | 17.8%        |
| <b>Financial Result</b> | <b>(986)</b> | <b>(667)</b> | <b>(319)</b> | <b>47.9%</b> | <b>(1,716)</b> | <b>(1,536)</b> | <b>(180)</b> | <b>11.7%</b> |

## Managerial Analysis

| R\$ Million                                           | 2Q26         | 2Q25         | Δ R\$        | Δ %          | 1H26           | 1H25           | Δ R\$        | Δ %          |
|-------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|----------------|--------------|--------------|
| Expenses with the net debt                            | (1,069)      | (842)        | (227)        | 27.0%        | (2,074)        | (1,795)        | (279)        | 15.6%        |
| Late payment interest and fines                       | 148          | 119          | 29           | 24.1%        | 267            | 242            | 25           | 10.4%        |
| Mark-to-market                                        | (91)         | 86           | (177)        | -            | (29)           | 109            | (137)        | -            |
| Adjustment to the sectorial financial asset/liability | 96           | 36           | 60           | 164.8%       | 164            | 16             | 148          | 899.3%       |
| Others financial revenues/expenses                    | (69)         | (66)         | (3)          | 4.7%         | (44)           | (108)          | 64           | -59.3%       |
| <b>Financial Result</b>                               | <b>(986)</b> | <b>(667)</b> | <b>(319)</b> | <b>47.9%</b> | <b>(1,716)</b> | <b>(1,536)</b> | <b>(180)</b> | <b>11.7%</b> |

**Net financial expenses** increased in the quarter and in the YTD due to higher **expenses with the net debt**, resulting from increases in indebtedness and in the index (IPCA), and from the negative effect of **mark-to-market** (as explained at the beginning of the chapter). These increases were partially offset by the positive effect of the **adjustment to sectorial financial assets and liabilities** and **late-payment interest and penalties**.

## Net Income

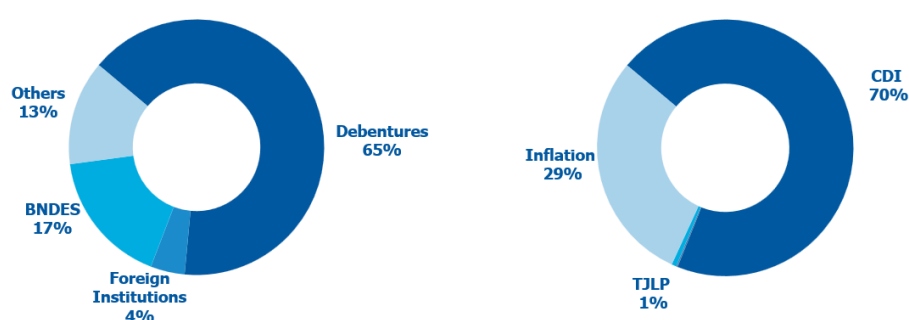
The increase in **Net Income** in the quarter and in the YTD mainly reflects the better EBITDA performance and a lower effective tax rate (25.5% in the quarter and 24.7% in the YTD, compared to 32.6% and 32.5% in the previous year, respectively), due to the deductibility of tax credit pass-throughs to consumers, partially offset by higher net financial expenses.

## 1.2) Indebtedness

### 1.2.1) Financial Debt in IFRS Criteria

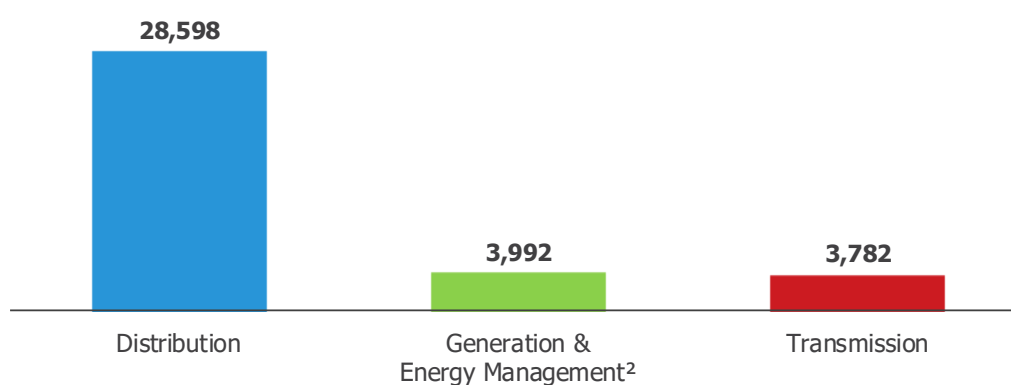
| R\$ Million                      | 2Q26          | 2Q25          | Δ R\$        | Δ %          |
|----------------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| Financial Debt (including hedge) | 36,372        | 31,263        | (5,109)      | 16.3%        |
| Available Funds                  | (3,988)       | (4,211)       | (222)        | -5.3%        |
| <b>Net Debt</b>                  | <b>32,383</b> | <b>27,052</b> | <b>5,331</b> | <b>19.7%</b> |
| Debt Cost                        | 12.6%         | 14.3%         | -            | -12.1%       |

### Breakdown by Profile and Indexation | After Hedge



To mitigate any exposure to market fluctuations, around R\$ 6.3 billion in debt is protected by **hedge** operations, in order to protect the exchange rate and the rate linked to the contract. **Swap** operations were contracted for foreign currency debts (17.06% of total IFRS debt).

### Debt by Segment<sup>1</sup> – IFRS | R\$ million

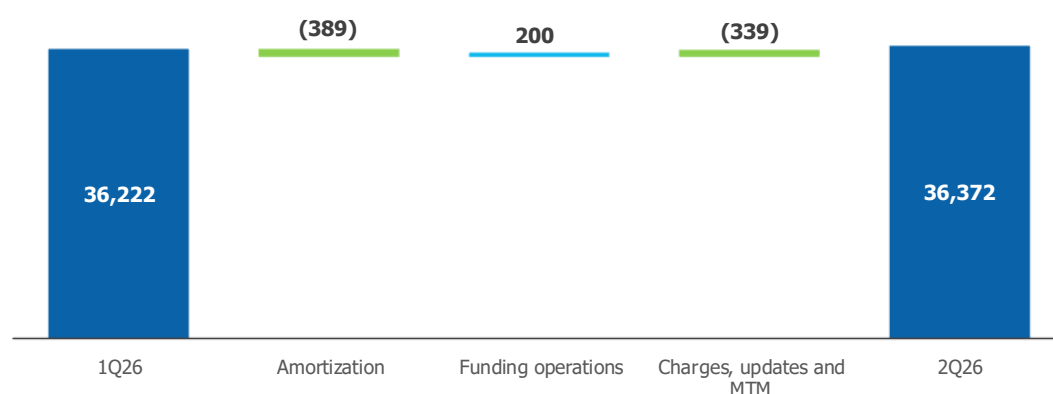


Notes:

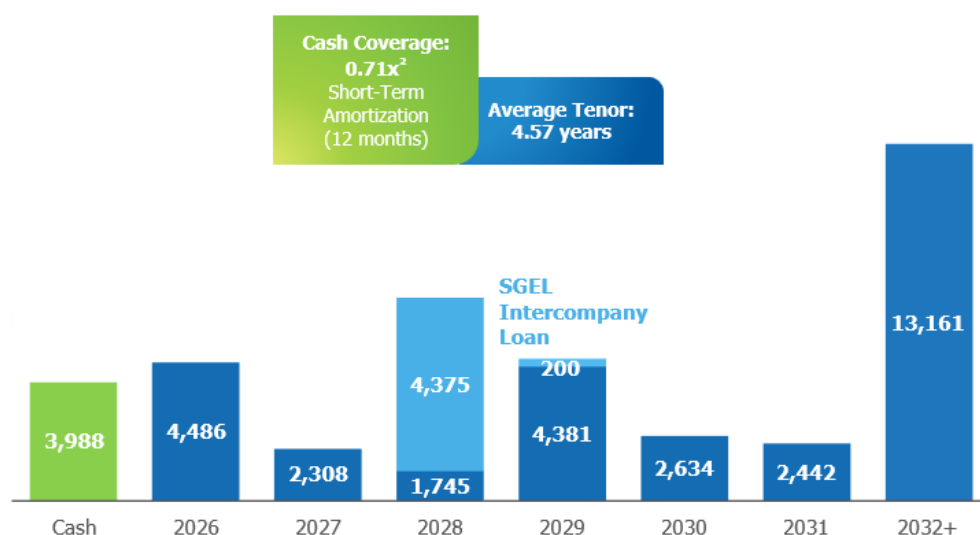
(1) Considering the debt's notional, interests, derivatives and intercompany loans with SGEL;

(2) The Generation & Energy Management segment considers CPFL Brasil, CPFL Renováveis, Ceran and Enercan.

## Evolution of the Debt Balance – IFRS | 2Q26



## Debt Amortization Schedule<sup>1</sup> – IFRS | June 2026



Notes:

- (1) Considering only the notional value, debt hedge and intercompany loans. In order to reach total financial debt, charges, the mark-to-market (MTM) effect and funding costs should be included;  
(2) Considering the amount of R\$ 1,823 million of Marketable Securities, according to covenants criteria.

### 1.2.2) Debt in Financial Covenants Criteria

| R\$ Million                                   | 2Q26          | 2Q25          | Δ R\$        | Δ %          |
|-----------------------------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| Financial Debt (including hedge) <sup>1</sup> | 36,482        | 31,492        | 4,990        | 15.8%        |
| (-) Available Funds <sup>2</sup>              | (3,963)       | (4,205)       | 243          | -5.8%        |
| <b>(=) Net Debt</b>                           | <b>32,519</b> | <b>27,287</b> | <b>5,233</b> | <b>19.2%</b> |
| EBITDA Proforma <sup>3</sup>                  | 13,790        | 13,153        | 637          | 4.8%         |
| <b>Net Debt / EBITDA</b>                      | <b>2.36</b>   | <b>2.07</b>   | <b>-</b>     | <b>13.7%</b> |

Notes:

- (1) Considers the proportional consolidation of the assets of Generation & Energy Management and Transmission, in addition to the loan with SGEL;  
(2) Includes Marketable Securities;  
(3) Proforma EBITDA in the financial covenants criteria, adjusted according to CPFL Energia's stake in each of its subsidiaries.

The reconciliation of CPFL Energia's Net Debt/Proforma EBITDA indicator is available on CPFL Energia's Historical Information Base, on the IR website; to access it, [click here](#).

## 1.3) Investments

### 1.3.1) Actual Investments by Segment

| R\$ Million                      | 2Q26         | 2Q25         | Δ R\$      | Δ %         | 1H26         | 1H25         | Δ R\$      | Δ %         |
|----------------------------------|--------------|--------------|------------|-------------|--------------|--------------|------------|-------------|
| Distribution                     | 1,220        | 1,199        | 21         | 1.7%        | 2,305        | 2,213        | 92         | 4.2%        |
| Generation & Energy Management   | 73           | 52           | 22         | 41.6%       | 111          | 96           | 15         | 15.7%       |
| Transmission <sup>1</sup>        | 211          | 166          | 45         | 27.1%       | 345          | 341          | 4          | 1.1%        |
| Services and Others <sup>2</sup> | 23           | 5            | 17         | 317.0%      | 27           | 10           | 17         | 180.7%      |
| <b>Actual Investments</b>        | <b>1,527</b> | <b>1,422</b> | <b>105</b> | <b>7.4%</b> | <b>2,788</b> | <b>2,660</b> | <b>128</b> | <b>4.8%</b> |

Notes:

(1) Transmission assets do not have fixed assets; therefore, additions to contractual assets are considered;

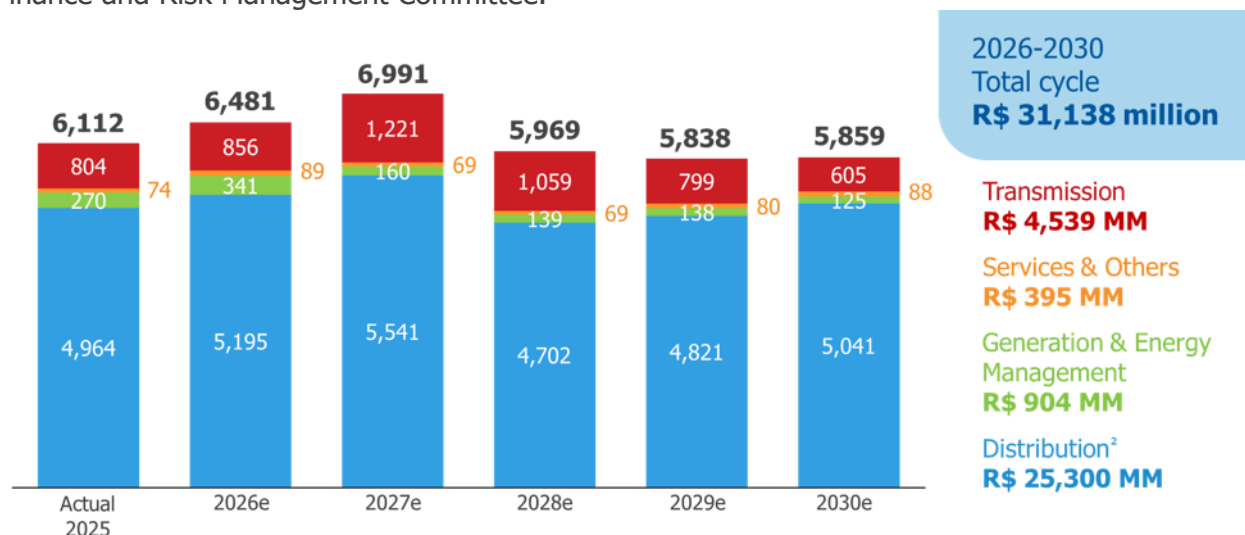
(2) Others: basically refers to assets and transactions that are not related to any of the identified segments.

The increase observed between the periods is related to:

- l In the Distribution segment, higher investments in expansion, modernization and maintenance of the grid;
- l in the Generation & Energy Management segment, the focus is on maintenance of power plants and wind farms;
- l in the Services & Others segment, investment expansion is focused on Infrastructure, Fleet and IT.

### 1.3.2) Investment Forecast

The Board of Directors of CPFL Energia approved the proposal from the Board of Executive Officers for the Company's 2026-2030<sup>1</sup> Multiannual Projections, which was previously discussed with the Finance and Risk Management Committee.



Notes:

(1) Constant currency;

(2) Disregarding investments in Special Obligations in the Distribution segment, among other items financed by consumers.



## 2) SUSTAINABILITY AND ESG INDICATORS

### 2.1) 2030 ESG Plan

The 2030 ESG Plan brings guidelines and strategies so that we can provide sustainable, accessible and reliable energy at all times, making people's lives safer, healthier and more prosperous in the regions where we operate. Our corporate goal is to drive the transition to a more sustainable model of producing and consuming energy, leveraging the positive impacts of our business model on the community and value chain.

To this end, we have identified three pillars that support the way we conduct our business and execute our strategy: Low-carbon business and energy security, Smart & sustainable operations and Shared value with society, alongside a cross-cutting Corporate Governance component, ensuring transparency and integrity.



Within the pillars, we have assumed 18 commitments guided by the United Nations' Sustainable Development Goals (SDGs).



The 2030 ESG Plan and additional information about the Company's commitments are available on the Company's [IR website](#).

## 2.2) Key ESG Indicators aligned to the Plan

Below we list some indicators in line with the 2030 ESG Plan:



### Low-carbon business & energy security

| Theme            | Indicator                                       | Unit   | 2Q26  | 2Q26  | Δ %    | 1S26  | 1S25  | Δ %    |
|------------------|-------------------------------------------------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|
| Renewable Energy | Total energy generated by renewable sources     | GWh    | 2,305 | 2,640 | -12.7% | 5,158 | 5,086 | 1.4%   |
|                  | ↳ HPPs (hydro)                                  | GWh    | 1,230 | 1,350 | -8.9%  | 2,993 | 2,666 | 12.3%  |
|                  | ↳ SHPPs and CGHs                                | GWh    | 380   | 409   | -6.9%  | 873   | 862   | 1.3%   |
|                  | ↳ Solar                                         | GWh    | 0.1   | 0.1   | 0.4%   | 0.3   | 0.4   | -30.1% |
|                  | ↳ Wind                                          | GWh    | 579   | 743   | -22.1% | 1,163 | 1,410 | -17.5% |
|                  | ↳ Biomass                                       | GWh    | 117   | 138   | -15.5% | 129   | 149   | -13.1% |
| Innovation       | Innovation Investment (Aneel R&D) in the period | R\$ MM | 16.0  | 12.5  | 28.0%  | 26.1  | 21.8  | 19.8%  |



### Smart & Sustainable Operations

| Theme                 | Indicator                                               | Unit | 2Q26   | 2Q26   | Δ %    | 1S26   | 1S25   | Δ %    |
|-----------------------|---------------------------------------------------------|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Circular Economy      | Refurbished transformers                                | unit | 1,908  | 2,277  | -16.2% | 3,559  | 4,658  | -23.6% |
| Fleet electrification | % of electric heavy vehicles                            | %    | 10.9%  | 9.0%   | 20.4%  | 10.9%  | 9.0%   | 20.4%  |
| Sustainable Purchases | Critical suppliers evaluated in sustainability criteria | %    | 91.0%  | 93.3%  | -2.5%  | 91.0%  | 93.3%  | -2.5%  |
| Smart Grid            | Installed automatic reclosers                           | unit | 22,178 | 20,651 | 7.4%   | 22,178 | 20,651 | 7.4%   |
|                       | % of telemetered load                                   | %    | 59.1%  | 58.7%  | 0.7%   | 57.8%  | 56.6%  | 2.1%   |



## Value Shared with Society

| Theme                  | Indicator                                                                                                                            | Unit                                           | 2Q26  | 2Q25  | Δ %    | 1S26  | 1S25  | Δ %    |
|------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|
| Community              | Energy efficiency investments in public hospitals (CPFL and RGE in Hospitals)                                                        | R\$ MM                                         | 15.0  | 10.4  | 44.4%  | 22.3  | 26.6  | -16.0% |
|                        | Investment in socio-environmental projects in communities (Instituto CPFL, Energy Efficiency Program for Low Income and Environment) | R\$ MM                                         | 14.0  | 8.0   | 74.2%  | 26.2  | 23.5  | 11.9%  |
|                        | People benefiting from CPFL Institute social programs in the period                                                                  | thousand                                       | 180.1 | 309.6 | -41.8% | 351.1 | 472.6 | -25.7% |
|                        | Low-income consumer units benefited by the Energy Efficiency Program (PEE Aneel) in the period                                       | thousand                                       | 10.3  | 10.2  | 0.2%   | 15.6  | 16.4  | -5.3%  |
| Diversity <sup>1</sup> | PoC in the company                                                                                                                   | %                                              | 35.8% | 35.1% | 2.1%   | 35.8% | 35.1% | 2.1%   |
|                        | Women in the company                                                                                                                 | %                                              | 21.1% | 20.9% | 1.2%   | 38.8% | 40.0% | -2.9%  |
|                        | PwD in the company                                                                                                                   | %                                              | 4.8%  | 4.4%  | 7.7%   | 4.8%  | 4.4%  | 7.7%   |
|                        | Minority Groups in leadership positions <sup>2</sup>                                                                                 | %                                              | 38.8% | 40.0% | -2.9%  | 38.8% | 40.0% | -2.9%  |
| Health and Safety      | Accident frequency rate   Own employees                                                                                              | # injured *<br>1MM / hours worked <sup>2</sup> | 1.4   | 0.6   | 146.4% | 1.5   | 0.5   | 182.2% |
|                        | Accident frequency rate   Outsourced                                                                                                 | # injured *<br>1MM / hours worked <sup>2</sup> | 3.3   | 2.3   | 46.2%  | 2.4   | 2.2   | 8.0%   |
|                        | Fatal accidents with the population                                                                                                  | unit                                           | 5.0   | 5.0   | 0.0%   | 6.0   | 13.0  | -53.8% |
| Transparency           | Women in the Board of Directors                                                                                                      | unit                                           | 2.0   | 2.0   | 0.0%   | 2.0   | 2.0   | 0.0%   |

(1) In 2024, we updated our commitments and replaced the "Women in leadership positions" indicator by "Minority Groups in leadership positions"

(2) hours worked with risk exposure

[Contents](#)
[CPFL Energia](#)
[Distribution](#)
[Generation & Energy Management](#)
[Transmission](#)
[Services & Others](#)
[Attachments](#)


### 3) PERFORMANCE OF BUSINESS SEGMENTS

#### 3.1) DISTRIBUTION SEGMENT

##### 3.1.1) Operational Performance

###### 3.1.1.1) Demand<sup>1</sup> | Concession Area

| MW                  | 2Q26          | 2Q25          | Δ MW       | Δ %         | Breakd.       | 1S26          | 1S25          | Δ MW       | Δ %         | Breakd.       |
|---------------------|---------------|---------------|------------|-------------|---------------|---------------|---------------|------------|-------------|---------------|
| Industrial          | 7,058         | 6,901         | 157        | 2.3%        | 40.3%         | 6,991         | 6,843         | 147        | 2.2%        | 40.0%         |
| Commercial          | 3,201         | 2,934         | 267        | 9.1%        | 18.3%         | 3,163         | 2,900         | 263        | 9.1%        | 18.1%         |
| Others              | 2,104         | 1,966         | 138        | 7.0%        | 12.0%         | 2,170         | 2,038         | 132        | 6.5%        | 12.4%         |
| G Use / MMDG        | 5,139         | 4,971         | 168        | 3.4%        | 29.4%         | 5,142         | 4,946         | 196        | 4.0%        | 29.4%         |
| <b>Total Demand</b> | <b>17,502</b> | <b>16,772</b> | <b>730</b> | <b>4.4%</b> | <b>100.0%</b> | <b>17,465</b> | <b>16,728</b> | <b>738</b> | <b>4.4%</b> | <b>100.0%</b> |

Note: (1) Monthly average of off-peak demand billed in the period.

###### 3.1.1.2) Billed Energy and DG Compensation | Concession Area

| GWh                           | 2Q26          | 2Q25          | Δ GWh      | Δ %          | Breakd.       | 1S26          | 1S25          | Δ GWh        | Δ %          | Breakd.       |
|-------------------------------|---------------|---------------|------------|--------------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------|
| Residential                   | 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%         |
| Commercial                    | 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%          |
| Others                        | 1,902         | 1,939         | (37)       | -1.9%        | 9.5%          | 3,806         | 3,883         | (77)         | -2.0%        | 9.5%          |
| <b>Consumed Energy</b>        | <b>19,933</b> | <b>19,164</b> | <b>770</b> | <b>4.0%</b>  | <b>100.0%</b> | <b>40,049</b> | <b>39,424</b> | <b>625</b>   | <b>1.6%</b>  | <b>100.0%</b> |
| <i><b>Captive</b></i>         |               |               |            |              |               |               |               |              |              |               |
| Residential                   | 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%          |
| Commercial                    | 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%          |
| Others                        | 1,049         | 1,180         | (131)      | -11.1%       | 11.7%         | 2,091         | 2,425         | (334)        | -13.8%       | 11.2%         |
| <b>Total Captive</b>          | <b>8,984</b>  | <b>8,983</b>  | <b>2</b>   | <b>0.0%</b>  | <b>100.0%</b> | <b>18,632</b> | <b>19,451</b> | <b>(819)</b> | <b>-4.2%</b> | <b>100.0%</b> |
| <i><b>Free Client</b></i>     |               |               |            |              |               |               |               |              |              |               |
| Residential                   | 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%         |
| Commercial                    | 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%          |
| Others                        | 826           | 739           | 87         | 11.7%        | 8.7%          | 1,662         | 1,417         | 245          | 17.3%        | 9.1%          |
| <b>Total Free Client</b>      | <b>9,455</b>  | <b>8,991</b>  | <b>464</b> | <b>5.2%</b>  | <b>100.0%</b> | <b>18,310</b> | <b>17,440</b> | <b>871</b>   | <b>5.0%</b>  | <b>100.0%</b> |
| <i><b>DG Compensation</b></i> |               |               |            |              |               |               |               |              |              |               |
| Residential                   | 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%          |
| Commercial                    | 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%          |
| Others                        | 27            | 19            | 7          | 37.0%        | 1.8%          | 54            | 41            | 13           | 31.9%        | 0.3%          |
| <b>Total DG</b>               | <b>1,494</b>  | <b>1,190</b>  | <b>304</b> | <b>25.5%</b> | <b>100.0%</b> | <b>3,106</b>  | <b>2,533</b>  | <b>573</b>   | <b>22.6%</b> | <b>16.7%</b>  |

In energy consumption, we highlight in the quarter:

- Residential Segment:** increase of 6.0%, mainly due to temperature and macroeconomic effects;
- Industrial Segment:** increase of 0.9%, due to billing calendar and macroeconomic effects;
- Commercial Segment:** increase of 10.7%, driven by the increase in data centers, macroeconomic effects and temperature;
- Rural Segment:** increase of 0.5%, due to rainfall and billing calendar;
- Other Segments:** reduction of 1.9%, mainly due to public lighting energy efficiency.

Highlights in the YTD:

- | **Residential Segment:** increase of 1.8%, mainly due to macroeconomic effects;
- | **Industrial Segment:** reduction of 0.3%, due to the billing calendar effect;
- | **Commercial Segment:** increase of 6.7%, driven by macroeconomic effects and data center consumption;
- | **Rural Segment:** increase of 1.3%, mainly due to rainfall;
- | **Other Segments:** reduction of 2.0%, due to the increase in public lighting energy efficiency.

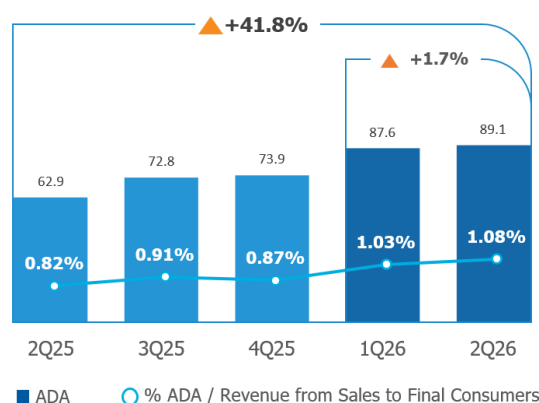
### 3.1.1.3) Delinquency

The Allowance for Doubtful Accounts (ADA) showed an increase of R\$ 26.2 million compared to 2Q25 and an increase of R\$ 1.5 million compared to 1Q26. The ADA/Gross Revenue from Energy Supply index was 1.08% in the quarter.

ADA performance in the quarter mainly reflects the higher level of indebtedness among Brazilian families and the lower number of power cuts performed, due to the prioritization of emergency services and commercial activities.

These same effects impacted the YTD result, in which ADA recorded an increase of R\$ 37.4 million. As a result, the indicator ended the semester at 1.05%.

CPFL continues to improve its delinquency management models, with a focus on optimizing and automating collection processes and power cut actions. This dynamic approach enables the Company to adapt to changes in customer behavior, consistently pursuing more effective and innovative solutions.



### 3.1.1.4) Losses

#### Losses | New Methodology (PC 09)

| 12 Months Accumulated | Mar-25 | Jun-25 | Sep-25 | Dec-25 | Mar-26 | Jun-26 | ANEEL <sup>1</sup> |
|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------------------|
| CPFL Energia          | 9.76%  | 9.77%  | 9.43%  | 9.74%  | 9.55%  | 9.65%  | <b>8.40%</b>       |
| CPFL Paulista         | 9.94%  | 9.77%  | 9.48%  | 9.76%  | 9.65%  | 9.91%  | <b>8.45%</b>       |
| CPFL Piratininga      | 8.25%  | 8.38%  | 8.06%  | 8.52%  | 8.48%  | 8.44%  | <b>6.73%</b>       |
| CPFL RGE <sup>2</sup> | 10.85% | 11.07% | 10.56% | 10.82% | 10.40% | 10.40% | <b>9.46%</b>       |
| CPFL Santa Cruz       | 8.33%  | 8.41%  | 8.27%  | 8.45%  | 8.08%  | 7.99%  | <b>8.99%</b>       |

Notes:

- (1) ANEEL limit referring to 06/30/2026;
- (2) For CPFL RGE, high-voltage clients (A1) are excluded from the calculation.

The main achievements in losses reduction were:

- (i) Maintenance of electrical borders and internal substations;
- (ii) Mapping of energy losses through microbalances, with the installation of 948 meters on transformers;

- (iii) Shielding of 8.6 thousand Group B customers with armored enclosures, and 176 Group A customers with Metering Assemblies (migration from internal cabin to external metering installed on CPFL's utility poles);
- (iv) 88.0 thousand inspections performed in consumer units, with a 24.9% success rate in identifying losses;
- (v) 11.5 thousand fraud cases identified through inspections, with subsequent regularization of the identified customers;
- (vi) Billing of 29.0 GWh of energy recovered through inspections. In addition to reconstructing the past, regularized customers are now consuming the correct energy, and this amount represented an increase of 110.7 GWh in the market;
- (vii) Replacement of more than 4.3 thousand obsolete/defective meters with new electronic equipment;
- (viii) Visits to 24.7 thousand consumer units inactivated for cutting in cases of self-reconnection;
- (ix) Regularization of 59.6 thousand consumer units, with increased consumption and without a contract;
- (x) Regularization of 642 clandestine consumer units, most of which required CPFL Energia grid construction works;
- (xi) Investment of R\$ 44.7 million in Losses CAPEX in energy and revenue recovery projects;
- (xii) Market discipline through the publication of 182 media reports related to CPFL operations to fight fraud and theft.

### 3.1.1.5) SAIDI and SAIFI

SAIDI measures the average duration, in hours, of outages per client, and SAIFI indicates the average number of outages per client. Such indicators measure the annual quality and reliability of the electricity supply.

In the quarter, SAIDI and SAIFI indicators showed a reduction in all Group distributors, with emphasis on the reduction in SAIDI at CPFL RGE and in SAIFI at CPFL Piratininga and CPFL Santa Cruz.

All distributors are within the ANEEL limits, a result that can be attributed to CPFL's continuous search for improvement in its operation, maturation of the *ADMS* operating system, and logistical increase, both through new investments and in the operation and maintenance of the grid.

| Hours SAIDI      | 2Q26 | 2Q25 | Δ %   | ANEEL <sup>1</sup> |
|------------------|------|------|-------|--------------------|
| CPFL Energia     | 5.74 | 5.96 | -3.7% | <b>n.d</b>         |
| CPFL Paulista    | 4.77 | 4.81 | -0.8% | <b>6.10</b>        |
| CPFL Piratininga | 3.95 | 4.03 | -2.0% | <b>5.69</b>        |
| CPFL RGE         | 8.59 | 9.21 | -6.7% | <b>10.22</b>       |
| CPFL Santa Cruz  | 4.65 | 4.66 | -0.2% | <b>7.05</b>        |

| Interruptions SAIFI | 2Q26 | 2Q25 | Δ %    | ANEEL <sup>1</sup> |
|---------------------|------|------|--------|--------------------|
| CPFL Energia        | 3.21 | 3.46 | -7.2%  | <b>n.d</b>         |
| CPFL Paulista       | 2.84 | 2.94 | -3.4%  | <b>4.62</b>        |
| CPFL Piratininga    | 2.66 | 3.13 | -15.0% | <b>4.64</b>        |
| CPFL RGE            | 4.23 | 4.58 | -7.6%  | <b>6.88</b>        |
| CPFL Santa Cruz     | 2.61 | 2.97 | -12.1% | <b>5.68</b>        |

Note: (1) ANEEL limit regarding 06/30/2026.

### 3.1.2) Tariff Events

| Description                        | ATAs <sup>1</sup> |                            |               | PTRs <sup>1</sup>            |
|------------------------------------|-------------------|----------------------------|---------------|------------------------------|
|                                    | CPFL Piratininga  | CPFL Paulista <sup>2</sup> | CPFL RGE      | CPFL Santa Cruz <sup>3</sup> |
| <b>Ratifying Resolution</b>        | <b>3,543</b>      | <b>3,579</b>               | <b>3,590</b>  | <b>3,580</b>                 |
| <b>Adjustment</b>                  | <b>10.00%</b>     | <b>3.14%</b>               | <b>11.17%</b> | <b>13.84%</b>                |
| Parcel A                           | 10.27%            | 5.39%                      | 3.77%         | 6.94%                        |
| Parcel B                           | -0.02%            | -1.33%                     | -0.75%        | 7.92%                        |
| Financial Components               | -0.25%            | -0.92%                     | 8.15%         | -1.01%                       |
| <b>Effect on consumer billings</b> | <b>7.63%</b>      | <b>12.13%</b>              | <b>16.06%</b> | <b>15.12%</b>                |
| Date of entry into force           | 10/23/2025        | 04/24/2026                 | 06/19/2026    | 04/22/2026                   |

Notes:

(1) ATAs correspond to Annual Tariff Adjustments, while PTRs correspond to Periodic Tariff Revisions;

(2) Tariffs postponed from 04/08 to 04/23 at the distributor's request, due to the deferral request to amortize the 2026 effect;

(3) Tariffs postponed from 03/22 to 04/21 at the request of ANEEL's Board of Directors, due to the deferral request to amortize the 2026 effect.

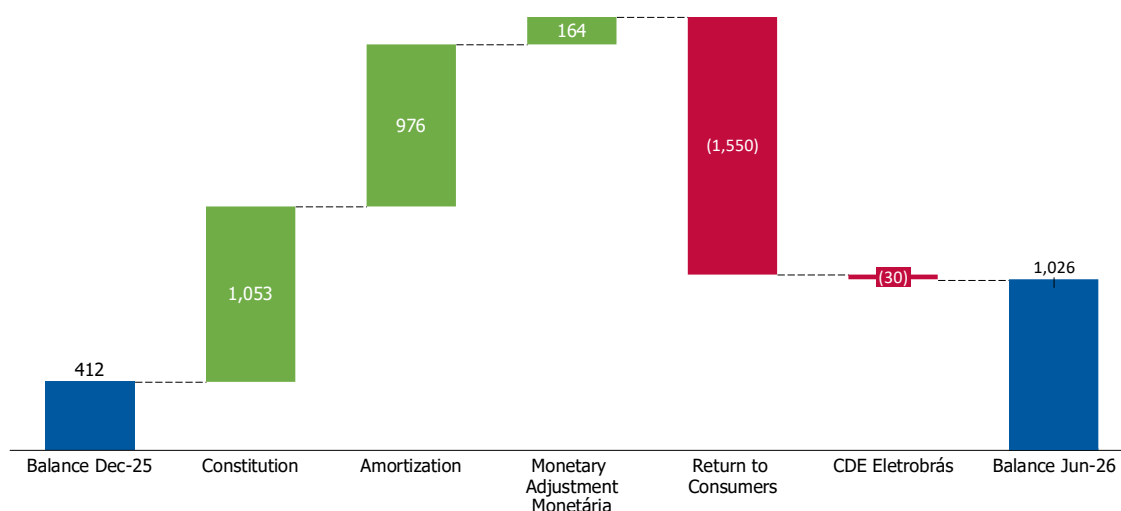
### 3.1.3) Economic-Financial Performance

| R\$ Million                                                | 2Q26         | 2Q25         | Δ R\$      | Δ %          | 1H26          | 1H25          | Δ R\$      | Δ %          |
|------------------------------------------------------------|--------------|--------------|------------|--------------|---------------|---------------|------------|--------------|
| Gross Operating Revenue                                    | 14,271       | 13,141       | 1,130      | 8.6%         | 29,039        | 26,429        | 2,609      | 9.9%         |
| Net Operating Revenue                                      | 9,229        | 8,816        | 413        | 4.7%         | 18,725        | 17,586        | 1,140      | 6.5%         |
| <b>Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)</b> | <b>7,945</b> | <b>7,647</b> | <b>298</b> | <b>3.9%</b>  | <b>16,405</b> | <b>15,484</b> | <b>921</b> | <b>5.9%</b>  |
| Cost of Electric Power                                     | (4,604)      | (4,641)      | 37         | -0.8%        | (9,588)       | (8,995)       | (593)      | 6.6%         |
| PMSO, Private Pension Fund and ADA                         | (1,040)      | (940)        | (100)      | 10.6%        | (1,984)       | (1,831)       | (152)      | 8.3%         |
| Costs of Building the Infrastructure                       | (1,284)      | (1,169)      | (114)      | 9.8%         | (2,320)       | (2,101)       | (219)      | 10.4%        |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>                                  | <b>2,301</b> | <b>2,066</b> | <b>235</b> | <b>11.4%</b> | <b>4,833</b>  | <b>4,658</b>  | <b>175</b> | <b>3.8%</b>  |
| Depreciation and Amortization                              | (380)        | (342)        | (37)       | 10.9%        | (735)         | (672)         | (63)       | 9.4%         |
| Financial Income (Expense)                                 | (740)        | (460)        | (280)      | 60.9%        | (1,275)       | (1,091)       | (184)      | 16.9%        |
| Financial Revenues                                         | 456          | 370          | 86         | 23.2%        | 914           | 708           | 206        | 29.0%        |
| Financial Expenses                                         | (1,196)      | (830)        | (366)      | 44.1%        | (2,189)       | (1,799)       | (390)      | 21.7%        |
| Income Before Taxes                                        | 1,181        | 1,263        | (82)       | -6.5%        | 2,823         | 2,896         | (72)       | -2.5%        |
| Income Tax / Social Contribution                           | (272)        | (416)        | 144        | -34.7%       | (656)         | (955)         | 299        | -31.3%       |
| <b>Net Income</b>                                          | <b>909</b>   | <b>847</b>   | <b>62</b>  | <b>7.3%</b>  | <b>2,167</b>  | <b>1,941</b>  | <b>226</b> | <b>11.7%</b> |

Note: (1) EBITDA (IFRS) is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

### Sectoral Financial Assets and Liabilities

On June 30, 2026, the balance of sectoral financial assets and liabilities was positive (asset) in R\$ 1,026 million. If compared to December 31, 2025, there was a variation of R\$ 614 million, as demonstrated in the chart below:



The movement of the balance was mainly due to net asset constitution in the amount of R\$ 1,053 million, concentrated in the following lines:

- (i) CDE (R\$ 520 million);
- (ii) Tariff adjustment postponement (R\$ 327 million);
- (iii) Overcontracting (R\$ 246 million);
- (iv) Electric energy costs (R\$ 199 million);
- (v) National Grid (R\$ 189 million);
- (vi) Sector charges (ESS and EER) (R\$ 46 million);

Partially offset by liabilities constituted in the following lines:

- (vii) Pass-through from Itaipu (R\$ 254 million);
- (viii) Neutrality of sector charges (R\$ 162 million);
- (ix) Other effects (R\$ 58 million).

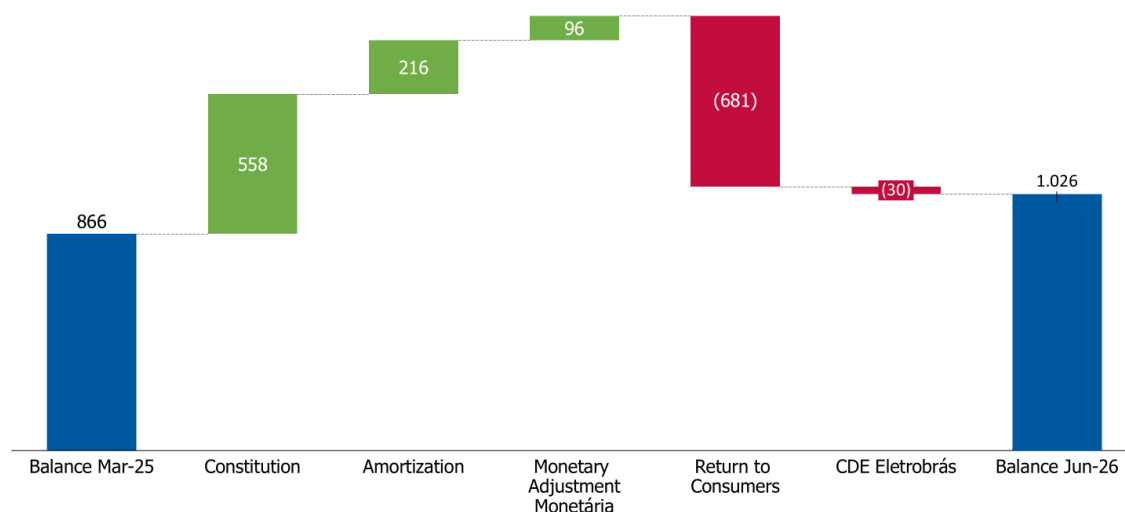
Amortization totaled R\$ 976 million in the period, comprising R\$ 1,201 million related to the refund of PIS/COFINS credits, offset by other negative effects of R\$ 225 million.

The monetary adjustment of sectoral financial assets and liabilities totaled R\$ 164 million.

During the period, refunds were also made to consumers totaling R\$ 1,550 million, of which R\$ 1,133 million related to PIS/COFINS credits and R\$ 417 million from distributed generation credits. Dispatch No. 684/2025 regulated the treatment of distributed generation credits, leading the Company to recognize a regulatory liability that, until then, was recorded in "other accounts payable". Tariff adjustments after the dispatch have already considered this regulatory liability to be passed through to consumers.

Additionally, there was a pass-through of CDE resources in the amount of R\$ 30 million.

For analysis purposes, below is the chart that demonstrates the movement in the balances of sectoral assets and liabilities, only in 2Q26:



## Operating Revenue

| R\$ Million                                           | 2Q26           | 2Q25           | Δ R\$        | Δ %          | 1H26            | 1H25           | Δ R\$          | Δ %          |
|-------------------------------------------------------|----------------|----------------|--------------|--------------|-----------------|----------------|----------------|--------------|
| Revenue with Energy Sales (Captive + TUSD)            | 10,660         | 9,429          | 1,231        | 13.1%        | 21,693          | 20,554         | 1,139          | 5.5%         |
| Short-term Electric Energy                            | 48             | 171            | (122)        | -71.6%       | 77              | 145            | (67)           | -46.5%       |
| Concession Infrastructure Construction Revenue        | 1,284          | 1,169          | 114          | 9.8%         | 2,320           | 2,101          | 219            | 10.4%        |
| Sectoral Financial Assets and Liabilities             | 774            | 1,055          | (281)        | -26.6%       | 2,030           | 958            | 1,071          | 111.8%       |
| CDE Resources - Low-income and Other Tariff Subsidies | 857            | 713            | 144          | 20.2%        | 1,708           | 1,432          | 276            | 19.2%        |
| Adjustments to the Concession's Financial Asset       | 461            | 425            | 37           | 8.6%         | 845             | 910            | (65)           | -7.2%        |
| Other Revenues and Income                             | 220            | 202            | 18           | 9.1%         | 441             | 386            | 55             | 14.2%        |
| Compensatory Fines (DIC/FIC)                          | (34)           | (22)           | (12)         | 53.8%        | (75)            | (57)           | (17)           | 30.4%        |
| <b>Gross Operating Revenue</b>                        | <b>14,271</b>  | <b>13,141</b>  | <b>1,130</b> | <b>8.6%</b>  | <b>29,039</b>   | <b>26,429</b>  | <b>2,609</b>   | <b>9.9%</b>  |
| ICMS Tax                                              | (1,870)        | (1,669)        | (201)        | 12.1%        | (3,745)         | (3,531)        | (214)          | 6.1%         |
| PIS and COFINS Taxes                                  | (969)          | (901)          | (69)         | 7.6%         | (2,012)         | (1,811)        | (201)          | 11.1%        |
| CDE Sector Charge                                     | (2,018)        | (1,561)        | (457)        | 29.3%        | (4,169)         | (3,122)        | (1,047)        | 33.5%        |
| R&D and Energy Efficiency Program                     | (75)           | (72)           | (3)          | 3.7%         | (156)           | (146)          | (10)           | 6.8%         |
| PROINFA                                               | (97)           | (95)           | (2)          | 2.4%         | (197)           | (174)          | (23)           | 13.3%        |
| Tariff Flags                                          | -              | -              | -            | -            | (9)             | -              | (9)            | -            |
| Others                                                | (13)           | (27)           | 14           | -53.1%       | (25)            | (60)           | 35             | -57.8%       |
| <b>Deductions from the Gross Operating Revenue</b>    | <b>(5,042)</b> | <b>(4,324)</b> | <b>(717)</b> | <b>16.6%</b> | <b>(10,313)</b> | <b>(8,844)</b> | <b>(1,470)</b> | <b>16.6%</b> |
| <b>Net Operating Revenue</b>                          | <b>9,229</b>   | <b>8,816</b>   | <b>413</b>   | <b>4.7%</b>  | <b>18,725</b>   | <b>17,586</b>  | <b>1,140</b>   | <b>6.5%</b>  |

## Gross Operating Revenue

The variation in the **Revenue with Energy Sales** line is due to tariff adjustments applied to consumers and the increase in the volume of energy consumed in the concession area, both in the quarter and in the YTD.

The increase in **CDE Resources**, both in the quarter and in the YTD, is due to the increase in the number of DG customers with tariff discounts and the change in the billing methodology for consumers classified as low-income, which generated an increase in the amounts that distributors are receiving through these resources.

Regarding the **Update of the Concession's Financial Asset**, due to the renewal of the distribution concessions, there was a reclassification to intangible assets in June. Therefore, in the quarter, the effect corresponds to the update from April to May 2026; in the YTD, it corresponds to the update from January to May 2026. For the quarterly analysis, the increase is due to the

variation in the IPCA (1.25% in 2Q25 and 1.56% from April to May 2026), partially offset by the gain of R\$ 111 million resulting from the appraisal reports prepared in 2Q25.

The variation in **Sectoral Financial Assets and Liabilities** in the quarter is mainly due to the higher recognition of Regulatory Assets in 2Q26 and 1H26, compared to 2Q25 and 1H25, respectively.

## Deductions from Gross Operating Revenue

In the quarter and in the YTD, deductions from gross operating revenue increased, mainly due to the rise in **CDE** amounts, driven by CDE Use, and higher PIS/COFINS collections.

## Cost of Electric Energy

| R\$ Million                                           | 2Q26         | 2Q25         | Δ R\$        | Δ %          | 1H26         | 1H25         | Δ R\$      | Δ %          |
|-------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|
| Itaipu                                                | 495          | 570          | (75)         | -13.1%       | 969          | 1,101        | (132)      | -12.0%       |
| PROINFRA                                              | 85           | 118          | (33)         | -28.2%       | 167          | 253          | (87)       | -34.2%       |
| Auction, Bilateral Contracts and Spot Market          | 2,915        | 2,992        | (76)         | -2.5%        | 6,219        | 5,753        | 466        | 8.1%         |
| PIS and COFINS Tax Credit                             | (321)        | (327)        | 6            | -1.9%        | (666)        | (626)        | (39)       | 6.3%         |
| <b>Cost of Electric Power Purchased for Resale</b>    | <b>3,175</b> | <b>3,353</b> | <b>(178)</b> | <b>-5.3%</b> | <b>6,690</b> | <b>6,482</b> | <b>208</b> | <b>3.2%</b>  |
| National Grid Charges                                 | 1,164        | 1,012        | 152          | 15.0%        | 2,340        | 2,061        | 279        | 13.5%        |
| Itaipu Transmission Charges                           | 92           | 78           | 14           | 18.5%        | 179          | 149          | 30         | 20.0%        |
| Connection Charges                                    | 77           | 73           | 4            | 4.9%         | 155          | 143          | 12         | 8.1%         |
| Charges for the Use of the Distribution System        | 3            | 3            | (0)          | -3.0%        | 6            | 6            | 0          | 1.8%         |
| ESS / EER                                             | 240          | 254          | (14)         | -5.5%        | 514          | 410          | 104        | 25.4%        |
| PIS and COFINS Tax Credit                             | (146)        | (131)        | (14)         | 10.9%        | (295)        | (256)        | (39)       | 15.3%        |
| <b>Charges for the Use of the Distribution System</b> | <b>1,430</b> | <b>1,289</b> | <b>141</b>   | <b>10.9%</b> | <b>2,899</b> | <b>2,513</b> | <b>385</b> | <b>15.3%</b> |
| <b>Cost of Electric Energy</b>                        | <b>4,604</b> | <b>4,641</b> | <b>(37)</b>  | <b>-0.8%</b> | <b>9,588</b> | <b>8,995</b> | <b>593</b> | <b>6.6%</b>  |

The reduction in costs with **Energy Purchased for Resale** in the quarter is mainly due to the reduction in the amount of energy purchased through **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market**. In **Itaipu**, the reduction resulted from lower price and volume; and in **Proinfra**, it resulted from the lower volume of energy purchased.

In the YTD, the increase in costs with **Energy Purchased for Resale** is mainly due to the volume of energy purchased through **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market**.

Regarding **Charges for the Use of the Transmission and Distribution System**, the increase observed in the quarter and in the YTD is due to the adjustment of the tariffs for the use of the transmission system effective as of July-25, according to ANEEL Resolution No. 3,482/2025.

Additionally, the reduction in costs observed in **sector charges (ESS/EER)** in the quarter resulted from the decrease in **EER - Reserve Energy Charges**, due to the greater activation of power plants in 2Q26 and the settlement of generated energy at PLD, reducing the need for additional resources through the charge, partially offset by the increase in costs resulting from the early supply from the power plants that won the 1st Reserve Capacity Auction. As for **ESS – System Service Charges**, there was lower retroactive relief in 2Q26 compared to the relief recorded in 2Q25, generated by the price difference between the submarkets of the National Interconnected System (SIN).

In the YTD, the increase observed in **sector charges (ESS/EER)**, resulted from **ESS – System Service Charges** was due to lower retroactive relief in 1H26 compared to the relief recorded in 1H25, generated by the price difference between the submarkets of the National Interconnected System (SIN).

## PMSO

| R\$ Million                    | 2Q26         | 2Q25       | Δ R\$      | Δ %          | 1H26         | 1H25         | Δ R\$      | Δ %         |
|--------------------------------|--------------|------------|------------|--------------|--------------|--------------|------------|-------------|
| Personnel                      | 375          | 349        | 26         | 7.4%         | 730          | 668          | 62         | 9.3%        |
| Material                       | 74           | 69         | 5          | 7.4%         | 148          | 139          | 9          | 6.7%        |
| Outsourced Services            | 351          | 313        | 38         | 12.1%        | 663          | 618          | 44         | 7.2%        |
| Other Operating Costs/Expenses | 247          | 210        | 37         | 17.7%        | 458          | 409          | 49         | 12.0%       |
| ADA                            | 89           | 63         | 26         | 41.8%        | 177          | 139          | 37         | 26.8%       |
| Legal and judicial expenses    | 67           | 58         | 10         | 16.8%        | 111          | 96           | 15         | 15.5%       |
| Assets Write-Off               | 28           | 27         | 1          | 4.9%         | 54           | 49           | 5          | 10.9%       |
| Others                         | 63           | 63         | (0)        | -0.1%        | 116          | 125          | (8)        | -6.8%       |
| <b>PMSO</b>                    | <b>1,048</b> | <b>942</b> | <b>106</b> | <b>11.3%</b> | <b>1,999</b> | <b>1,835</b> | <b>165</b> | <b>9.0%</b> |

PMSO increased by 11.3% (R\$ 106 million) in the quarter and by 9.0% (R\$ 165 million) in the YTD, due to the following factors:

- MSO linked to inflation (increase of R\$ 33 million in the quarter and R\$ 51 million YTD):** hardware and software (R\$ 14 million in 2Q26 and R\$ 16 million in 1H26), due to new licenses, customer service projects, automation and digitalization; auditing and consulting (R\$ 5 million in 2Q26 and R\$ 5 million in 1H26); call center (R\$ 3 million in 2Q26 and R\$ 3 million in 1H26); meter reading and usage (R\$ 2 million in 2Q26 and R\$ 5 million in 1H26); among others;
- Personnel (increase of R\$ 26 million in the quarter and R\$ 62 million YTD):** mainly explained by headcount growth of 1.8% in the quarter and 2.0% in the YTD, the collective bargaining agreement approved in 2025, and greater use of medical and dental assistance;
- MSO not linked to inflation (increase of R\$ 47 million in the quarter and R\$ 51 million YTD):** explained by the allowance for doubtful accounts (ADA), as explained in item 3.1.1.3; legal and judicial expenses (R\$ 10 million in 2Q26 and R\$ 15 million in 1H26); asset write-offs (R\$ 6 million in 2Q26 and R\$ 1 million in 1H26); and collection actions (R\$ 1 million in 2Q26 and R\$ 5 million in 1H26); partially offset by the reduction in OPEX expenses related to CAPEX (R\$ 2 million in 2Q26 and R\$ 7 million in 1H26).

## Other operating costs and expenses

| R\$ Million                          | 2Q26           | 2Q25           | Δ R\$        | Δ %         | 1H26           | 1H25           | Δ R\$        | Δ %         |
|--------------------------------------|----------------|----------------|--------------|-------------|----------------|----------------|--------------|-------------|
| Costs of Building the Infrastructure | (1,284)        | (1,169)        | (114)        | 9.8%        | (2,320)        | (2,101)        | (219)        | 10.4%       |
| Private Pension Fund                 | 8              | 2              | 6            | 400.4%      | 15             | 3              | 12           | 400.4%      |
| Depreciation and Amortization        | (380)          | (342)          | (37)         | 10.9%       | (735)          | (672)          | (63)         | 9.4%        |
| <b>Total</b>                         | <b>(1,656)</b> | <b>(1,510)</b> | <b>(146)</b> | <b>9.6%</b> | <b>(3,040)</b> | <b>(2,770)</b> | <b>(270)</b> | <b>9.7%</b> |

## EBITDA

EBITDA in the quarter and in the YTD is explained by the increase in energy consumption in the concession area and the positive effect of inflation adjustments in Parcel B.

EBITDA is calculated according to CVM Resolution No. 156/2022, as shown in the table below:

| R\$ Million                      | 2Q26         | 2Q25         | Δ R\$      | Δ %          | 1H26         | 1H25         | Δ R\$      | Δ %          |
|----------------------------------|--------------|--------------|------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|
| <b>Net Income</b>                | <b>909</b>   | <b>847</b>   | <b>62</b>  | <b>7.3%</b>  | <b>2,167</b> | <b>1,941</b> | <b>226</b> | <b>11.7%</b> |
| Depreciation and Amortization    | 380          | 342          | 37         | 10.9%        | 735          | 672          | 63         | 9.4%         |
| Financial Result                 | 740          | 460          | 280        | 60.9%        | 1,275        | 1,091        | 184        | 16.9%        |
| Income Tax / Social Contribution | 272          | 416          | (144)      | -34.7%       | 656          | 955          | (299)      | -31.3%       |
| <b>EBITDA</b>                    | <b>2,301</b> | <b>2,066</b> | <b>235</b> | <b>11.4%</b> | <b>4,833</b> | <b>4,658</b> | <b>175</b> | <b>3.8%</b>  |

## EBITDA by Distribution Company

| R\$ Million      | 2Q26         | 2Q25         | Δ R\$      | Δ %          | 1H26         | 1H25         | 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%        |
| 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%       |
| <b>EBITDA</b>    | <b>2,301</b> | <b>2,066</b> | <b>235</b> | <b>11.4%</b> | <b>4,833</b> | <b>4,658</b> | <b>175</b> | <b>3.8%</b> |

### CPFL Paulista:

EBITDA was impacted by the update of the concession's financial asset. Excluding this effect, EBITDA would have increased by 4.2% in the quarter and 5.3% in the YTD, driven by higher energy consumption in the concession area. In the YTD, it was also impacted by the 7.54% Parcel B adjustment, effective until April 2026.

### CPFL Piratininga:

EBITDA was impacted by the update of the concession's financial asset. Excluding this effect, EBITDA would have increased by 11.7% in the quarter and 6.5% in the YTD, driven by higher energy consumption in the concession area.

### CPFL RGE:

Excluding the effect of the update of the concession's financial asset, EBITDA would have increased by 19.8% in the quarter and 6.5% in the YTD, driven by higher energy consumption in the concession area. In the YTD, there was also the positive impact of the 4.90% Parcel B adjustment, effective until June 2026.

### CPFL Santa Cruz:

Excluding the effect of the update of the concession's financial asset, EBITDA would have increased by 35.7% in the quarter and 14.2% in the YTD, driven by the Periodic Tariff Review (PTR), effective since April 2026, which adjusted Parcel B by 26.0%. In the quarter, there was also a positive impact from higher energy consumption in the concession area.

## Financial Result

| R\$ Million             | 2Q26         | 2Q25         | Δ R\$        | Δ %          | 1H26           | 1H25           | Δ R\$        | Δ %          |
|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|----------------|--------------|--------------|
| Revenues                | 456          | 370          | 86           | 23.2%        | 914            | 708            | 206          | 29.0%        |
| Expenses                | (1,196)      | (830)        | (366)        | 44.1%        | (2,189)        | (1,799)        | (390)        | 21.7%        |
| <b>Financial Result</b> | <b>(740)</b> | <b>(460)</b> | <b>(280)</b> | <b>60.9%</b> | <b>(1,275)</b> | <b>(1,091)</b> | <b>(184)</b> | <b>16.9%</b> |

## Managerial Analysis

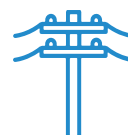
| R\$ Million                                           | 2Q26         | 2Q25         | Δ R\$        | Δ %          | 1H26           | 1H25           | Δ R\$        | Δ %          |
|-------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|----------------|--------------|--------------|
| Expenses with the net debt                            | (886)        | (665)        | (222)        | 33.4%        | (1,704)        | (1,412)        | (292)        | 20.7%        |
| Late payment interest and fines                       | 147          | 118          | 29           | 24.5%        | 265            | 241            | 23           | 9.7%         |
| Mark-to-market                                        | (69)         | 74           | (143)        | -            | (24)           | 101            | (125)        | -            |
| Adjustment to the sectorial financial asset/liability | 96           | 36           | 60           | 164.8%       | 164            | 16             | 148          | 899.3%       |
| Others financial revenues/expenses                    | (28)         | (24)         | (4)          | 18.0%        | 24             | (37)           | 61           | -            |
| <b>Financial Result</b>                               | <b>(740)</b> | <b>(460)</b> | <b>(280)</b> | <b>60.9%</b> | <b>(1,275)</b> | <b>(1,091)</b> | <b>(184)</b> | <b>16.9%</b> |

The increase in **Expenses with net debt** stands out, mainly due to the rise in the IPCA index. The variation in revenue related to the **Mark-to-market** of debt is explained by the change in the behavior of the risk spread curve practiced by the market, in addition to the gain effect related to fundraisings in 2Q25.

These effects were partially offset by the **Adjustment to sectorial financial assets and liabilities**, due to the balance subject to adjustment, and by the increase in **late-payment interest and penalties**, resulting from higher delinquency.

## Net Income

The growth in **Net Income** in the quarter and in the YTD was due to the higher EBITDA result and the lower effective tax rate (23.0% in 2Q26 compared to 32.9% in 2Q25; 23.2% in 1H26 compared to 33.0% in 1H25), due to the deductibility of tax credit pass-throughs to consumers. These factors were partially offset by the worsening financial result.



## 3.2) GENERATION & ENERGY MANAGEMENT SEGMENT

### 3.2.1) Operational Performance

#### Generated Energy

| GWh          | 2Q26         | 2Q25         | Δ GWh        | Δ %           | 1H26         | 1H25         | Δ GWh     | Δ %         |
|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|-----------|-------------|
| Wind         | 579          | 743          | (164)        | -22.1%        | 1,163        | 1,410        | (246)     | -17.5%      |
| SHPP         | 380          | 409          | (28)         | -6.9%         | 873          | 862          | 11        | 1.2%        |
| HPP          | 1,230        | 1,350        | (121)        | -8.9%         | 2,993        | 2,666        | 328       | 12.3%       |
| Biomass      | 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%      |
| <b>Total</b> | <b>2,305</b> | <b>2,641</b> | <b>(336)</b> | <b>-12.7%</b> | <b>5,158</b> | <b>5,087</b> | <b>71</b> | <b>1.4%</b> |

In the quarter, there was a **reduction in the volume of energy generated**, mainly due to the worse performance of wind farms, affected by weaker winds, in addition to the decrease in generation from HPPs and SHPPs, due to lower resource availability.

In the YTD, the slight increase in generated energy resulted from the better performance of HPPs and SHPPs at the beginning of the year, partially offset by the impact of *curtailment* on wind farms, representing 23% of total potential generation.

#### Availability

| Monthly Average | 2Q26   | 2Q25   | Δ p.p. | Δ %   | 1H26   | 1H25   | Δ p.p. | Δ %   |
|-----------------|--------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|-------|
| Wind            | 92.7%  | 93.7%  | -1.0   | -1.1% | 93.2%  | 92.3%  | 0.9    | 1.0%  |
| SHPP            | 96.3%  | 96.5%  | -0.2   | -0.2% | 95.6%  | 95.8%  | -0.1   | -0.1% |
| HPP             | 97.4%  | 96.7%  | 0.7    | 0.7%  | 98.0%  | 97.9%  | 0.1    | 0.1%  |
| Biomass         | 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) Economic-Financial Performance

| R\$ Million                   | 2Q26         | 2Q25         | Δ R\$        | Δ %          | 1H26         | 1H25         | Δ R\$       | Δ %          |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|
| Gross Operating Revenue       | 1,720        | 1,875        | (155)        | -8.2%        | 3,630        | 3,677        | (47)        | -1.3%        |
| <b>Net Operating Revenue</b>  | <b>1,525</b> | <b>1,666</b> | <b>(141)</b> | <b>-8.5%</b> | <b>3,231</b> | <b>3,264</b> | <b>(32)</b> | <b>-1.0%</b> |
| Cost of Electric Power        | (676)        | (737)        | 61           | -8.3%        | (1,396)      | (1,398)      | 1           | -0.1%        |
| PMSO and Private Pension Fund | (142)        | (264)        | 122          | -46.3%       | (283)        | (424)        | 141         | -33.3%       |
| Equity Income                 | 60           | 72           | (12)         | -16.2%       | 136          | 131          | 5           | 4.1%         |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>     | <b>767</b>   | <b>737</b>   | <b>30</b>    | <b>4.1%</b>  | <b>1,688</b> | <b>1,573</b> | <b>115</b>  | <b>7.3%</b>  |
| Depreciation and Amortization | (220)        | (222)        | 1            | -0.6%        | (441)        | (442)        | 1           | -0.2%        |
| Financial Result              | (103)        | (92)         | (11)         | 11.5%        | (201)        | (216)        | 15          | -7.0%        |
| Financial Revenues            | 77           | 78           | (1)          | -1.1%        | 145          | 118          | 27          | 22.8%        |
| Financial Expenses            | (180)        | (170)        | (10)         | 5.8%         | (346)        | (334)        | (12)        | 3.5%         |
| Income Before Taxes           | 444          | 423          | 21           | 5.0%         | 1,046        | 915          | 131         | 14.3%        |
| <b>Net Income</b>             | <b>318</b>   | <b>299</b>   | <b>20</b>    | <b>6.5%</b>  | <b>766</b>   | <b>669</b>   | <b>97</b>   | <b>14.4%</b> |

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

#### Net Operating Revenue

In the quarter and in the YTD, the **worse performance of wind farms**, due to the lower wind volume, was the main revenue driver. The *curtailment* imposed by the ONS impacted generation volume in all periods compared (25% in 2Q26 and 2Q25, 23% in 1H26 and 22% in 1H25). As a result, there was an accumulated revenue loss of R\$ 116 million in 1H26 (versus R\$ 131 million in 1H25).

## Cost of Electric Power

| R\$ Million                                        | 2Q26       | 2Q25       | Δ R\$       | Δ %          | 1H26         | 1H25         | Δ R\$      | Δ %          |
|----------------------------------------------------|------------|------------|-------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|
| Energy Purchased in the Spot Market                | 63         | 63         | (0)         | -0.6%        | 125          | 98           | 27         | 27.6%        |
| Bilateral Contracts, ACR and ACL                   | 603        | 677        | (74)        | -11.0%       | 1,255        | 1,307        | (51)       | -3.9%        |
| PIS and COFINS Tax Credit                          | (58)       | (68)       | 10          | -15.3%       | (119)        | (135)        | 16         | -11.8%       |
| <b>Cost of Electric Power Purchased for Resale</b> | <b>608</b> | <b>672</b> | <b>(64)</b> | <b>-9.6%</b> | <b>1,261</b> | <b>1,269</b> | <b>(8)</b> | <b>-0.7%</b> |
| National Grid Charges                              | 54         | 55         | (1)         | -1.0%        | 108          | 107          | 0          | 0.3%         |
| Connection Charges                                 | 4          | 3          | 0           | 12.3%        | 7            | 6            | 1          | 17.0%        |
| Charges for the Use of the Distribution System     | 10         | 9          | 1           | 8.7%         | 20           | 18           | 2          | 11.3%        |
| ESS/EER                                            | 5          | 2          | 3           | 167.9%       | 9            | 4            | 4          | 93.4%        |
| PIS and COFINS Tax Credit                          | (4)        | (4)        | (0)         | 7.8%         | (8)          | (7)          | (1)        | 7.1%         |
| <b>Charges</b>                                     | <b>68</b>  | <b>65</b>  | <b>3</b>    | <b>5.0%</b>  | <b>136</b>   | <b>129</b>   | <b>7</b>   | <b>5.5%</b>  |
| <b>Cost of Electric Energy</b>                     | <b>676</b> | <b>737</b> | <b>(61)</b> | <b>-8.3%</b> | <b>1,396</b> | <b>1,398</b> | <b>(1)</b> | <b>-0.1%</b> |

The lower volume of energy purchased through **Bilateral Contracts, ACR and ACL** was the main factor for the cost reduction in the quarter and in the YTD.

## PMSO

| R\$ Million                                                   | 2Q26       | 2Q25       | Δ R\$        | Δ %           | 1H26       | 1H25       | Δ R\$        | Δ %           |
|---------------------------------------------------------------|------------|------------|--------------|---------------|------------|------------|--------------|---------------|
| Personnel                                                     | 55         | 52         | 3            | 5.6%          | 111        | 104        | 8            | 7.5%          |
| Material                                                      | 11         | 10         | 1            | 7.1%          | 23         | 23         | 0            | 0.3%          |
| Outsourced Services                                           | 83         | 78         | 5            | 6.0%          | 156        | 139        | 17           | 12.0%         |
| Other Operating Costs/Expenses                                | (7)        | 123        | (130)        | -             | (8)        | 157        | (165)        | -             |
| ADA                                                           | 0          | 2          | (1)          | -75.2%        | 1          | 22         | (21)         | -94.4%        |
| Asset Write-off                                               | 1          | 2          | (1)          | -61.0%        | (0)        | 2          | (2)          | -             |
| Legal and Judicial Expenses                                   | (0)        | 0          | (1)          | -             | (34)       | 1          | (35)         | -             |
| Others                                                        | 26         | 27         | (1)          | -2.1%         | 59         | 40         | 20           | 49.1%         |
| Ceran Insurance Reimbursement – 2024 Flood Rio Grande do Sul* | (34)       | -          | (34)         | -             | (34)       | -          | (34)         | -             |
| Epasa Sales's Impact*                                         | -          | 92         | (92)         | -             | -          | 92         | (92)         | -             |
| <b>PMSO</b>                                                   | <b>141</b> | <b>264</b> | <b>(122)</b> | <b>-46.3%</b> | <b>282</b> | <b>423</b> | <b>(141)</b> | <b>-33.3%</b> |

\* Extraordinary.

PMSO in the quarter and in the YTD was impacted by Ceran's insurance reimbursement and by the full effect of the sale of the stake in Epasa in 2Q25 (for further details, see the explanation in Chapter 1), resulting in a positive impact of R\$ 127 million.

Excluding these extraordinary items, PMSO would have increased by 2.6% (R\$ 4 million) in the quarter and decreased by 4.3% in the YTD (R\$ 14 million). This performance mainly reflects:

- Personnel (increases of R\$ 3 million in the quarter and R\$ 8 million in the YTD):** explained by salary adjustments set forth in collective bargaining agreements approved in 2025, as well as headcount growth of 1.2%<sup>1</sup> in the quarter and 1.4%<sup>2</sup> in the YTD;
- MSO not linked to inflation (reductions of R\$ 3 million in the quarter and R\$ 58 million in the YTD):** in the quarter, mainly explained by lower ADA, and in the YTD by reversals of legal and judicial expenses, in addition to the effect of the recognition, in 1Q25, of the ADA of trading companies (counterparties in the market) that filed for judicial reorganization;
- MSO linked to inflation (increases of R\$ 5 million in the quarter and R\$ 36 million in the YTD):** higher expenses with machinery and equipment maintenance, and hardware/software maintenance.

<sup>1</sup> Average from April to June.

<sup>2</sup> Average from January to June.

## Other operating costs and expenses

| R\$ Million                               | 2Q26       | 2Q25       | Δ R\$      | Δ %          | 1H26       | 1H25       | Δ R\$      | Δ %          |
|-------------------------------------------|------------|------------|------------|--------------|------------|------------|------------|--------------|
| Private Pension Fund                      | 0          | 0          | (0)        | -0.4%        | 1          | 1          | (0)        | -0.4%        |
| Depreciation and amortization             | 173        | 173        | (1)        | -0.5%        | 346        | 346        | (1)        | -0.1%        |
| Amortization of Concession Intangible     | 48         | 48         | (0)        | -0.7%        | 96         | 96         | 0          | 0.0%         |
| <b>Other operating costs and expenses</b> | <b>221</b> | <b>222</b> | <b>(1)</b> | <b>-0.5%</b> | <b>442</b> | <b>442</b> | <b>(0)</b> | <b>-0.1%</b> |

## Equity Income

| R\$ Million                      | 2Q26      | 2Q25      | Δ R\$       | Δ %           | 1H26       | 1H25       | 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%        |
| <b>Equity Income<sup>1</sup></b> | <b>60</b> | <b>71</b> | <b>(11)</b> | <b>-15.5%</b> | <b>136</b> | <b>130</b> | <b>6</b> | <b>4.7%</b> |

Note: (1) Disclosure of interest in subsidiaries is made in accordance with IFRS 12 and CPC 45.

## Baesa

| R\$ Million                | 2Q26       | 2Q25       | Δ R\$    | Δ %           | 1H26     | 1H25     | Δ R\$    | Δ %           |
|----------------------------|------------|------------|----------|---------------|----------|----------|----------|---------------|
| Net Revenue                | 20         | 18         | 2        | 8.6%          | 39       | 36       | 4        | 10.5%         |
| Operating Costs / Expenses | (12)       | (13)       | 1        | -5.3%         | (18)     | (19)     | 1        | -7.7%         |
| Deprec. / Amortization     | (4)        | (4)        | (0)      | 9.2%          | (8)      | (7)      | (1)      | 8.8%          |
| Net Financial Result       | (5)        | (3)        | (2)      | 56.8%         | (7)      | (8)      | 1        | -7.6%         |
| Income Tax                 | 0          | 0          | (0)      | -9.4%         | (2)      | (1)      | (2)      | 302.8%        |
| <b>Net Income</b>          | <b>(1)</b> | <b>(1)</b> | <b>0</b> | <b>-11.5%</b> | <b>4</b> | <b>1</b> | <b>4</b> | <b>440.8%</b> |

There was an increase in **Net Revenue** in the quarter and in the YTD, while **Operating Costs and Expenses** showed a slight reduction in both periods. In the quarter, the increase in **Net Financial Expenses** was due to higher expenses with UBP, while remaining in line in the YTD.

## Foz do Chapecó

| R\$ Million                | 2Q26      | 2Q25      | Δ R\$       | Δ %           | 1H26       | 1H25       | Δ R\$    | Δ %         |
|----------------------------|-----------|-----------|-------------|---------------|------------|------------|----------|-------------|
| Net Revenue                | 171       | 172       | (0)         | -0.3%         | 348        | 337        | 11       | 3.3%        |
| Operating Costs / Expenses | (38)      | (36)      | (2)         | 5.3%          | (80)       | (78)       | (2)      | 2.9%        |
| Deprec. / Amortization     | (13)      | (13)      | (0)         | 1.6%          | (27)       | (26)       | (1)      | 2.2%        |
| Net Financial Result       | (25)      | (13)      | (12)        | 89.8%         | (39)       | (37)       | (1)      | 2.8%        |
| Income Tax                 | (32)      | (36)      | 5           | -12.5%        | (68)       | (65)       | (3)      | 4.1%        |
| <b>Net Income</b>          | <b>61</b> | <b>72</b> | <b>(11)</b> | <b>-15.5%</b> | <b>132</b> | <b>129</b> | <b>3</b> | <b>2.7%</b> |

**Net Revenue** remained in line in the quarter and increased in the YTD, due to the higher amount and price of energy supplied. In both periods, **Operating Costs and Expenses** showed a slight increase, due to the higher price of energy purchased. In the quarter, the increase in **Net Financial Expenses** was mainly due to higher expenses with UBP, indexed to IGP-M and IPCA, and the lower balance of financial investments, while remaining in line in the YTD.

## Financial Result

| R\$ Million             | 2Q26         | 2Q25        | Δ R\$       | Δ %          | 1H26         | 1H25         | Δ R\$     | Δ %          |
|-------------------------|--------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|-----------|--------------|
| Financial Revenues      | 77           | 78          | (1)         | -1.1%        | 145          | 118          | 27        | 22.8%        |
| Financial Expenses      | (180)        | (170)       | (10)        | 5.8%         | (346)        | (334)        | (12)      | 3.5%         |
| <b>Financial Result</b> | <b>(103)</b> | <b>(92)</b> | <b>(11)</b> | <b>11.5%</b> | <b>(201)</b> | <b>(216)</b> | <b>15</b> | <b>-7.0%</b> |

## Managerial Analysis

| R\$ Million                       | 2Q26         | 2Q25        | Δ R\$       | Δ %          | 1H26         | 1H25         | Δ R\$     | Δ %          |
|-----------------------------------|--------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|-----------|--------------|
| Expenses with the net debt        | (72)         | (82)        | 10          | -12.0%       | (150)        | (179)        | 30        | -16.5%       |
| Mark-to-market                    | (8)          | 1           | (8)         | -            | (10)         | (1)          | (9)       | 1017.3%      |
| Other financial revenues/expenses | (23)         | (12)        | (11)        | 98.7%        | (41)         | (36)         | (5)       | 14.4%        |
| <b>Financial Result</b>           | <b>(103)</b> | <b>(92)</b> | <b>(11)</b> | <b>11.5%</b> | <b>(201)</b> | <b>(216)</b> | <b>15</b> | <b>-7.0%</b> |

Net financial expenses increased in the quarter due to the negative effects of **Other financial revenues/expenses** and **Mark-to-market (MTM)**, partially offset by the reduction in expenses with the net debt.

In the YTD, the reduction was mainly due to the improvement in **Expenses with the net debt**, reflecting the replacement of debt with lower-cost alternatives, and the increase in income from financial investments. These effects were partially offset by the negative impacts of mark-to-market (MTM) and other financial revenues/expenses.

## EBITDA and Net Income

| R\$ Million                      | 2Q26       | 2Q25       | Δ R\$     | Δ %         | 1H26         | 1H25         | Δ R\$      | Δ %          |
|----------------------------------|------------|------------|-----------|-------------|--------------|--------------|------------|--------------|
| <b>Net Income</b>                | <b>318</b> | <b>299</b> | <b>20</b> | <b>6.5%</b> | <b>766</b>   | <b>669</b>   | <b>97</b>  | <b>14.4%</b> |
| Depreciation and Amortization    | 220        | 222        | (1)       | -0.6%       | 441          | 442          | (1)        | -0.2%        |
| Financial Result                 | 103        | 92         | 11        | 11.5%       | 201          | 216          | (15)       | -7.0%        |
| Income Tax / Social Contribution | 125        | 124        | 1         | 1.2%        | 280          | 246          | 35         | 14.1%        |
| <b>EBITDA</b>                    | <b>767</b> | <b>737</b> | <b>30</b> | <b>4.1%</b> | <b>1,688</b> | <b>1,573</b> | <b>115</b> | <b>7.3%</b>  |

In the quarter and in the YTD, the increase in **EBITDA** mainly reflected the extraordinary effects from the sale of the stake in Epasa in 2Q25 and Ceran's insurance reimbursement, in addition to contractual adjustments in energy sales. This result was partially offset by lower wind resource availability.

The better EBITDA performance contributed to the growth in **Net Income** in both periods. In the YTD, there was also a positive impact from the improvement in the Financial Result.



## 3.3) TRANSMISSION SEGMENT

### 3.3.1) Portfolio

| Concession Contracts         | Contract Start Date | Contract End Date | CPFL -T Share | Index | RAP 2026-2027 <sup>1</sup> (R\$ million) | RAP Expected 2026-20267 (R\$ million) | Km    | Projects Category | Tariff Revision                                          | Next Tariff Revision      |
|------------------------------|---------------------|-------------------|---------------|-------|------------------------------------------|---------------------------------------|-------|-------------------|----------------------------------------------------------|---------------------------|
| CONTRACT 055/01              | 31/12/2002          | 31/12/2042        | 100%          | IPCA  | 1,147                                    | 107                                   | 5,950 | Category 1        | 1 <sup>a</sup> PTR - 2018<br>2 <sup>a</sup> PTR - 2024   | 3 <sup>a</sup> PTR - 2028 |
| SUL II                       | 22/03/2019          | 21/03/2049        | 100%          | IPCA  | 48                                       | -                                     | 75    | Category 3        | 1 <sup>a</sup> PTR - 2024                                | 2 <sup>a</sup> PTR - 2029 |
| TESB                         | 27/07/2011          | 27/07/2041        | 98%           | IPCA  | 47                                       | -                                     | 99    | Category 3        | 1 <sup>a</sup> PTR - 2017<br>2 <sup>a</sup> PTR - 2022   | 3 <sup>a</sup> PTR - 2026 |
| SUL I                        | 22/03/2019          | 21/03/2049        | 100%          | IPCA  | 38                                       | -                                     | 307   | Category 3        | 1 <sup>a</sup> PTR - 2024                                | 2 <sup>a</sup> PTR - 2029 |
| CONTRACT 080/02              | 18/12/2002          | 18/12/2032        | 100%          | IGP-M | 22                                       | -                                     | 127   | Category 2        | Doesn't Have                                             |                           |
| MORRO AGUDO                  | 24/03/2015          | 24/03/2045        | 100%          | IPCA  | 19                                       | -                                     | -     | Category 3        | 1 <sup>st</sup> PTR - 2020<br>2 <sup>nd</sup> PTR - 2025 | 3 <sup>a</sup> PTR - 2030 |
| PIRACICABA                   | 24/02/2013          | 24/02/2043        | 100%          | IPCA  | 18                                       | -                                     | -     | Category 3        | 1 <sup>a</sup> PTR - 2018<br>2 <sup>a</sup> PTR - 2023   | 3 <sup>a</sup> PTR - 2028 |
| CONTRACT 004/01 (CAC 3)      | 31/03/2021          | 31/03/2051        | 100%          | IPCA  | 12                                       | -                                     | -     | Category 3        | -                                                        | 1 <sup>a</sup> PTR - 2026 |
| MARACANAÚ                    | 21/09/2018          | 21/09/2048        | 100%          | IPCA  | 11                                       | -                                     | -     | Category 3        | 1 <sup>a</sup> PTR - 2024                                | 2 <sup>a</sup> PTR - 2029 |
| CAMINHOS DO SUL <sup>2</sup> | 23/02/2026          | 23/02/2056        | 100%          | IPCA  | -                                        | -                                     | 115   | Category 3        | -                                                        | -                         |
| ETAU <sup>3</sup>            | 18/12/2002          | 18/12/2032        | 10%           | IGP-M | 51                                       | -                                     | 188   | Category 2        | -                                                        | -                         |
| TPAE <sup>3</sup>            | 19/11/2009          | 19/11/2039        | 10%           | IPCA  | 13                                       | -                                     | 12    | Category 3        | -                                                        | -                         |

Notes:

(1) Approved value excluding the Adjustment Portion (PA);

(2) Contract acquired in Auction No. 04/2025, under construction and not yet operational;

(3) Projects consolidated by equity income.

### 3.3.2) Operational Performance

#### ENS – Unsupplied Energy | MWh

The Unsupplied Energy (ENS) indicator consists of the analysis of the amount of energy interrupted due to the unavailability of transmission assets and, therefore, measures the effective impact of such unavailability on society.

| MWh | 2Q26 | 2Q25 | Δ MWh | Δ %  | 1H26  | 1H25  | Δ MWh  | Δ %    |
|-----|------|------|-------|------|-------|-------|--------|--------|
| ENS | 54.1 | 53.8 | 0.3   | 0.6% | 126.0 | 479.1 | -353.1 | -73.7% |

ENS remained in line in the quarter. In the YTD, the result is explained by the reduction in the impacts of weather events and equipment failures that occurred in the previous year.

#### PVd – Discounted Variable Parcel

The Discounted Variable Parcel (PVd) consists of the percentage ratio of Variable Parcel discounts applied over the transmission company's monthly billing base. Such data is made available monthly by the National Electric System Operator (ONS).

| %   | 2Q26   | 2Q25   | Δ %    | 1H26   | 1H25   | Δ %   |
|-----|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| PVd | 0.573% | 0.829% | -37.1% | 0.911% | 1.002% | -9.1% |

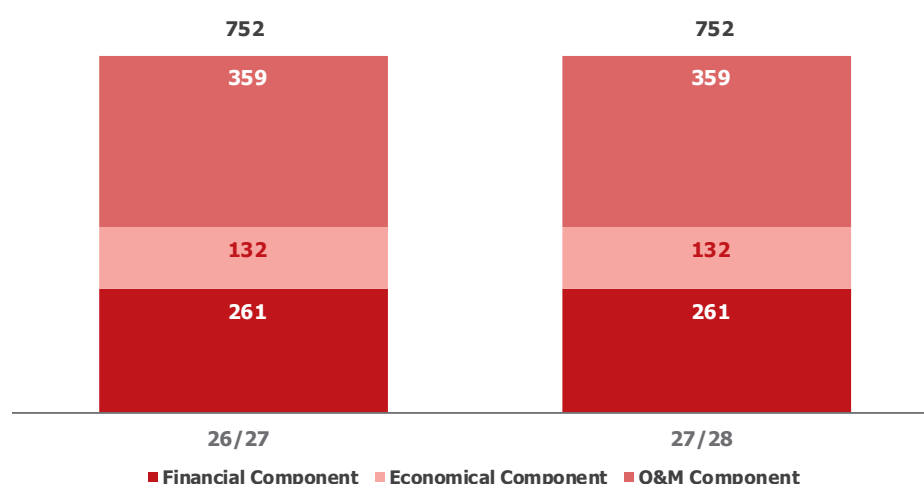
Regarding PVd, in the quarter and in the YTD, there was a reduction due to better operational performance and a lower occurrence of events subject to discounts.

### 3.3.3) Regulatory Themes

#### RBSE Revenue Flow<sup>1</sup>

The part of the Allowed Annual Revenue (RAP) related to the assets belonging to the Existing System Basic Network – RBSE corresponds to the indemnity for unamortized assets, in the context of the renewal of Transmission concessions, pursuant to Law No. 12,783/2013. The revenue flow from these assets, belonging to CPFL Transmissão's Concession Contract No. 055/2001, is shown below.

#### Revenue Flow – Financial<sup>1</sup>, Economic<sup>2</sup> and O&M<sup>2</sup> Components | R\$ million



Notes:

(1) Amounts in the chart are in the June 2026 database and must be updated annually by IPCA;

(2) Amounts with no defined end date, ending only upon asset write-off or replacement.

#### Annual Tariff Adjustment ("ATA")

According to ANEEL Dispatch No. 2,268/2026, for the 2026/2027 cycle, from 07/01/2026 to 06/30/2027, the Allowed Annual Revenue (RAP) plus the Adjustment Portion (PA) of **Concession Contract No. 055/2001** totals approximately R\$ 1,147 million, net of PIS and COFINS, highlighting:

- (i) Large-scale reinforcements and improvements that started commercial operation during the 2026/2027 cycle, increasing the transmission company's revenue by R\$ 76.7 million as a result of new investments;
- (ii) Monetary adjustment by IPCA (R\$ 47.8 million);
- (iii) RBSE, with a reduction of R\$ 23.0 million related to the O&M coverage trajectory;
- (iv) Positive Adjustment Portion of R\$ 10.2 million, mainly composed of retroactive PAs, financial PAs, small-scale improvements and other items;
- (v) Negative impact of R\$ 8.1 million associated with asset deactivations, of which R\$ 4.4 million related to RBSE assets with O&M revenue and R\$ 3.7 million related to RBNI assets.

Annual Tariff Adjustment of the concession contract extended under the terms of Law No. 12,783/2013:

| Contracts | REH<br>3,3481/2025<br>Homologated<br>Revenue | RBSE Financial | CAOM Path | New Investments | Index (IPCA) | DSP 2,268/2026<br>Homologated<br>Revenue | ATA Adjustment<br>Portion 2026 | DSP 2,268/2026 |
|-----------|----------------------------------------------|----------------|-----------|-----------------|--------------|------------------------------------------|--------------------------------|----------------|
| 055/2001  | 1,043.3                                      | -23.0          | -8.1      | 76.7            | 47.8         | 1,136.7                                  | 10.20                          | <b>1,147.0</b> |

\* Values expressed in R\$ million.

As for the tendered contracts, according to ANEEL Dispatch No. 2,268/2026, for the 2026/2027 cycle, the total RAP increased by approximately R\$ 7.1 million, or 3.4%, compared to the previous tariff cycle. Considering the Adjustment Portion, the RAP of the tendered contracts totals approximately R\$ 216.1 million.

Annual Tariff Adjustment 2026:

| Contracts                 | REH 3,481/2025 | Start-up | Indexer (IPCA<br>or IGP-M) | Impact of PTR<br>Repositioning | DSP 2,268/2026<br>Approved Revenue | PA<br>ATA 2026 | DSP 2,268/2026  |
|---------------------------|----------------|----------|----------------------------|--------------------------------|------------------------------------|----------------|-----------------|
| 080/2002 CPFL Transmissão | 22,862.7       | -        | -431.2                     | -                              | <b>22,431.4</b>                    | -743.8         | <b>21,687.7</b> |
| 001/2011 TESP             | 48,317.6       | 1,126.5  | 2,282.9                    | -                              | <b>51,727.0</b>                    | -4,305.8       | <b>47,421.1</b> |
| 003/2013 Piracicaba       | 17,526.5       | -        | 828.1                      | -                              | <b>18,354.6</b>                    | -121.1         | <b>18,233.5</b> |
| 020/2018 Maracanau        | 11,558.0       | -        | 546.1                      | -                              | <b>12,104.1</b>                    | -942.9         | <b>11,161.2</b> |
| 006/2015 Morro Agudo      | 19,739.5       | -        | 932.6                      | -                              | <b>20,672.1</b>                    | -1,307.9       | <b>19,364.2</b> |
| 005/2019 Sul I            | 37,786.7       | -        | 1,785.3                    | -                              | <b>39,572.0</b>                    | -1,340.5       | <b>38,231.5</b> |
| 011/2019 Sul II           | 48,539.9       | -        | 2,293.4                    | -                              | <b>50,833.3</b>                    | -3,231.0       | <b>47,602.3</b> |
| 004/2021 CPFL Transmissão | 12,635.1       | -        | 1,263.9                    | -                              | <b>13,899.0</b>                    | -1,467.6       | <b>12,431.4</b> |

\* Values expressed in R\$ thousand.

### 3.3.4) Economic-Financial Performance | Regulatory



**Disclaimer:** This chapter contains the regulatory results (Regulatory Financial Statements prepared for ANEEL, the electricity sector regulatory agency), therefore, is merely for the purpose of analyzing the regulatory/management performance, following the market practices for transmission businesses.

Therefore, this does not work as an official report from the Company to the Brazilian Securities and Exchange Commission (CVM), which strictly and rigidly follows the IFRS international accounting standards.

The figures have not been audited and are still subject to change.

| R\$ Million                        | 2Q26       | 2Q25       | Δ R\$       | Δ %           | 1H26       | 1H25       | Δ R\$     | Δ %          |
|------------------------------------|------------|------------|-------------|---------------|------------|------------|-----------|--------------|
| Gross Operating Revenue            | 371        | 330        | 41          | 12.6%         | 729        | 661        | 68        | 10.2%        |
| <b>Net Operating Revenue</b>       | <b>316</b> | <b>285</b> | <b>31</b>   | <b>10.9%</b>  | <b>621</b> | <b>565</b> | <b>55</b> | <b>9.7%</b>  |
| PMSO, Private Pension Fund and ADA | (87)       | (75)       | (12)        | 15.3%         | (161)      | (160)      | (1)       | 0.7%         |
| Equity Income                      | 1          | 1          | (0)         | -26.0%        | 2          | 3          | (1)       | -45.3%       |
| <b>EBITDA</b>                      | <b>230</b> | <b>211</b> | <b>19</b>   | <b>9.1%</b>   | <b>461</b> | <b>409</b> | <b>52</b> | <b>12.8%</b> |
| Depreciation and Amortization      | (51)       | (47)       | (4)         | 8.3%          | (100)      | (92)       | (7)       | 8.1%         |
| Financial Income (Expense)         | (149)      | (117)      | (32)        | 27.6%         | (254)      | (230)      | (24)      | 10.3%        |
| Financial Revenues                 | 12         | 15         | (2)         | -16.6%        | 22         | 26         | (4)       | -15.8%       |
| Financial Expenses                 | (161)      | (132)      | (30)        | 22.6%         | (276)      | (257)      | (20)      | 7.6%         |
| Income Before Taxes                | 30         | 47         | (17)        | -35.9%        | 108        | 86         | 21        | 24.6%        |
| Income Tax / Social Contribution   | (7)        | (8)        | 2           | -20.2%        | (26)       | (14)       | (12)      | 88.3%        |
| <b>Net Income</b>                  | <b>24</b>  | <b>39</b>  | <b>(15)</b> | <b>-39.2%</b> | <b>82</b>  | <b>73</b>  | <b>9</b>  | <b>12.5%</b> |

## Operational Revenue

| R\$ Million                          | 2Q26       | 2Q25       | Δ R\$     | Δ %          | 1H26       | 1H25       | Δ R\$     | Δ %          |
|--------------------------------------|------------|------------|-----------|--------------|------------|------------|-----------|--------------|
| Concession Contract 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%         |
| Concession Contract 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%        |
| Concession Contract 004/2001 (CAC 3) | 3          | 3          | 0         | 9.6%         | 6          | 6          | 1         | 12.8%        |
| Temporary Effects Provision          | (32)       | -          | (32)      | -            | (70)       | -          | (70)      | -            |
| Regulatory Charges                   | (20)       | (17)       | (3)       | 18.8%        | (40)       | (41)       | 1         | -1.2%        |
| <b>Gross Revenue</b>                 | <b>371</b> | <b>330</b> | <b>41</b> | <b>12.5%</b> | <b>729</b> | <b>661</b> | <b>67</b> | <b>10.2%</b> |
| Deductions from Revenue              | (55)       | (45)       | (10)      | 23.2%        | (68)       | (55)       | (13)      | 24.0%        |
| <b>Net Revenue</b>                   | <b>316</b> | <b>285</b> | <b>31</b> | <b>10.9%</b> | <b>621</b> | <b>565</b> | <b>55</b> | <b>9.7%</b>  |

The increase in **operating revenue** is due to the effects of the tariff adjustment for the 2025-2026 cycle, applied as of July 2025. However, revenue does not fully reflect the RAP adjustment because a temporary effect was recognized in the result, equivalent to amounts received in excess, aiming to align invoiced revenue with the approved RAP.

## O&M Costs and Expenses | PMSO and Depreciation/Amortization

| R\$ Million                                | 2Q26       | 2Q25       | Δ R\$     | Δ %          | 1H26       | 1H25       | Δ R\$    | Δ %         |
|--------------------------------------------|------------|------------|-----------|--------------|------------|------------|----------|-------------|
| Personnel                                  | 35         | 35         | 1         | 1.7%         | 71         | 70         | 1        | 1.9%        |
| Material                                   | 2          | 3          | (1)       | -40.7%       | 4          | 5          | (1)      | -18.8%      |
| Outsourced Services                        | 26         | 22         | 4         | 16.0%        | 52         | 49         | 2        | 5.1%        |
| Private Pension Fund                       | 10         | 10         | 0         | 0.0%         | 20         | 20         | 0        | 0.3%        |
| Other Operating Costs/Expenses             | 14         | 6          | 9         | 147.3%       | 14         | 15         | (1)      | -9.5%       |
| ADA                                        | 1          | 5          | (4)       | -83%         | 3          | 7          | (4)      | -62.4%      |
| Legal, judicial expenses                   | 15         | 3          | 12        | 401.6%       | 14         | (32)       | 46       | -           |
| Provisions                                 | (5)        | 8          | (13)      | -            | (6)        | 41         | (47)     | -           |
| Others                                     | 4          | (10)       | 14        | -            | 3          | (1)        | 4        | -           |
| <b>PMSO</b>                                | <b>87</b>  | <b>75</b>  | <b>12</b> | <b>15.3%</b> | <b>161</b> | <b>159</b> | <b>1</b> | <b>0.9%</b> |
| Depreciation and Amortization              | 51         | 47         | 4         | 8.3%         | 100        | 92         | 7        | 8.1%        |
| <b>PMSO, depreciation and amortization</b> | <b>138</b> | <b>122</b> | <b>15</b> | <b>12.6%</b> | <b>260</b> | <b>252</b> | <b>9</b> | <b>3.5%</b> |

**PMSO** increased mainly due to:

- └ Provision reversals in 2Q25 (-R\$ 12 million);
- └ Expenses with outsourced services (-R\$ 4 million);
- └ Other expenses (-R\$ 3 million);

Partially offset by:

- Lower ADA (+R\$ 4 million).

In the YTD, PMSO remained in line.

Regarding depreciation, there was an increase due to the tariff review carried out in 2024, when ANEEL recalculated the depreciation rate of the assets and recognized new assets included in the cycle.

## EBITDA

| R\$ Million                      | 2Q26       | 2Q25       | Δ R\$       | Δ %           | 1H26       | 1H25       | Δ R\$     | Δ %          |
|----------------------------------|------------|------------|-------------|---------------|------------|------------|-----------|--------------|
| <b>Net Income</b>                | <b>24</b>  | <b>39</b>  | <b>(15)</b> | <b>-39.2%</b> | <b>82</b>  | <b>73</b>  | <b>9</b>  | <b>12.5%</b> |
| Depreciation and Amortization    | 51         | 47         | 4           | 8.3%          | 100        | 92         | 7         | 8.1%         |
| Financial Result                 | 149        | 117        | 32          | 27.6%         | 254        | 230        | 24        | 10.3%        |
| Income Tax / Social Contribution | 7          | 8          | (2)         | -20.2%        | 26         | 14         | 12        | 88.3%        |
| <b>EBITDA</b>                    | <b>230</b> | <b>211</b> | <b>19</b>   | <b>9.1%</b>   | <b>461</b> | <b>409</b> | <b>52</b> | <b>12.8%</b> |

The increase in **EBITDA** in the quarter was due to the RAP adjustment, partially offset by the increase in PMSO. In the YTD, **EBITDA** growth reflects the increase in revenue.

## Financial Result

| R\$ Million                        | 2Q26         | 2Q25         | Δ R\$       | Δ %          | 1H26         | 1H25         | Δ R\$       | Δ %          |
|------------------------------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|
| Expenses with the net debt         | (119)        | (110)        | (9)         | 8.4%         | (238)        | (231)        | (7)         | 3.2%         |
| Mark-to-Market                     | (14)         | 12           | (26)        | -            | 5            | 8            | (3)         | -39.4%       |
| Others financial revenues/expenses | (16)         | (19)         | 3           | -15.9%       | (21)         | (8)          | (13)        | 160.1%       |
| <b>Financial Result</b>            | <b>(149)</b> | <b>(117)</b> | <b>(32)</b> | <b>27.6%</b> | <b>(254)</b> | <b>(230)</b> | <b>(24)</b> | <b>10.3%</b> |

There was a worsening in the **Financial Result** in the quarter, due to a loss from the mark-to-market effect (MTM), in addition to the increase in expenses with net debt, resulting from the increase in indebtedness, despite the variation in the CDI. These effects were partially offset by other financial revenues and expenses.

In the YTD, the same effects prevailed, except that other financial revenues and expenses contributed to the worsening of the financial result.

## Net Income

There was a decrease in **Net Income**, due to the worsening of the Financial Result and the increase in depreciation and amortization, despite the increase in EBITDA. In the YTD, there was an increase, explained by the improvement in EBITDA, partially offset by the worsening of the Financial Result and the increase in depreciation and amortization.

### 3.3.5) Economic-Financial Performance | IFRS

| R\$ Million                                                | 2Q26         | 2Q25         | Δ R\$       | Δ %           | 1H26         | 1H25         | Δ R\$       | Δ %           |
|------------------------------------------------------------|--------------|--------------|-------------|---------------|--------------|--------------|-------------|---------------|
| Gross Operating Revenue                                    | 755          | 468          | 287         | 61.2%         | 1,355        | 1,125        | 230         | 20.4%         |
| Net Operating Revenue                                      | 699          | 423          | 276         | 65.2%         | 1,246        | 1,027        | 219         | 21.3%         |
| <b>Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)</b> | <b>423</b>   | <b>174</b>   | <b>249</b>  | <b>143.0%</b> | <b>783</b>   | <b>553</b>   | <b>230</b>  | <b>41.6%</b>  |
| PMSO, Private Pension Fund and ADA                         | (88)         | (75)         | (13)        | 17.7%         | (164)        | (160)        | (4)         | 2.2%          |
| Costs of Building the Infrastructure                       | (211)        | (179)        | (33)        | 18.4%         | (350)        | (339)        | (11)        | 3.3%          |
| Equity Income                                              | 1            | 1            | (1)         | -38.2%        | 2            | 3            | (1)         | -25.2%        |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>                                  | <b>400</b>   | <b>171</b>   | <b>229</b>  | <b>134.2%</b> | <b>734</b>   | <b>531</b>   | <b>203</b>  | <b>38.3%</b>  |
| Depreciation and Amortization                              | (9)          | (9)          | 0           | 2.9%          | (17)         | (18)         | 1           | -3.8%         |
| Financial Income (Expense)                                 | (149)        | (117)        | (32)        | 27.5%         | (254)        | (230)        | (24)        | 10.2%         |
| <i>Financial Revenues</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>Financial Expenses</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>   |
| Income Before Taxes                                        | 242          | 45           | 197         | 437.6%        | 463          | 283          | 180         | 63.8%         |
| Income Tax / Social Contribution                           | (73)         | (6)          | (67)        | 1155.5%       | (137)        | (63)         | (74)        | 117.3%        |
| <b>Net Income</b>                                          | <b>169</b>   | <b>39</b>    | <b>130</b>  | <b>331.9%</b> | <b>325</b>   | <b>219</b>   | <b>106</b>  | <b>48.4%</b>  |

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

Contents

CPFL Energia

Distribution

Generation &  
Energy Management

Transmission

Services &  
Others

Attachments



## 3.4) SERVICES SEGMENT

### 3.4.1) Economic-Financial Performance

| R\$ Million                        | 2Q26       | 2Q25       | Δ R\$     | Δ %          | 1H26       | 1H25       | Δ R\$     | Δ %          |
|------------------------------------|------------|------------|-----------|--------------|------------|------------|-----------|--------------|
| Gross Operating Revenue            | 365        | 333        | 32        | 9.7%         | 696        | 662        | 34        | 5.2%         |
| <b>Net Operating Revenue</b>       | <b>334</b> | <b>306</b> | <b>28</b> | <b>9.1%</b>  | <b>639</b> | <b>609</b> | <b>30</b> | <b>5.0%</b>  |
| PMSO, Private Pension Fund and ADA | (236)      | (242)      | 6         | -2.4%        | (457)      | (471)      | 14        | -2.9%        |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>          | <b>98</b>  | <b>64</b>  | <b>34</b> | <b>52.4%</b> | <b>181</b> | <b>137</b> | <b>44</b> | <b>32.0%</b> |
| Depreciation and Amortization      | (14)       | (13)       | (0)       | 1.9%         | (28)       | (28)       | (0)       | 0.1%         |
| Financial Income (Expense)         | (0)        | 1          | (1)       | -            | 0          | 1          | (0)       | -46.2%       |
| Financial Revenues                 | 4          | 4          | 0         | 5.2%         | 8          | 7          | 1         | 14.7%        |
| Financial Expenses                 | (4)        | (3)        | (1)       | 42.0%        | (7)        | (6)        | (1)       | 23.4%        |
| Income Before Taxes                | 84         | 52         | 32        | 62.9%        | 154        | 110        | 44        | 39.5%        |
| Income Tax / Social Contribution   | (20)       | (12)       | (8)       | 67.8%        | (36)       | (24)       | (12)      | 48.3%        |
| <b>Net Income</b>                  | <b>64</b>  | <b>40</b>  | <b>24</b> | <b>61.5%</b> | <b>118</b> | <b>86</b>  | <b>32</b> | <b>37.1%</b> |

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

In 2Q26, the improvement in the Services segment's result was due to the increase in operating revenue and the reduction in PMSO. In the YTD, revenue and PMSO contributed positively.



## 4) ATTACHMENTS

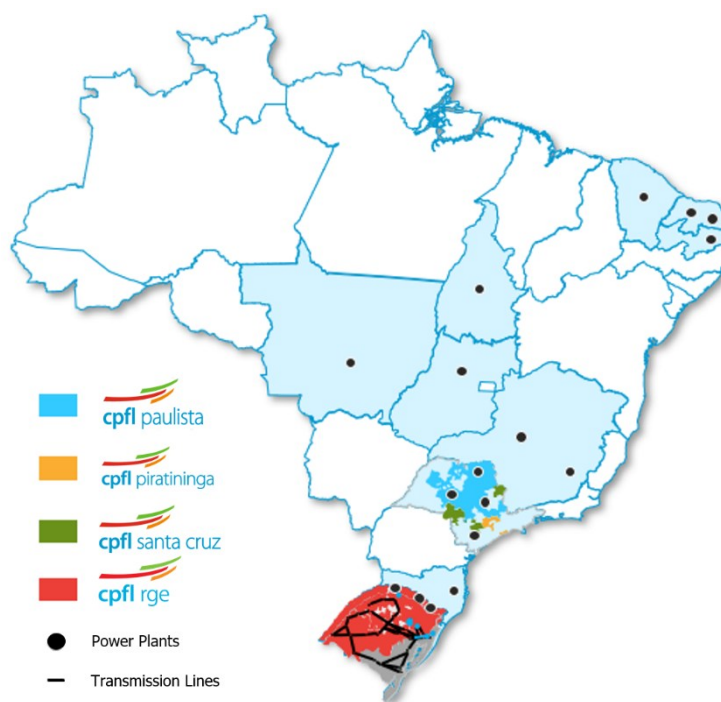
### Company Profile and Corporate Structure

#### Company Operation

CPFL Energia operates in the Generation & Energy Management, Transmission, Distribution and Services segments.

CPFL is the largest distribution company in volume of energy sales, with 14% market share in Brazil, serving approximately 10.9 million customers in 687 municipalities. With 4,072 MW of installed capacity, it is among the largest generators in the country, with 100% of its generation portfolio coming from renewable sources.

The group also plays a relevant role in the transmission segment, with an installed capacity of 16.4 thousand MVA and more than 6 thousand kilometers of transmission lines. It also has a national operation through CPFL Soluções, providing solutions in energy management.



#### Growth Strategy

To learn about CPFL Energia's Strategic Planning and Competitive Advantages, visit the [IR website](#).

#### Shareholders' Structure and Corporate Governance

CPFL Energia is a holding company that holds interests in other companies. State Grid Corporation of China (SGCC) controls CPFL Energia through its subsidiaries State Grid International Development Co. Ltd, State Grid International Development Limited (SGID), International Grid Holdings Limited, State Grid Brazil Power Participações S.A. (SGBP) and ESC Energia S.A.

The guidelines and set of documents relating to corporate governance are available on the [IR website](#).



Reference date: 06/30/2026

Notes:

- (1) CPFL RGE is controlled by CPFL Energia (89.0107%) and CPFL Brasil (10.9893%);
- (2) CPFL Renováveis is controlled by CPFL Energia (51.00%) and CPFL Brasil (49.00%);
- (3) Jaguari Geração holds a 4.15% stake in the assured energy of Luiz Eduardo Magalhães HPP;
- (4) CPFL Transmissão is controlled by CPFL Energia (51.00%) and CPFL Brasil (49.00%);
- (5) Alesta is controlled by CPFL Energia (99.99%) and CPFL Brasil (0.01%).

## Dividend Policy

CPFL Energia's Dividend Distribution Policy establishes the guidelines, criteria and procedures for distributing dividends and interest on equity to the Company's shareholders according to its cash generation, without compromising its growth and investment needs. The policy is available on the [IR website](#).



