

# Resultados 2T24

Energia para um futuro  
mais sustentável

VIDEOCONFERÊNCIA  
09 de agosto de 2024

Português  
11:00 (BRT) | 10:00 (EST)  
Tradução simultânea para inglês

[Acesse aqui](#) ou pelo QR Code





# Mensagem do Presidente

No último mês de maio presenciamos uma das maiores tragédias climáticas atingindo o Rio Grande do Sul. Com elevado volume de chuvas e enchentes em praticamente todos os municípios da nossa área de concessão, com reflexos também sobre nossos ativos de geração e transmissão, posso assegurar que foram pequenos os impactos em nossas operações e resultados, o que evidencia a resiliência de nossos negócios perante um cenário adverso. No trimestre, alcançamos EBITDA de R\$ 2,8 bilhões e Lucro Líquido de R\$ 1,1 bilhão. Ao fim do semestre, alcançamos resultados consistentes, com o EBITDA registrando alta de 1,8%, consequência do cumprimento de nossos pilares estratégicos.

No segmento de Distribuição, destaque mais uma vez para a carga, que nesse trimestre continua forte, principalmente nas classes residencial e comercial, onde ocorreram crescimentos de 11,2% e 11,0%, respectivamente, quando comparado ao mesmo período de 2023. Na classe industrial, observamos um crescimento de 1,5%, consequência de uma moderada recuperação da indústria, principalmente no estado de São Paulo. O segmento rural mostrou crescimento de 9,4%, por conta principalmente do desempenho das distribuidoras do estado de São Paulo, devido à estiagem na região.

Vale destacar ainda os impactos dos eventos climáticos no Rio Grande do Sul sobre a RGE. Chegamos a ter 98,7% dos municípios de sua área de concessão afetados, onde, no pico da crise, 315 mil clientes ficaram sem energia, a maior parte deles por segurança. Enviamos mais de 150 colaboradores de nossas operações na região Sudeste para reforçar os times da RGE e restabelecer a energia para a população com a maior brevidade possível. E ainda solicitamos perante a Aneel a postergação do reajuste tarifário, que deveria ocorrer em junho. No resultado do trimestre, foram R\$ 84 milhões de impacto, advindos de baixa de ativos, serviços de terceiros e impossibilidade de faturamento de clientes afetados pelas enchentes.

Na Transmissão, na análise regulatória, observamos um ganho em relação a 2023, com aumento da receita devido aos reajustes tarifários. O impacto dos eventos climáticos foi de R\$ 9 milhões, principalmente por baixa de ativos e serviços de terceiros, consequência das 8 subestações e 34 linhas que foram afetadas.

O segmento de Geração segue com seus desafios de vento e restrições impostas pelo ONS. Nesse trimestre, observamos uma queda de 6,4% na geração eólica devido ao menor vento, além de um impacto de 4,8% devido ao *curtailment*. Nesse segmento, o impacto das enchentes foi de R\$ 19 milhões, causado principalmente pelo alagamento da casa de máquinas da usina hidrelétrica Monte Claro e pelo rompimento parcial da crista da barragem da usina hidrelétrica 14 de Julho.

Nossos investimentos continuam elevados em todos os segmentos. Nesse trimestre, realizamos investimentos no total de R\$ 1,4 bilhão, com destaque para R\$ 1,1 bilhão investidos no segmento de Distribuição e R\$ 153 milhões em Transmissão. Já são R\$ 2,4 bilhões no primeiro semestre e nossa estimativa é atingir um Capex de R\$ 5,9 bilhões para todos os negócios do grupo em 2024.

Por fim, com relação a nossa disciplina financeira, gestão de caixa e otimização da estrutura de capital, apresentamos ao fim desse trimestre uma alavancagem de 2,01 vezes o EBITDA, no critério de medição dos *covenants* financeiros, e posição de caixa de R\$ 3,9 bilhões. Destaco também, neste trimestre, as captações realizadas junto ao mercado financeiro no valor total de R\$ 1,6 bilhão a um custo de CDI + 0,19%, com prazo médio de 10,1 anos.

Encerro essa mensagem com meu total agradecimento a toda dedicação e empenho das equipes que trabalharam no Rio Grande do Sul para a plena recuperação de nossos segmentos de atuação no Estado, além de toda a colaboração à sociedade – em especial os grupos de voluntariado do CPFL Semear – neste momento que foi tão difícil e desafiador para todos nós.

**Gustavo Estrella**

Presidente da CPFL Energia

## Resumo dos Principais Indicadores

| R\$ Milhões                                   | 2T24          | 2T23          | Δ R\$         | Δ %           | 1S24          | 1S23          | Δ R\$         | Δ %          |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| Carga na Área de Concessão   GWh              | 17.738        | 16.533        | 1.205         | 7,3%          | 37.157        | 35.013        | 2.144         | 6,1%         |
| Vendas na Área de Concessão   GWh             | 18.271        | 17.216        | 1.055         | 6,1%          | 36.896        | 34.906        | 1.990         | 5,7%         |
| <i>Mercado Cativo</i>                         | 10.207        | 9.755         | 452           | 4,6%          | 21.261        | 20.359        | 902           | 4,4%         |
| <i>Cliente Livre</i>                          | 8.064         | 7.461         | 603           | 8,1%          | 15.636        | 14.547        | 1.088         | 7,5%         |
| Receita Operacional Bruta                     | 14.212        | 13.646        | 566           | 4,1%          | 29.199        | 27.057        | 2.142         | 7,9%         |
| Receita Operacional Líquida                   | 9.662         | 9.389         | 273           | 2,9%          | 19.828        | 19.228        | 600           | 3,1%         |
| <b>EBITDA<sup>(1)</sup> Consolidado</b>       | <b>2.837</b>  | <b>3.054</b>  | <b>(217)</b>  | <b>-7,1%</b>  | <b>6.702</b>  | <b>6.584</b>  | <b>118</b>    | <b>1,8%</b>  |
| <i>Distribuição</i>                           | 1.690         | 1.804         | (115)         | -6,3%         | 4.226         | 4.131         | 95            | 2,3%         |
| <i>Geração</i>                                | 856           | 928           | (71)          | -7,7%         | 1.811         | 1.865         | (53)          | -2,9%        |
| <i>Transmissão</i>                            | 233           | 260           | (26)          | -10,2%        | 490           | 489           | 1             | 0,1%         |
| <i>Comercialização, Serviços &amp; Outros</i> | 57            | 62            | (5)           | -7,6%         | 176           | 100           | 76            | 76,3%        |
| <b>Lucro Líquido Consolidado</b>              | <b>1.100</b>  | <b>1.247</b>  | <b>(147)</b>  | <b>-11,8%</b> | <b>2.855</b>  | <b>2.898</b>  | <b>(42)</b>   | <b>-1,5%</b> |
| <i>Distribuição</i>                           | 565           | 703           | (138)         | -19,6%        | 1.723         | 1.821         | (98)          | -5,4%        |
| <i>Geração</i>                                | 431           | 419           | 12            | 2,8%          | 906           | 872           | 34            | 3,9%         |
| <i>Transmissão</i>                            | 102           | 150           | (48)          | -32,0%        | 226           | 272           | (46)          | -16,8%       |
| <i>Comercialização, Serviços &amp; Outros</i> | 3             | (25)          | 27            | -             | 1             | (67)          | 68            | -            |
| <b>Dívida Líquida<sup>(2)</sup></b>           | <b>26.250</b> | <b>23.193</b> | <b>3.056</b>  | <b>13,2%</b>  | <b>26.250</b> | <b>23.193</b> | <b>3.056</b>  | <b>13,2%</b> |
| Dívida Líquida / EBITDA <sup>(2)</sup>        | 2,01          | 1,72          | 0,29          | 16,9%         | 2,01          | 1,72          | 0,29          | 16,9%        |
| Investimentos <sup>(3)</sup>                  | 1.353         | 1.201         | 153           | 12,7%         | 2.447         | 2.283         | 164           | 7,2%         |
| <b>Preço da Ação (R\$/ação)</b>               | <b>32,73</b>  | <b>34,39</b>  | <b>(1,66)</b> | <b>-4,8%</b>  | <b>32,73</b>  | <b>34,39</b>  | <b>(1,66)</b> | <b>-4,8%</b> |
| <b>Volume Médio Diário</b>                    | <b>67</b>     | <b>75</b>     | <b>(8)</b>    | <b>-10,9%</b> | <b>69</b>     | <b>69</b>     | <b>0</b>      | <b>0,6%</b>  |

Notas:

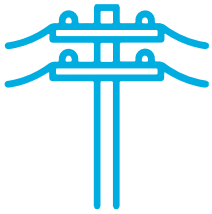
- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Resolução CVM 156/22. Vide cálculo no item 2.1 deste relatório;
- (2) No critério dos *covenants* financeiros, que considera a participação da CPFL Energia nos projetos de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

## Destques



Carga na Área de Concessão<sup>1</sup>  
**+7,3%**



EBITDA  
**R\$ 2.837**  
milhões (-7,1%)



Lucro Líquido  
**R\$ 1.247**  
milhões (-11,8%)



Dívida Líquida  
**R\$ 26,2**  
bilhões e alavancagem de **2,01x** (Dívida Líquida/ EBITDA<sup>2</sup>)



CAPEX  
**R\$ 1.353**  
milhões (+12,7%)



Celebramos os **5 anos do Re-IPO**, que marcou a decisão da State Grid em manter os papéis da CPFL negociados em Bolsa. Além de comemorar **os 20 anos do IPO**



Somos a **Melhor Governança Corporativa** do Brasil pelo *World Finance Corporate Governance Awards 2024*



Nosso departamento **Financeiro** conquistou o prêmio **Setor de Energia** no Brasil pelo *Finance & Law Summit Awards*



A CPFL Energia venceu o **Prêmio Consumidor Moderno** pelo **2º ano consecutivo**

1) Carga líquida de perdas; 2) No critério dos *covenants* financeiros.

## Índice

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA</b> ..... | <b>6</b>  |
| 1.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....                       | 6         |
| 1.2) Endividamento .....   | 10        |
| 1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS .....                  | 10        |
| 1.2.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros ..... | 12        |
| 1.3) Investimentos .....   | 12        |
| 1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento .....               | 12        |
| 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>16</b> |
| <b>3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....                       | <b>17</b> |
| 3.1.1) Desempenho Operacional .....                              | 17        |
| 3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas   Área de Concessão .....       | 17        |
| 3.1.1.2) Venda de Energia   Área de Concessão .....              | 17        |
| 3.1.1.3) Venda de Energia   RGE .....                            | 18        |
| 3.1.1.4) Inadimplência .....                                     | 18        |
| 3.1.1.5) Perdas .....  | 19        |
| 3.1.1.6) DEC e FEC .....   | 20        |
| 3.1.2) Eventos Tarifários .....                                  | 21        |
| 3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro .....                     | 21        |
| <b>3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO</b> .....                            | <b>28</b> |
| 3.2.1) Desempenho Operacional .....                              | 28        |
| 3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro .....                     | 28        |
| <b>3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO</b> .....                        | <b>32</b> |
| 3.3.1) Portfólio .....   | 32        |
| 3.3.2) Desempenho Operacional .....                              | 32        |
| 3.3.3) Temas Regulatórios .....                                  | 33        |
| 3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro   Regulatório .....       | 36        |
| 3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro   IFRS .....              | 38        |
| <b>3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS</b> .....        | <b>39</b> |
| 3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....                     | 39        |
| <b>4) ANEXO</b> .....  | <b>40</b> |

# 1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

## 1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

| R\$ Milhões   | 2T24         | 2T23         | Δ R\$        | Δ %           | 1S24          | 1S23          | Δ R\$       | Δ %          |
|---|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|-------------|--------------|
| Receita Operacional Bruta                               | 14.212       | 13.646       | 566          | 4,1%          | 29.199        | 27.057        | 2.142       | 7,9%         |
| Receita Operacional Líquida                             | 9.662        | 9.389        | 273          | 2,9%          | 19.828        | 19.228        | 600         | 3,1%         |
| <b>Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)</b> | <b>8.426</b> | <b>8.242</b> | <b>184</b>   | <b>2,2%</b>   | <b>17.569</b> | <b>17.156</b> | <b>413</b>  | <b>2,4%</b>  |
| Custo com Energia Elétrica                              | (4.392)      | (4.177)      | (215)        | 5,2%          | (8.721)       | (8.553)       | (168)       | 2,0%         |
| PMSO, Previdência e PDD                                 | (1.368)      | (1.151)      | (218)        | 18,9%         | (2.459)       | (2.249)       | (210)       | 9,3%         |
| Custos com construção de infraestrutura                 | (1.149)      | (1.091)      | (58)         | 5,3%          | (2.121)       | (2.005)       | (116)       | 5,8%         |
| Equivalência Patrimonial                                | 84           | 84           | 1            | 1,1%          | 176           | 163           | 13          | 7,9%         |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>                               | <b>2.837</b> | <b>3.054</b> | <b>(217)</b> | <b>-7,1%</b>  | <b>6.702</b>  | <b>6.584</b>  | <b>118</b>  | <b>1,8%</b>  |
| Depreciação e Amortização                               | (571)        | (556)        | (14)         | 2,6%          | (1.137)       | (1.096)       | (41)        | 3,7%         |
| Resultado Financeiro                                    | (716)        | (685)        | (31)         | 4,5%          | (1.532)       | (1.236)       | (296)       | 23,9%        |
| <i>Receitas Financeiras</i>                             | 378          | 490          | (112)        | -22,9%        | 795           | 1.020         | (225)       | -22,1%       |
| <i>Despesas Financeiras</i>                             | (1.094)      | (1.176)      | 81           | -6,9%         | (2.327)       | (2.256)       | (71)        | 3,1%         |
| Lucro Antes da Tributação                               | 1.550        | 1.813        | (262)        | -14,5%        | 4.034         | 4.252         | (218)       | -5,1%        |
| Imposto de Renda e Contribuição Social                  | (450)        | (566)        | 115          | -20,4%        | (1.178)       | (1.355)       | 176         | -13,0%       |
| <b>Lucro Líquido</b>                                    | <b>1.100</b> | <b>1.247</b> | <b>(147)</b> | <b>-11,8%</b> | <b>2.855</b>  | <b>2.898</b>  | <b>(42)</b> | <b>-1,5%</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                          | 2T24  | 2T23 | Δ R\$ | Δ %    | 1S24  | 1S23  | Δ R\$ | Δ %   |
|--|-------|------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|
| <b>Efeitos não Caixa (recorrentes)</b>                   |       |      |       |        |       |       |       |       |
| Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)       | 206   | 273  | (67)  | -24,6% | 590   | 634   | (44)  | -6,9% |
| Despesas legais e judiciais                              | (64)  | (50) | (13)  | 26,5%  | (117) | (110) | (7)   | 6,5%  |
| Baixa de ativos  | (47)  | (39) | (8)   | 19,6%  | (74)  | (68)  | (6)   | 8,4%  |
| <b>Itens extraordinários</b>                             |       |      |       |        |       |       |       |       |
| Impacto dos Eventos Climáticos - Rio Grande do Sul       | (112) | -    | (112) | -      | (112) | -     | (112) | -     |
| Ajustes a Valor Justo de Investimento (efeito não caixa) | -     | -    | -     | -      | 56    | -     | 56    | -     |
| Laudo de avaliação da BRR                                | -     | 60   | (60)  | -      | -     | 196   | (196) | -     |

## Explicação dos itens extraordinários

### Impacto dos Eventos Climáticos – Rio Grande do Sul:

- RGE (R\$ 84 milhões): (i) baixa de ativos danificados, no montante de R\$ 49 milhões, principalmente medidores e equipamentos de rede de distribuição e subestação (R\$ 43 milhões) e suas respectivas baixas no ativo financeiro da concessão (R\$ 6 milhões); (ii) serviços relacionados à substituição de ativos impactados, serviços de limpeza e infraestrutura, manutenção de frota, entre outros, no montante de R\$ 23 milhões, e (iii) impossibilidade de faturamento de clientes afetados pelas enchentes, em **valor estimado** de R\$ 12 milhões;
- Ceran (R\$ 19 milhões): (i) serviços de limpeza e infraestrutura, entre outros, no montante de R\$ 16 milhões; e (ii) baixa de ativos danificados, no montante de R\$ 3 milhões;
- CPFL Transmissão (R\$ 9 milhões): (i) despesas de infraestrutura e manutenção, entre outras, no montante de R\$ 6 milhões; e (ii) baixa de ativos de infraestrutura, no valor de R\$ 3 milhões.

- { Laudos de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória ("BRR") – efeitos no 2T23:
  - a. RGE (R\$ 77 milhões): valor referente ao complemento para o laudo final de avaliação;
  - b. CPFL Piratininga (R\$ 47 milhões): valor referente ao laudo de avaliação preliminar;
  - c. CPFL Paulista (-R\$ 64 milhões): ajuste do laudo final de avaliação.

Para a análise do acumulado, além dos efeitos acima, o resultado também está impactado pelos seguintes itens extraordinários:

- { Ajustes a Valor Justo de Investimento (efeito não caixa): efeito positivo de R\$ 56 milhões no 1T24, por conta da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado;
- { Laudo de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória ("BRR") – efeito no 1S23: ajuste relativo à versão final do laudo de avaliação da RTP da CPFL Paulista (R\$ 136 milhões).

## Outros números relevantes para a análise do resultado

| <b>Efeitos no EBITDA   Segmento de Transmissão</b> | <b>2T24</b> | <b>2T23</b> | <b>Δ R\$</b> | <b>Δ %</b> | <b>1S24</b> | <b>1S23</b> | <b>Δ R\$</b> | <b>Δ %</b> |
|--|-------------|-------------|--------------|------------|-------------|-------------|--------------|------------|
| EBITDA IFRS  | 233         | 260         | (26)         | -10,2%     | 490         | 489         | 1            | 0,1%       |
| EBITDA Regulatório                                 | 218         | 194         | 25           | 12,7%      | 472         | 371         | 101          | 27,1%      |
| <b>Diferença do IFRS (-) Regulatório</b>           | <b>15</b>   | <b>66</b>   |              |            | <b>18</b>   | <b>118</b>  |              |            |

| <b>Efeitos no Resultado Financeiro   R\$ Milhões</b> | <b>2T24</b> | <b>2T23</b> | <b>Δ R\$</b> | <b>Δ %</b> | <b>1S24</b> | <b>1S23</b> | <b>Δ R\$</b> | <b>Δ %</b> |
|--|-------------|-------------|--------------|------------|-------------|-------------|--------------|------------|
| Acréscimos e multas moratórias                       | 100         | 100         | (1)          | -0,7%      | 219         | 184         | 35           | 18,9%      |
| Marcação a mercado (MTM)                             | (12)        | (13)        | 1            | -6,3%      | (148)       | 75          | (223)        | -          |

Para o resultado financeiro é importante destacar os seguintes efeitos:

- { Acréscimos e multas moratórias: resultado menos expressivo no trimestre devido à REN nº 1.092/2024, referente à flexibilização das Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica para enfrentamento da calamidade pública no Estado do Rio Grande do Sul<sup>1</sup>;
- { Marcação a mercado (MTM): no acumulado, a despesa financeira relativa à redução da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado no 1T24, em contrapartida ao aumento do *spread* de risco praticado pelo mercado no 1T23.

## Receita Operacional Líquida por Segmento

| <b>R\$ Milhões</b>                 | <b>2T24</b>  | <b>2T23</b>  | <b>Δ R\$</b> | <b>Δ %</b>  | <b>1S24</b>   | <b>1S23</b>   | <b>Δ R\$</b> | <b>Δ %</b>  |
|------------------------------------|--------------|--------------|--------------|-------------|---------------|---------------|--------------|-------------|
| Distribuição                       | 8.029        | 7.774        | 255          | 3,3%        | 16.641        | 15.989        | 652          | 4,1%        |
| Geração                            | 1.081        | 1.091        | (10)         | -0,9%       | 2.157         | 2.218         | (61)         | -2,8%       |
| Transmissão                        | 485          | 474          | 11           | 2,3%        | 908           | 874           | 34           | 3,9%        |
| Comercialização                    | 508          | 509          | (1)          | -0,2%       | 971           | 1.030         | (58)         | -5,7%       |
| Serviços                           | 328          | 250          | 79           | 31,5%       | 624           | 473           | 150          | 31,8%       |
| Eliminações e Outros               | (770)        | (709)        | (61)         | 8,6%        | (1.473)       | (1.356)       | (117)        | 8,6%        |
| <b>Receita Operacional Líquida</b> | <b>9.662</b> | <b>9.389</b> | <b>273</b>   | <b>2,9%</b> | <b>19.828</b> | <b>19.228</b> | <b>600</b>   | <b>3,1%</b> |

No segmento de Distribuição, a expansão da receita de fornecimento (Cativo + TUSD), favorecida pelas altas temperaturas, foi a principal responsável pelo crescimento no trimestre e no acumulado, sendo parcialmente compensada pela menor atualização do ativo financeiro da

<sup>1</sup> A REN 1.092/24 estabeleceu, entre outras medidas, que ações de cobrança por atraso e a aplicação de multas e juros ficariam suspensas por 90 dias para os municípios do estado do Rio Grande do Sul onde foi decretado "estado de calamidade" e 30 dias para os demais municípios do estado.

concessão.

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

## Custo com Energia Elétrica

| R\$ Milhões                                | 2T24         | 2T23         | Δ R\$      | Δ %          | 1S24         | 1S23         | Δ R\$        | Δ %          |
|--|--------------|--------------|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Itaipu                                     | 581          | 532          | 50         | 9,3%         | 1.076        | 993          | 82           | 8,3%         |
| PROINFA                                    | 92           | 104          | (12)       | -11,5%       | 183          | 205          | (21)         | -10,3%       |
| Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo | 2.632        | 2.668        | (37)       | -1,4%        | 5.319        | 5.547        | (227)        | -4,1%        |
| Crédito de PIS e COFINS                    | (284)        | (296)        | 12         | -4,0%        | (569)        | (600)        | 32           | -5,3%        |
| <b>Energia Comprada para Revenda</b>       | <b>3.020</b> | <b>3.007</b> | <b>13</b>  | <b>0,4%</b>  | <b>6.010</b> | <b>6.144</b> | <b>(135)</b> | <b>-2,2%</b> |
| Encargos da Rede Básica                    | 1.088        | 911          | 176        | 19,3%        | 2.156        | 1.834        | 321          | 17,5%        |
| Encargos de Transporte de Itaipu           | 110          | 78           | 32         | 41,0%        | 213          | 151          | 62           | 41,1%        |
| Encargos de Conexão                        | 31           | 26           | 4          | 16,5%        | 58           | 55           | 4            | 6,7%         |
| Encargos de Uso do Sistema de Distribuição | 11           | 21           | (10)       | -47,7%       | 21           | 41           | (20)         | -48,3%       |
| ESS / EER                                  | 282          | 261          | 21         | 7,9%         | 558          | 589          | (32)         | -5,4%        |
| Crédito de PIS e COFINS                    | (149)        | (127)        | (21)       | 16,8%        | (294)        | (262)        | (33)         | 12,5%        |
| <b>Encargo</b>                             | <b>1.372</b> | <b>1.170</b> | <b>202</b> | <b>17,3%</b> | <b>2.712</b> | <b>2.409</b> | <b>303</b>   | <b>12,6%</b> |
| <b>Custo com Energia Elétrica</b>          | <b>4.392</b> | <b>4.177</b> | <b>215</b> | <b>5,2%</b>  | <b>8.721</b> | <b>8.553</b> | <b>168</b>   | <b>2,0%</b>  |

No trimestre, **Custos com Energia Comprada para Revenda** aumentaram principalmente devido ao aumento de Itaipu (aumento do dólar), parcialmente compensado pela redução em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo** (redução da quantidade de energia e da tarifa média entre os períodos). No acumulado, ainda temos um custo menor por conta da redução nesta linha.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição** (Rede Básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de transmissão e distribuição), o aumento do trimestre e do acumulado decorre principalmente da variação nos **Encargos de Rede Básica**, devido ao reajuste na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), a partir de julho de 2023, de acordo com a Resolução ANEEL nº 3.217/23. No acumulado, vale ainda destacar a performance dos **encargos setoriais (ESS/EER)**, sendo que a redução percebida é devido ao **EER – Encargos de Energia de Reserva**, principalmente em consequência do aumento na geração das usinas comprometidas com os Contratos de Energia de Reserva. Quando o saldo da CONER não é suficiente para suprir os custos das Usinas de Reserva há maior necessidade de cobrança do encargo para custeio dessas usinas; ao contrário, quando o volume gerado é maior, o encargo é reduzido, uma vez que a energia dessas usinas é liquidada na CCEE ao valor de PLD, suprimindo seus custos.

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

## PMSO

| R\$ Milhões  | 2T24         | 2T23         | Δ R\$       | Δ %          | 1S24         | 1S23         | Δ R\$       | Δ %          |
|--|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|
| Pessoal  | 563          | 532          | 31          | 5,8%         | 1.090        | 1.023        | 67          | 6,5%         |
| Material   | 142          | 113          | 28          | 25,0%        | 261          | 238          | 23          | 9,7%         |
| Serviços de Terceiros  | 279          | 248          | 31          | 12,4%        | 499          | 463          | 36          | 7,8%         |
| <i>Serviços de Terceiros</i>                                   | <i>234</i>   | <i>248</i>   | <i>(14)</i> | <i>-5,5%</i> | <i>455</i>   | <i>463</i>   | <i>(8)</i>  | <i>-1,8%</i> |
| <i>Serviços de Terceiros eventos climáticos</i>                | <i>44</i>    | <i>-</i>     | <i>44</i>   | <i>-</i>     | <i>44</i>    | <i>-</i>     | <i>44</i>   | <i>-</i>     |
| Outros Custos/Despesas Operacionais                            | 346          | 209          | 137         | 65,5%        | 535          | 431          | 104         | 24,0%        |
| <i>PDD</i>   | <i>106</i>   | <i>59</i>    | <i>47</i>   | <i>78,9%</i> | <i>220</i>   | <i>128</i>   | <i>93</i>   | <i>72,3%</i> |
| <i>Baixa de Ativos</i>   | <i>47</i>    | <i>39</i>    | <i>8</i>    | <i>19,5%</i> | <i>535</i>   | <i>431</i>   | <i>104</i>  | <i>24,0%</i> |
| <i>Baixa de Ativos eventos climáticos</i>                      | <i>49</i>    | <i>-</i>     | <i>49</i>   | <i>-</i>     | <i>49</i>    | <i>-</i>     | <i>49</i>   | <i>-</i>     |
| <i>Despesas Legais e Judiciais</i>                             | <i>64</i>    | <i>50</i>    | <i>13</i>   | <i>26,5%</i> | <i>117</i>   | <i>110</i>   | <i>7</i>    | <i>6,5%</i>  |
| <i>Ajustes a Valor Justo de Investimento (feito não caixa)</i> | <i>-</i>     | <i>-</i>     | <i>-</i>    | <i>-</i>     | <i>(56)</i>  | <i>-</i>     | <i>(56)</i> | <i>-</i>     |
| <i>Outros</i>  | <i>81</i>    | <i>60</i>    | <i>20</i>   | <i>33,6%</i> | <i>(330)</i> | <i>(237)</i> | <i>(92)</i> | <i>38,9%</i> |
| <b>PMSO</b>  | <b>1.329</b> | <b>1.102</b> | <b>227</b>  | <b>20,6%</b> | <b>2.386</b> | <b>2.156</b> | <b>229</b>  | <b>10,6%</b> |



O PMSO foi impactado por um item extraordinário – eventos climáticos no Rio Grande do Sul (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo), que gerou um efeito negativo de R\$ 93 milhões no trimestre. No acumulado, tivemos também o efeito extraordinário positivo de Paulista Lajeado no 1T24, de R\$ 56 milhões.

Expurgando esses itens, o PMSO teria apresentado um aumento no trimestre e no acumulado, respectivamente, de 12,1% (R\$ 134 milhões) e 8,9% (R\$ 192 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- { **MSO não ligado à inflação (aumento de R\$ 64 milhões no trimestre e de R\$ 95 milhões no acumulado):** aumento na provisão para devedores duvidosos (PDD) e nas despesas legais e judiciais;
- { **MSO ligado à inflação (aumento de R\$ 39 milhões no trimestre e de R\$ 31 milhões no acumulado) - principais impactos:** maiores despesas com manutenção de frota (R\$ 14 milhões no trimestre e R\$ 32 milhões no acumulado) e manutenção de Hardware e Software (R\$ 10 milhões no trimestre);
- { **Pessoal (aumento de R\$ 31 milhões no trimestre e de R\$ 67 milhões no acumulado):** refletem os reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos aplicados em 2023, além de aumento de *headcount* de 16,3% no segmento de Serviços (que representa 31% do quadro de colaboradores do grupo CPFL); cabe mencionar que esse aumento de custos no segmento de Serviços tem receita atrelada. O acumulado conta também com o crescimento de *headcount* de 2,3% no segmento de Distribuição.

## Demais custos e despesas operacionais

| R\$ Milhões                                  | 2T24         | 2T23         | Δ R\$     | Δ %         | 1S24         | 1S23         | Δ R\$      | Δ %         |
|--|--------------|--------------|-----------|-------------|--------------|--------------|------------|-------------|
| Custos com construção de infraestrutura      | 1.149        | 1.091        | 58        | 5,3%        | 2.121        | 2.005        | 116        | 5,8%        |
| Entidade de Previdência Privada              | 39           | 49           | (9)       | -19,5%      | 73           | 93           | (19)       | -20,8%      |
| Depreciação e Amortização                    | 571          | 556          | 14        | 2,6%        | 1.137        | 1.096        | 41         | 3,7%        |
| <b>Demais Custos e Despesas Operacionais</b> | <b>1.758</b> | <b>1.696</b> | <b>63</b> | <b>3,7%</b> | <b>3.331</b> | <b>3.193</b> | <b>138</b> | <b>4,3%</b> |

## EBITDA

O **EBITDA** do trimestre foi impactado por efeitos extraordinários de 2023 e 2024. Expurgando esses efeitos, destaca-se o bom desempenho do segmento de Distribuição, principalmente pelo aumento da carga na área de concessão, impulsionado pelo efeito da temperatura. No acumulado, destaca-se também o segmento de Distribuição, devido à boa performance da carga.

O EBITDA é calculado de acordo com a Resolução CVM 156/22 conforme demonstrado na tabela abaixo:

| R\$ Milhões                            | 2T24         | 2T23         | Δ R\$        | Δ %           | 1S24         | 1S23         | Δ R\$       | Δ %          |
|--|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|-------------|--------------|
| <b>Lucro Líquido</b>                   | <b>1.100</b> | <b>1.247</b> | <b>(147)</b> | <b>-11,8%</b> | <b>2.855</b> | <b>2.898</b> | <b>(42)</b> | <b>-1,5%</b> |
| Depreciação e Amortização              | 571          | 556          | 14           | 2,6%          | 1.137        | 1.096        | 41          | 3,7%         |
| Resultado Financeiro                   | 716          | 685          | 31           | 4,5%          | 1.532        | 1.236        | 296         | 23,9%        |
| Imposto de Renda / Contribuição Social | 450          | 566          | (115)        | -20,4%        | 1.178        | 1.355        | (176)       | -13,0%       |
| <b>EBITDA</b>                          | <b>2.837</b> | <b>3.054</b> | <b>(217)</b> | <b>-7,1%</b>  | <b>6.702</b> | <b>6.584</b> | <b>118</b>  | <b>1,8%</b>  |

## Resultado Financeiro

| R\$ Milhões                 | 2T24         | 2T23         | Δ R\$       | Δ %         | 1S24           | 1S23           | Δ R\$        | Δ %          |
|-----------------------------|--------------|--------------|-------------|-------------|----------------|----------------|--------------|--------------|
| Receitas                    | 378          | 490          | (112)       | -22,9%      | 795            | 1.020          | (225)        | -22,1%       |
| Despesas                    | (1.094)      | (1.176)      | 81          | -6,9%       | (2.327)        | (2.256)        | (71)         | 3,1%         |
| <b>Resultado Financeiro</b> | <b>(716)</b> | <b>(685)</b> | <b>(31)</b> | <b>4,5%</b> | <b>(1.532)</b> | <b>(1.236)</b> | <b>(296)</b> | <b>23,9%</b> |

## Análise Gerencial

| R\$ Milhões  | 2T24         | 2T23         | Δ R\$       | Δ %         | 1S24           | 1S23           | Δ R\$        | Δ %          |
|--|--------------|--------------|-------------|-------------|----------------|----------------|--------------|--------------|
| Despesas com a dívida líquida                      | (758)        | (769)        | 11          | -1,4%       | (1.488)        | (1.605)        | 117          | -7,3%        |
| Acréscimos e multas moratórias                     | 100          | 100          | (1)         | -0,7%       | 219            | 184            | 35           | 18,9%        |
| Marcação a mercado                                 | (12)         | (13)         | 1           | -6,3%       | (148)          | 75             | (223)        | -            |
| Atualização do ativo e passivo financeiro setorial | (13)         | (14)         | 1           | -8,0%       | (79)           | 67             | (146)        | -            |
| Outras receitas e despesas                         | (33)         | 10           | (43)        | -           | (35)           | 42             | (78)         | -            |
| <b>Resultado Financeiro</b>                        | <b>(716)</b> | <b>(685)</b> | <b>(31)</b> | <b>4,5%</b> | <b>(1.532)</b> | <b>(1.236)</b> | <b>(296)</b> | <b>23,9%</b> |

As **despesas financeiras líquidas** aumentaram no trimestre por conta principalmente de maior atualização de contingências.

No acumulado foram reflexo principalmente da **Marcação a mercado**, devido à redução da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado, em comparação ao que era praticado no início de 2023 e a **Atualização do ativo e passivo financeiro setorial** justificada principalmente pelo registro de saldo atualizável ativo em 2023 e passivo em 2024. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução das **despesas com a dívida líquida**, reflexo principalmente da queda do CDI no período.

## Lucro Líquido

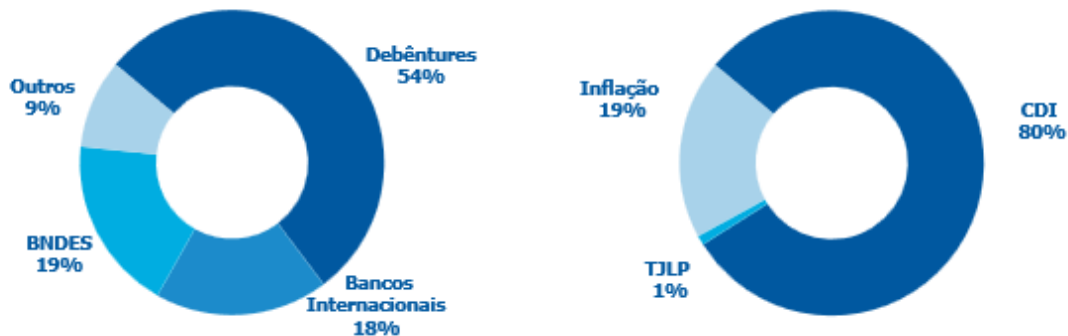
A redução de 11,8% reflete o menor **EBITDA** do trimestre, decorrente do pior desempenho de todos os segmentos e de um aumento nas **despesas financeiras líquidas**. O melhor resultado do segmento de Distribuição compensa parcialmente este movimento no acumulado.

## 1.2) Endividamento

### 1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS

| R\$ Milhões                                 | 2T24          | 2T23          | Δ R\$        | Δ %          |
|---|---------------|---------------|--------------|--------------|
| Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> ) | 29.924        | 28.111        | (1.814)      | 6,5%         |
| Disponibilidades                            | (3.943)       | (5.276)       | (1.332)      | -25,3%       |
| <b>Dívida Líquida</b>                       | <b>25.981</b> | <b>22.835</b> | <b>3.146</b> | <b>13,8%</b> |
| Custo da Dívida                             | 10,9%         | 13,0%         | -            | -16,0%       |

## Breakdown por Fonte e por Indexação | Pós-Hedge

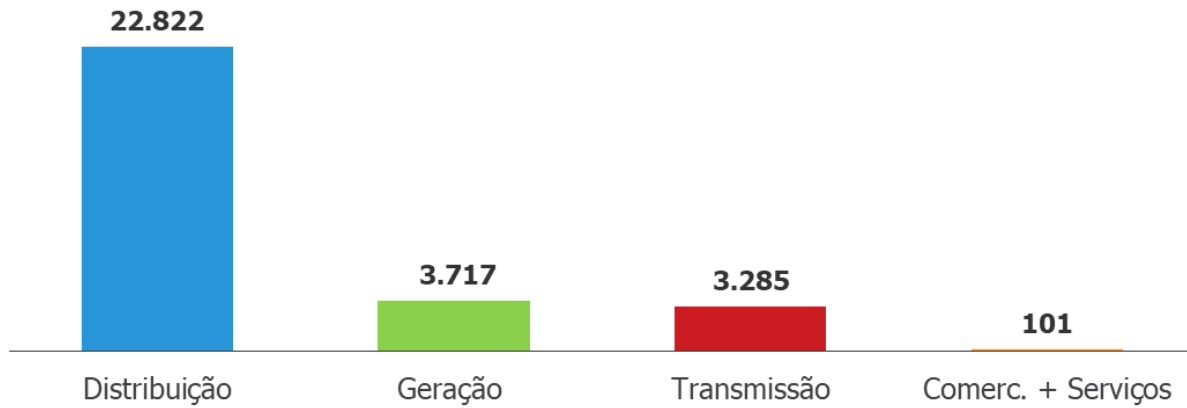


Para mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado, cerca de R\$ 5,6 bilhões em

dívida possuem operações de *hedge*.

Visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato, para as dívidas em moeda estrangeira (18,43% do total das dívidas em IFRS) foram contratadas operações de *swap*.

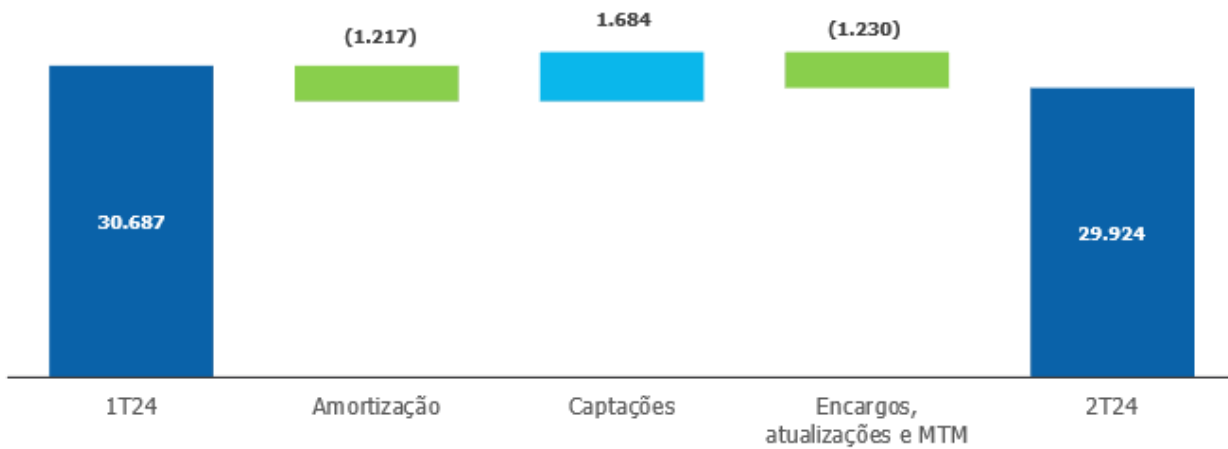
### Dívida por Segmento – IFRS | R\$ Milhões



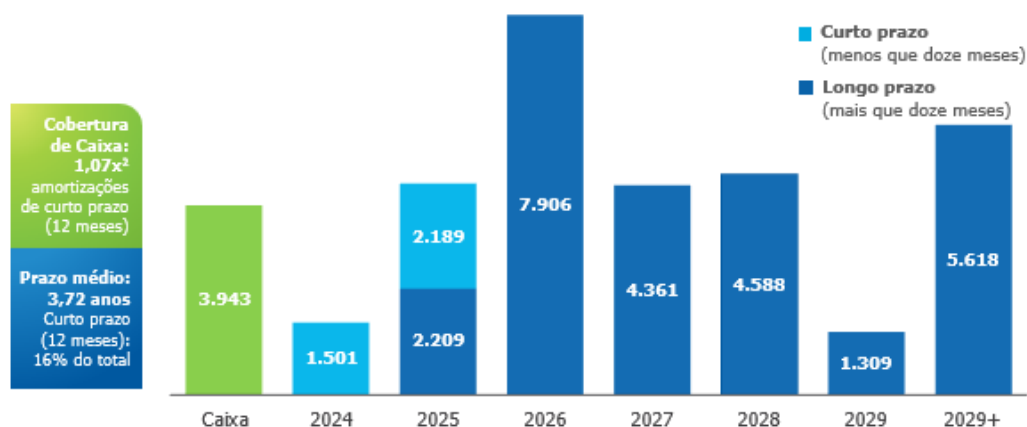
Notas:

- (1) O segmento de Geração considera CPFL Renováveis, CPFL Geração, Ceran e Enercan; o segmento de Serviços considera a CPFL Serviços;
- (2) Considera o principal da dívida, juros, derivativos e os mútuos com a SGBP.

### Evolução do Saldo da Dívida – IFRS | Junho de 2024



## Cronograma de Amortização da Dívida<sup>1</sup> – IFRS | Junho de 2024



Notas:

(1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos. Para se chegar ao total da dívida financeira de R\$ 29.924 milhões, faz-se a inclusão dos encargos, do efeito de Marcação a Mercado (MTM), do custo de captação e do mútuo;

(2) Caixa está considerando o saldo de TVM de R\$ 946 mil.

### 1.2.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

| R\$ Milhões  | 2T24          | 2T23          | Δ R\$        | Δ %          |
|--|---------------|---------------|--------------|--------------|
| Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> ) <sup>1</sup> | 30.295        | 28.596        | 1.699        | 5,9%         |
| (-) Disponibilidades <sup>2</sup>                        | (4.046)       | (5.403)       | 1.357        | -25,1%       |
| <b>(=) Dívida Líquida</b>                                | <b>26.250</b> | <b>23.193</b> | <b>3.056</b> | <b>13,2%</b> |
| EBITDA <i>Proforma</i> <sup>3</sup>                      | 13.038        | 13.462        | (424)        | -3,2%        |
| <b>Dívida Líquida / EBITDA</b>                           | <b>2,01</b>   | <b>1,72</b>   | <b>-</b>     | <b>16,9%</b> |

Notas:

(1) Considera a consolidação proporcional dos ativos de Geração e da CPFL Transmissão, além do mútuo com a SGBP;

(2) Inclui Títulos e Valores Mobiliários (TVM);

(3) EBITDA *Pro forma* no critério de apuração dos *covenants* financeiros, ajustado de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de 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                     | 2T24         | 2T23         | Δ R\$      | Δ %          | 1S24         | 1S23         | Δ R\$      | Δ %         |
|---------------------------------|--------------|--------------|------------|--------------|--------------|--------------|------------|-------------|
| Distribuição                    | 1.079        | 928          | 151        | 16,3%        | 1.998        | 1.806        | 193        | 10,7%       |
| Geração                         | 99           | 75           | 24         | 31,7%        | 149          | 159          | (11)       | -6,7%       |
| Transmissão <sup>1</sup>        | 153          | 184          | (31)       | -16,7%       | 257          | 296          | (39)       | -13,2%      |
| Comercialização                 | 1            | 1            | (0)        | -22,0%       | 2            | 1            | 1          | 51,2%       |
| Serviços e Outros <sup>2</sup>  | 22           | 13           | 9          | 64,9%        | 41           | 20           | 21         | 103,9%      |
| <b>Investimentos Realizados</b> | <b>1.353</b> | <b>1.201</b> | <b>153</b> | <b>12,7%</b> | <b>2.447</b> | <b>2.283</b> | <b>164</b> | <b>7,2%</b> |

Notas:

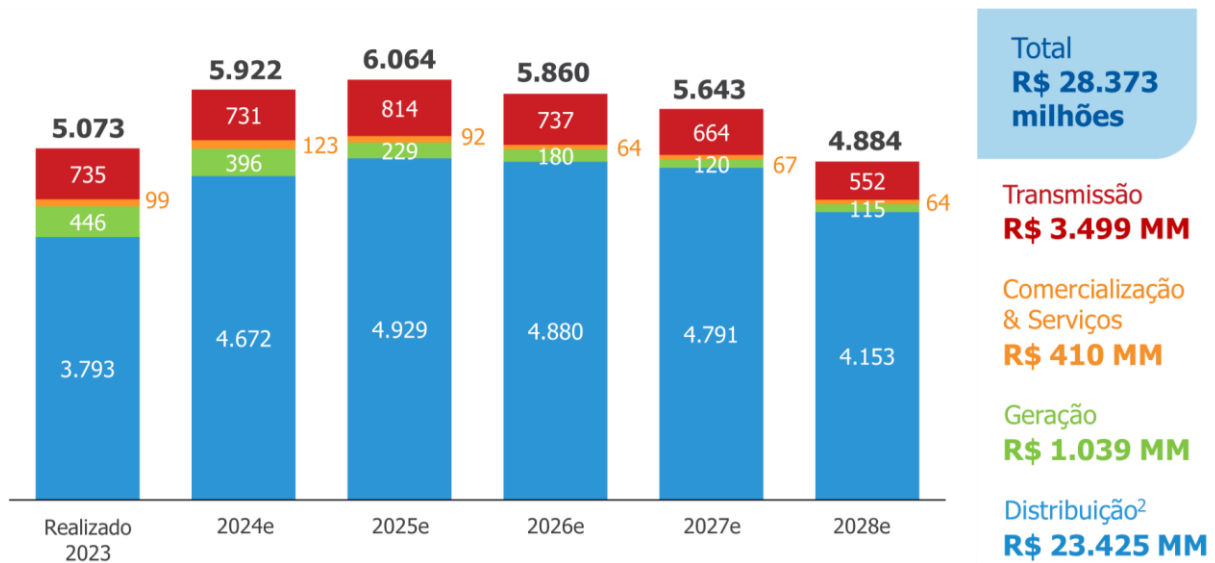
(1) Transmissoras não possuem ativos imobilizados, assim, considera-se a adição de ativos contratuais;

(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 principalmente à realização no segmento de Distribuição, com foco em obras de atendimento a clientes e plano de expansão do sistema elétrico, somado à manutenção e modernização da rede. Além disso, temos o aumento no segmento de Geração, com destaque para a construção da PCH Cherobim, bem como a manutenção de usinas e parques.

### 1.3.2) Investimentos Previstos

Em 14 de dezembro de 2023, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para as Projeções Plurianuais 2024-2028<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 quatro pilares que sustentam a maneira como conduzimos nossos negócios e executamos nossa estratégia: Soluções renováveis e inteligentes, Operações sustentáveis, Valor compartilhado com a sociedade e Atuação segura e confiável.



Dentro dos pilares, assumimos 23 compromissos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODSs) das Nações Unidas. Os compromissos estão disponíveis no [site de RI](#) da CPFL Energia.



## 2.2) Principais Indicadores

Abaixo listamos alguns indicadores alinhados ao Plano ESG 2030:

| Soluções Renováveis e Inteligentes |   |         |        |        |        |        |        |        |
|------------------------------------|---|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Tema                               | Indicador   | Unidade | 2T24   | 2T23   | Δ %    | 1S24   | 1S23   | Δ %    |
| Energia renovável                  | Energia gerada por fontes renováveis  | GWh     | 3.889  | 2.584  | 50,5%  | 7.854  | 5.108  | 53,7%  |
|                                    | ↳ UHEs (hidrelétricas)  | GWh     | 2.447  | 1.074  | 127,8% | 5.140  | 2.135  | 140,7% |
|                                    | ↳ PCHs e CGHs   | GWh     | 418    | 452    | -7,6%  | 981    | 990    | -0,9%  |
|                                    | ↳ Solar   | GWh     | 0,2    | 0,3    | -17,1% | 0,5    | 0,6    | -15,3% |
|                                    | ↳ Eólica  | GWh     | 664    | 748    | -11,2% | 1.299  | 1.597  | -18,7% |
|                                    | ↳ Biomassa  | GWh     | 360    | 310    | 16,3%  | 434    | 385    | 12,6%  |
| Smart Grid                         | Religadores automáticos instalados  | unidade | 18.728 | 17.168 | 9,1%   | 18.728 | 17.168 | 9,1%   |
|                                    | Carga de energia telemedida   | %       | 56,4%  | 58,1%  | -2,9%  | 55,3%  | 57,0%  | -3,0%  |
| Inovação                           | Investimento em inovação   P&D ANEEL  | R\$ MM  | 13,6   | 14,8   | -7,5%  | 22,7   | 22,2   | 2,0%   |
| Descarbonização                    | Projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável | unidade | 53     | 67     | -20,9% | 53     | 67     | -20,9% |
|                                    | Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia                                    | R\$ MM  | 0,2    | 2,2    | -91,9% | 1,5    | 3,2    | -53,7% |

| Operações Sustentáveis |  |                    |        |        |        |        |        |        |
|------------------------|--|--------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Tema                   | Indicador  | Unidade            | 2T24   | 2T23   | Δ %    | 1S24   | 1S23   | Δ %    |
| Economia circular      | Transformadores reformados                             | unidade            | 2.464  | 3.413  | -27,8% | 4.984  | 6.505  | -23,4% |
|                        | Alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa | toneladas          | 23.584 | 13.232 | 78,2%  | 46.463 | 28.144 | 65,1%  |
| Ecoeficiência          | Consumo de água   prédios administrativos              | mil m <sup>3</sup> | 10     | 18     | -47,0% | 19     | 34     | -42,9% |
|                        | Consumo de energia   prédios administrativos           | MWh                | 2.612  | 9.337  | -72,0% | 5.432  | 18.046 | -69,9% |

| Valor Compartilhado com a Sociedade   |  |                |       |       |        |       |         |        |
|---------------------------------------|--|----------------|-------|-------|--------|-------|---------|--------|
| Tema                                  | Indicador  | Unidade        | 2T24  | 2T23  | Δ %    | 1S24  | 1S23    | Δ %    |
| Digitalização                         | Atendimentos digitais  | %              | 90,0% | 91,0% | -1,1%  | 90,1% | 91,0%   | -1,0%  |
|                                       | Pagamento de faturas por meio digital  | %              | 75,6% | 71,7% | 5,4%   | 74,9% | 71,2%   | 5,2%   |
|                                       | Contas digitais  | MM de unidades | 4,8   | 4,5   | 4,9%   | 4,8   | 4,5     | 4,9%   |
| Comunidade                            | Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos   CPFL e RGE nos Hospitais  | R\$ milhões    | 7,5   | 20,0  | -62,5% | 11,2  | 36,7    | -69,5% |
|                                       | Investimento em projetos socioambientais em comunidades   Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente | R\$ milhões    | 9,4   | 28,8  | -67,3% | 13,7  | 42,9    | -68,0% |
|                                       | Pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL   | mil            | 365,4 | 886,1 | -58,8% | 518,6 | 1.191,0 | -56,5% |
|                                       | Unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética   PEE ANEEL  | mil            | 0,5   | 2,3   | -78,3% | 0,5   | 4,7     | -89,4% |
| Desenvolvimento de pessoas e inclusão | Horas de treinamento <sup>1</sup>  | mil            | 143,1 | 210,4 | -32,0% | 227,6 | 304,9   | -25,4% |
| Diversidade <sup>2</sup>              | Negros na companhia  | %              | 35,0% | 28,0% | 25,2%  | 35,0% | 28,0%   | 25,2%  |
|                                       | Mulheres na companhia  | %              | 21,0% | 20,0% | 5,0%   | 21,0% | 20,0%   | 5,0%   |
|                                       | PcD na companhia   | %              | 4,0%  | 4,0%  | 0,0%   | 4,0%  | 4,0%    | 0,0%   |
|                                       | Grupos Minoritários em cargos de liderança   | %              | 38,0% | -     | -      | 38,0% | -       | -      |
| Compras sustentáveis                  | Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade   | %              | 89,0% | 90,0% | -1,1%  | 89,0% | 90,0%   | -1,1%  |

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

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



## Atuação Segura e Confiável

| Tema              | Indicador   | Unidade                                     | 2T24 | 2T23  | Δ %    | 1S24 | 1S23  | Δ %    |
|-------------------|---|---|------|-------|--------|------|-------|--------|
| Saúde e Segurança | Taxa de frequência de acidentes   Próprios              | nº feridos *1MM/HH trabalhadas <sup>1</sup> | 0,7  | 0,6   | 22,4%  | 0,7  | 0,6   | 28,8%  |
|                   | Taxa de frequência de acidentes   Terceiros             | nº feridos *1MM/HH trabalhadas <sup>1</sup> | 2,0  | 2,6   | -25,6% | 7,2  | 2,8   | 158,0% |
|                   | Acidentes fatais com a população                        | unidade                                     | 1,0  | 0,0   | -      | 3,0  | 4,0   | -25,0% |
| Ética             | Colaboradores treinados em Ética e Integridade          | %   | 99%  | 96,0% | 3,1%   | 99%  | 96,0% | 3,1%   |
| Transparência     | Conselheiros Independentes no Conselho de Administração | unidade                                     | 2    | 2     | -      | 2    | 2     | -      |
|                   | Mulheres no Conselho de Administração                   | unidade                                     | 2    | 1     | 100,0% | 2    | 1     | 100,0% |

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

Índice

CPFL Energia

Distribuição

Geração

Transmissão

Comercialização e Serviços

Anexos





### 3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS

#### 3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO

##### 3.1.1) Desempenho Operacional

###### 3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas | Área de Concessão

| GWh                            | 2T24          | 2T23          | Δ GWh        | Δ %         | Part.         | 1S24          | 1S23          | Δ GWh        | Δ %         | Part.         |
|--------------------------------|---------------|---------------|--------------|-------------|---------------|---------------|---------------|--------------|-------------|---------------|
| Mercado Cativo                 | 9.776         | 9.355         | 421          | 4,5%        | 55,1%         | 21.221        | 20.340        | 880          | 4,3%        | 57,1%         |
| Cliente Livre                  | 7.962         | 7.179         | 783          | 10,9%       | 44,9%         | 15.937        | 14.673        | 1.264        | 8,6%        | 42,9%         |
| <b>Carga Líquida de Perdas</b> | <b>17.738</b> | <b>16.533</b> | <b>1.205</b> | <b>7,3%</b> | <b>100,0%</b> | <b>37.157</b> | <b>35.013</b> | <b>2.144</b> | <b>6,1%</b> | <b>100,0%</b> |

###### 3.1.1.2) Venda de Energia | Área de Concessão

| GWh                     | 2T24          | 2T23          | Δ GWh        | Δ %         | Part.         | 1S24          | 1S23          | Δ GWh        | Δ %         | Part.         |
|-------------------------|---------------|---------------|--------------|-------------|---------------|---------------|---------------|--------------|-------------|---------------|
| Residencial             | 5.733         | 5.156         | 576          | 11,2%       | 31,4%         | 12.022        | 10.801        | 1.221        | 11,3%       | 32,6%         |
| Industrial              | 6.690         | 6.589         | 102          | 1,5%        | 36,6%         | 12.969        | 12.730        | 239          | 1,9%        | 35,2%         |
| Comercial               | 3.253         | 2.931         | 322          | 11,0%       | 17,8%         | 6.592         | 5.967         | 625          | 10,5%       | 17,9%         |
| Rural                   | 688           | 629           | 59           | 9,4%        | 3,8%          | 1.502         | 1.490         | 12           | 0,8%        | 4,1%          |
| Outros                  | 1.907         | 1.911         | (4)          | -0,2%       | 10,4%         | 3.811         | 3.918         | (106)        | -2,7%       | 10,3%         |
| <b>Venda de Energia</b> | <b>18.271</b> | <b>17.216</b> | <b>1.055</b> | <b>6,1%</b> | <b>100,0%</b> | <b>36.896</b> | <b>34.906</b> | <b>1.990</b> | <b>5,7%</b> | <b>100,0%</b> |
| <b>Cativo</b>           |               |               |              |             |               |               |               |              |             |               |
| Residencial             | 5.733         | 5.156         | 576          | 11,2%       | 56,2%         | 12.021        | 10.801        | 1.220        | 11,3%       | 56,5%         |
| Industrial              | 751           | 907           | (156)        | -17,2%      | 7,4%          | 1.522         | 1.796         | (274)        | -15,3%      | 7,2%          |
| Comercial               | 1.763         | 1.749         | 14           | 0,8%        | 17,3%         | 3.645         | 3.618         | 27           | 0,8%        | 17,1%         |
| Rural                   | 621           | 578           | 43           | 7,5%        | 6,1%          | 1.379         | 1.399         | (20)         | -1,4%       | 6,5%          |
| Outros                  | 1.338         | 1.364         | (26)         | -1,9%       | 13,1%         | 2.693         | 2.745         | (51)         | -1,9%       | 12,7%         |
| <b>Total Cativo</b>     | <b>10.207</b> | <b>9.755</b>  | <b>452</b>   | <b>4,6%</b> | <b>100,0%</b> | <b>21.261</b> | <b>20.359</b> | <b>902</b>   | <b>4,4%</b> | <b>100,0%</b> |
| <b>TUSD</b>             |               |               |              |             |               |               |               |              |             |               |
| Residencial             | 0             | 0             | 0            | 0,0%        | 0,0%          | 1             | 0             | 1            | 0,0%        | 0,0%          |
| Industrial              | 5.939         | 5.682         | 257          | 4,5%        | 73,6%         | 11.447        | 10.934        | 513          | 4,7%        | 73,2%         |
| Comercial               | 1.490         | 1.182         | 308          | 26,1%       | 18,5%         | 2.946         | 2.349         | 598          | 25,4%       | 18,8%         |
| Rural                   | 67            | 51            | 16           | 30,4%       | 0,8%          | 123           | 91            | 32           | 34,7%       | 0,8%          |
| Outros                  | 569           | 547           | 22           | 4,0%        | 7,1%          | 1.118         | 1.173         | (55)         | -4,7%       | 7,2%          |
| <b>Total TUSD</b>       | <b>8.064</b>  | <b>7.461</b>  | <b>603</b>   | <b>8,1%</b> | <b>100,0%</b> | <b>15.636</b> | <b>14.547</b> | <b>1.088</b> | <b>7,5%</b> | <b>100,0%</b> |

Destacam-se no trimestre:

- Classe Residencial:** crescimento de 11,2%, principalmente em função da maior necessidade de resfriamento, gerado pelo aumento de temperatura no estado de São Paulo. O resultado foi favorecido ainda pelo efeito positivo da massa de renda e do nível de emprego. Em contrapartida, o incremento de geração distribuída (GD) gerou impacto negativo na classe;
- Classe Industrial:** crescimento de 1,5%, refletindo o resultado positivo nos 4 setores de maior relevância na área de concessão, sendo eles: alimentos, químico, borracha & plástico e veículos, somado ainda aos avanços nos setores de produtos metálicos e papel & celulose. A alta foi parcialmente compensada pelas inundações na área de concessão da RGE, conforme detalhado no item 3.1.1.3;
- Classe Comercial:** crescimento de 11,0%, deve-se sobretudo ao aumento de temperatura, que elevou a demanda por refrigeração nos estabelecimentos, combinado à redução da taxa de desemprego e ao aumento da massa de renda. Com isso, observamos aumento no

consumo das 10 atividades mais relevantes na área de concessão, com destaque para o varejo, que vem apresentando índices positivos na pesquisa nacional do comércio. Ademais, houve impacto positivo referente ao crescimento vegetativo das unidades consumidoras. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo incremento de geração distribuída (GD);

- Classe Rural:** crescimento de 9,4%, explicado principalmente pela baixa pluviometria registrada no Sudeste, efeito que contribuiu para o emprego de irrigação nas concessionárias localizadas no estado de São Paulo. Esse desempenho foi parcialmente compensado pelo incremento de GD observado em toda a área de concessão. Além disso, houve a prorrogação de prazo para a revisão cadastral de consumidores rurais com atividades que envolvem irrigação, decisão que alterou artigos da Resolução Normativa Nº 1.000/2021, resultando em realocação de clientes para outras classes;
- Classe Outros:** redução de 0,2%, relacionada sobretudo à migração de permissionárias para a Rede Básica, especificamente na RGE, além do incremento de geração distribuída (GD). Esse resultado foi parcialmente compensado pelo efeito positivo de temperatura.

De forma geral, os mesmos efeitos também afetaram o resultado acumulado.

### 3.1.1.3) Venda de Energia | RGE

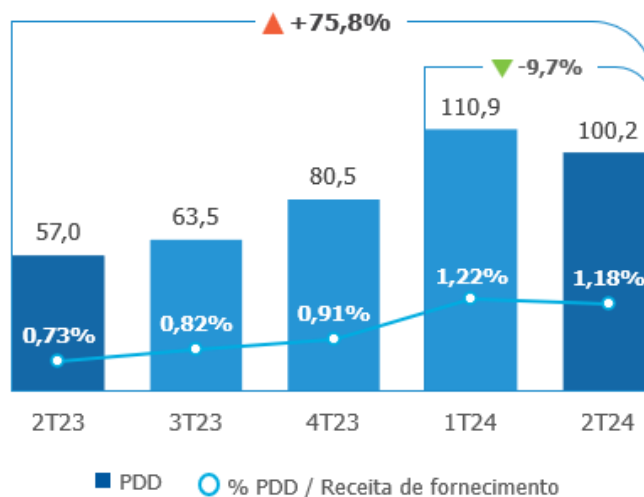
| GWh          | 2T24         | 2T23         | Δ GWh       | Δ %          | Part.         | 1S24         | 1S23         | Δ GWh        | Δ %          | Part.         |
|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| Residencial  | 1.485        | 1.400        | 85          | 6,0%         | 32,0%         | 3.181        | 3.054        | 127          | 4,1%         | 33,2%         |
| Industrial   | 1.655        | 1.711        | (57)        | -3,3%        | 35,6%         | 3.170        | 3.238        | (68)         | -2,1%        | 33,1%         |
| Comercial    | 655          | 620          | 34          | 5,5%         | 14,1%         | 1.348        | 1.298        | 49           | 3,8%         | 14,1%         |
| Rural        | 303          | 325          | (22)        | -6,8%        | 6,5%          | 760          | 893          | (132)        | -14,8%       | 7,9%          |
| Outros       | 548          | 614          | (66)        | -10,8%       | 11,8%         | 1.131        | 1.287        | (157)        | -12,2%       | 11,8%         |
| <b>Total</b> | <b>4.645</b> | <b>4.671</b> | <b>(26)</b> | <b>-0,6%</b> | <b>100,0%</b> | <b>9.590</b> | <b>9.770</b> | <b>(181)</b> | <b>-1,8%</b> | <b>100,0%</b> |

Neste trimestre, observamos uma redução na RGE, refletindo as severas inundações que acometeram o estado do Rio Grande do Sul, como consequência da intensificação de diversos fatores climáticos que resultaram em impactos sociais, ambientais e econômicos. A classe mais afetada, em GWh, foi a industrial, apresentando queda em 8 dos 10 setores mais relevantes na área de concessão. Além disso, registramos queda nas classes Rural e nos Outros (Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Permissionárias).

### 3.1.1.4) Inadimplência

A PDD apresentou um aumento de R\$ 43 milhões em relação ao mesmo período de 2023 e uma redução de R\$ 11 milhões em relação ao 1T24. Com isso, o índice de PDD/Receita bruta de fornecimento alcançou 1,18% no trimestre, mantendo-se acima do patamar da média histórica.

Esse resultado deve-se principalmente às altas temperaturas, que elevaram o ticket médio das faturas dos clientes, bem como a inadimplência de curto prazo, gerando impacto especialmente nos clientes do Grupo B.

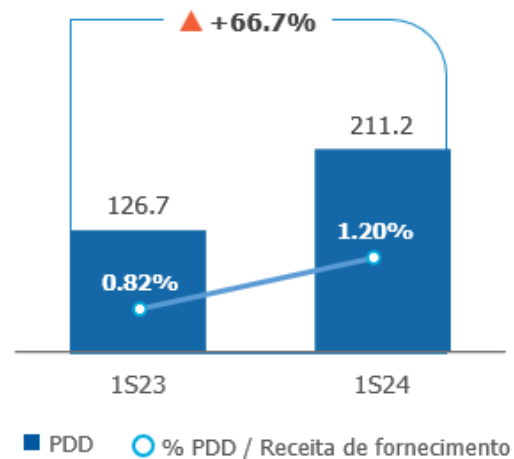


Outro fator relevante a ser considerado diz respeito à redução no número de cortes que ocorreu a partir do 4T23, em função da priorização no atendimento de emergências, devido às tempestades ocorridas ao final de 2023 no estado de São Paulo. Somado a isso, as enchentes que acometeram o estado do Rio Grande do Sul em maio de 2024 impossibilitaram a execução de cortes, em virtude da severidade do evento e, em seguida, por força da Resolução Normativa nº 1.092/2024 da ANEEL, que proibiu a suspensão do fornecimento por inadimplência nos municípios atingidos. Nesse cenário, encerramos o trimestre com a realização de 592 mil cortes, sendo um aumento de 12,3% em relação ao 1T24, e uma queda de 8,8% se comparado ao mesmo período de 2023.

Esses mesmos efeitos impactaram o resultado acumulado, em que registramos um aumento de R\$ 85 milhões na PDD.

Em relação ao percentual de PDD/Receita de fornecimento, fechamos o indicador em 1,20%, também acima do patamar histórico.

A CPFL vem utilizando a inteligência nos processos como forma de controlar os indicadores de inadimplência, melhorando e automatizando processos de cobrança, além de requalificar os nossos modelos na busca por abordagens mais eficazes diante das mudanças no comportamento do cliente.



### 3.1.1.5) Perdas

| Acumulado 12 Meses <sup>1</sup> | Jun-23 | Set-23 | Dez-23 | Mar-24 | Jun-24 | ANEEL <sup>2</sup> |
|---------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------------------|
| CPFL Energia                    | 8,19%  | 8,64%  | 8,76%  | 8,84%  | 8,92%  | <b>7,91%</b>       |
| CPFL Paulista                   | 8,48%  | 9,10%  | 9,14%  | 9,20%  | 9,21%  | <b>8,00%</b>       |
| CPFL Piratininga                | 7,39%  | 7,65%  | 7,75%  | 7,90%  | 7,59%  | <b>5,97%</b>       |
| RGE                             | 8,38%  | 8,73%  | 9,03%  | 9,18%  | 9,80%  | <b>9,16%</b>       |
| CPFL Santa Cruz                 | 7,27%  | 7,62%  | 7,75%  | 7,58%  | 7,33%  | <b>8,50%</b>       |

Notas:

(1) De acordo com os critérios definidos pela Agência Reguladora (ANEEL), exceto pela não consideração dos efeitos de geração distribuída (GD). Para a CPFL Piratininga e RGE, clientes de alta tensão (A1) são expurgados da conta;

(2) Limite ANEEL referente a 30/06/2024, considerando a prorrogação do reajuste tarifário (RTA) da RGE pela ANEEL. Para maiores informações [clique aqui](#).

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia no período apresentou um aumento de 0,73 p.p., na comparação com o ano anterior, principalmente em decorrência do aumento da carga, gerado pelas altas temperaturas observadas nas concessionárias localizadas no estado de São Paulo. Desconsiderando o efeito do calendário de faturamento em ambos os períodos, o crescimento de perdas seria de 0,84 p.p. (8,06% em jun/23 vs. 8,90% em jun/24).

As principais realizações no combate às perdas foram:

- (i) Blindagem das fronteiras elétricas e subestações internas;
- (ii) Mapeamento das perdas de energia por meio de microbalanços;
- (iii) Realização de 82,5 mil inspeções em unidades consumidoras;
- (iv) Substituição de mais de 37,4 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos

- equipamentos eletrônicos;
- (v) Visita a 25,1 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;
  - (vi) Regularização de 15,1 mil unidades consumidoras, com avanço de consumo e sem contrato;
  - (vii) Regularização de 360 unidades consumidoras clandestinas, tendo em sua maioria, necessidade de obras de construção de rede da CPFL Energia;
  - (viii) Disciplina de mercado através da publicação de 139 notícias relacionadas aos operativos de combate à fraude e furtos pela CPFL.

### 3.1.1.6) DEC e FEC

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

No consolidado das distribuidoras, os valores anualizados em jun/24 para o FEC se mantiveram em linha em relação ao mesmo período de 2023, enquanto para o DEC, observamos um aumento, principalmente devido ao impacto dos temporais ocorridos ao final de 2023 em toda a área de concessão, somado ainda ao evento climático ocorrido no Rio Grande do Sul, entre maio e junho de 2024.

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

| DEC Horas        | 2T24 | 2T23 | Δ %   | ANEEL <sup>1</sup> |
|------------------|------|------|-------|--------------------|
| CPFL Energia     | 6,22 | 5,94 | 4,7%  | n.d                |
| CPFL Paulista    | 5,13 | 4,90 | 4,7%  | <b>6,41</b>        |
| CPFL Piratininga | 4,65 | 4,47 | 4,0%  | <b>6,04</b>        |
| RGE              | 9,13 | 8,77 | 4,1%  | <b>10,50</b>       |
| CPFL Santa Cruz  | 5,31 | 4,20 | 26,4% | <b>7,35</b>        |

| FEC Interrupções | 2T24 | 2T23 | Δ %   | ANEEL <sup>1</sup> |
|------------------|------|------|-------|--------------------|
| CPFL Energia     | 3,51 | 3,51 | 0,0%  | n.d                |
| CPFL Paulista    | 3,24 | 3,30 | -1,8% | <b>5,09</b>        |
| CPFL Piratininga | 3,12 | 3,24 | -3,7% | <b>4,98</b>        |
| RGE              | 4,23 | 4,13 | 2,4%  | <b>7,19</b>        |
| CPFL Santa Cruz  | 3,36 | 2,77 | 21,3% | <b>6,11</b>        |

Nota: (1) Limite ANEEL referente a 2024.

### 3.1.2) Eventos Tarifários

| Descrição                                   | RTAs <sup>1</sup> |               | RTPs <sup>1</sup> |                  |
|---|-------------------|---------------|-------------------|------------------|
|   | CPFL Santa Cruz   | CPFL Paulista | RGE <sup>3</sup>  | CPFL Piratininga |
| <b>Resolução Homologatória</b>              | <b>3.311</b>      | <b>3.314</b>  | <b>3.206</b>      | <b>3.277</b>     |
| <b>Reajuste</b>                             | <b>7,02%</b>      | <b>3,91%</b>  | <b>1,67%</b>      | <b>-0,73%</b>    |
| Parcela A                                   | 6,72%             | 3,96%         | 6,79%             | 1,97%            |
| Parcela B                                   | 1,50%             | -1,93%        | 0,43%             | -1,08%           |
| Componentes Financeiros                     | -1,20%            | 1,88%         | -5,55%            | -1,62%           |
| <b>Efeito para o consumidor<sup>2</sup></b> | <b>5,63%</b>      | <b>1,46%</b>  | <b>1,10%</b>      | <b>-4,37%</b>    |
| Data de entrada em vigor                    | 22/03/2024        | 08/04/2024    | 19/06/2023        | 23/10/2023       |

Notas:

- (1) Os RTAs correspondem aos Reajustes Tarifários Anuais, enquanto as RTPs correspondem às Revisões Tarifárias Periódicas;
- (2) O efeito para o consumidor também é impactado pelo componente financeiro retirado na última revisão ou reajuste tarifário;
- (3) Em decorrência dos eventos climáticos severos ocorridos em maio de 2024 no Rio Grande do Sul, a RGE solicitou à ANEEL a prorrogação do seu reajuste tarifário (RTA) por dois meses, até 18/08/2024. Para maiores informações [clique aqui](#).

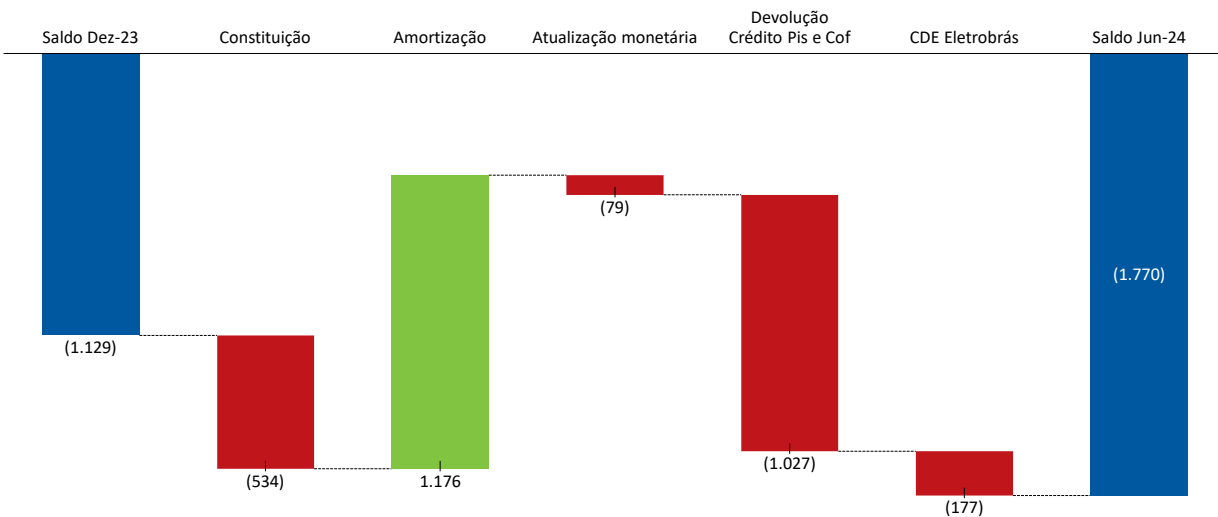
### 3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

| R\$ Milhões   | 2T24         | 2T23         | Δ R\$        | Δ %           | 1S24          | 1S23          | Δ R\$       | Δ %          |
|---|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|-------------|--------------|
| Receita Operacional Bruta                               | 12.333       | 11.785       | 547          | 4,6%          | 25.512        | 23.318        | 2.193       | 9,4%         |
| Receita Operacional Líquida                             | 8.029        | 7.774        | 255          | 3,3%          | 16.641        | 15.989        | 652         | 4,1%         |
| <b>Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)</b> | <b>7.010</b> | <b>6.798</b> | <b>212</b>   | <b>3,1%</b>   | <b>14.724</b> | <b>14.180</b> | <b>544</b>  | <b>3,8%</b>  |
| Custo com Energia Elétrica                              | (4.296)      | (4.092)      | (204)        | 5,0%          | (8.594)       | (8.305)       | (288)       | 3,5%         |
| PMSO, Previdência e PDD                                 | (1.024)      | (902)        | (123)        | 13,6%         | (1.904)       | (1.743)       | (161)       | 9,2%         |
| Custos com construção de infraestrutura                 | (1.019)      | (976)        | (43)         | 4,4%          | (1.917)       | (1.810)       | (107)       | 5,9%         |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>                               | <b>1.690</b> | <b>1.804</b> | <b>(115)</b> | <b>-6,3%</b>  | <b>4.226</b>  | <b>4.131</b>  | <b>95</b>   | <b>2,3%</b>  |
| Depreciação e Amortização                               | (311)        | (292)        | (19)         | 6,6%          | (614)         | (578)         | (36)        | 6,3%         |
| Resultado Financeiro                                    | (534)        | (462)        | (72)         | 15,6%         | (1.126)       | (807)         | (319)       | 39,5%        |
| <i>Receitas Financeiras</i>                             | 309          | 390          | (81)         | -20,6%        | 664           | 842           | (178)       | -21,1%       |
| <i>Despesas Financeiras</i>                             | (844)        | (852)        | 8            | -1,0%         | (1.791)       | (1.650)       | (141)       | 8,6%         |
| Lucro Antes da Tributação                               | 845          | 1.051        | (206)        | -19,6%        | 2.486         | 2.746         | (261)       | -9,5%        |
| Imposto de Renda e Contribuição Social                  | (280)        | (348)        | 68           | -19,5%        | (763)         | (925)         | 162         | -17,5%       |
| <b>Lucro Líquido</b>                                    | <b>565</b>   | <b>703</b>   | <b>(138)</b> | <b>-19,6%</b> | <b>1.723</b>  | <b>1.821</b>  | <b>(98)</b> | <b>-5,4%</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 2024, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era negativo (passivo) em R\$ 1.770 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2023, houve uma variação de R\$ 642 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo se deu pela constituição líquida de um passivo de R\$ 534 milhões, principalmente nas linhas:

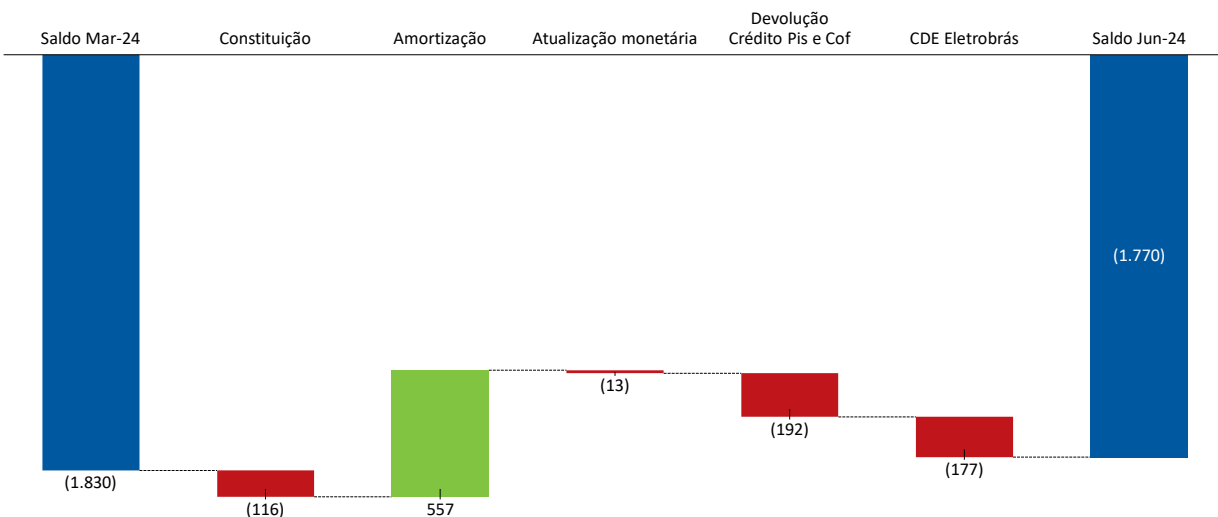
- (i) Custos com energia elétrica (R\$ 681 milhões);
- (ii) Repasse de Itaipu (R\$ 250 milhões);
- (iii) Neutralidade dos Encargos Setoriais (R\$ 137 milhões);

Parcialmente compensado por ativos constituídos nas linhas de:

- (iv) Rede Básica (R\$ 330 milhões);
- (v) Encargos setoriais (ESS/EER) (R\$ 102 milhões);
- (vi) CDE (R\$ 92 milhões);
- (vii) Demais itens (R\$ 10 milhões).

A amortização foi de R\$ 1.176 milhões no período e a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 79 milhões. Houve ainda, nesse período, a homologação da devolução para os consumidores do crédito de PIS/COFINS, no montante de R\$ 1.027 milhões. Além disso, houve o repasse de recursos da CDE da Eletrobrás, no montante de R\$ 177 milhões.

Para fins de análise, segue abaixo o gráfico que demonstra a movimentação dos saldos de ativo e passivo setorial, apenas no 2T24:



## Receita Operacional

| R\$ Milhões  | 2T24           | 2T23           | Δ R\$        | Δ %         | 1S24           | 1S23           | Δ R\$          | Δ %          |
|--|----------------|----------------|--------------|-------------|----------------|----------------|----------------|--------------|
| Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)           | 9.896          | 9.218          | 678          | 7,4%        | 20.908         | 18.764         | 2.144          | 11,4%        |
| Energia Elétrica de Curto Prazo                        | 64             | 174            | (111)        | -63,5%      | 99             | 250            | (152)          | -60,5%       |
| Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão   | 1.019          | 976            | 43           | 4,4%        | 1.917          | 1.810          | 107            | 5,9%         |
| Ativo e Passivo Financeiro Setorial                    | 441            | 465            | (24)         | -5,2%       | 642            | 435            | 207            | 47,7%        |
| Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários | 567            | 463            | 104          | 22,5%       | 1.091          | 952            | 138            | 14,5%        |
| Atualização do Ativo Financeiro da Concessão           | 200            | 333            | (133)        | -40,0%      | 584            | 830            | (246)          | -29,6%       |
| Outras Receitas e Rendas                               | 174            | 177            | (3)          | -1,8%       | 347            | 337            | 11             | 3,1%         |
| Multas DIC e FIC                                       | (29)           | (22)           | (7)          | 33,2%       | (76)           | (60)           | (16)           | 27,5%        |
| <b>Receita Operacional Bruta - Total</b>               | <b>12.333</b>  | <b>11.785</b>  | <b>547</b>   | <b>4,6%</b> | <b>25.512</b>  | <b>23.318</b>  | <b>2.193</b>   | <b>9,4%</b>  |
| ICMS   | (1.710)        | (1.546)        | (164)        | 10,6%       | (3.505)        | (2.506)        | (998)          | 39,8%        |
| PIS e COFINS   | (847)          | (803)          | (44)         | 5,5%        | (1.775)        | (1.645)        | (130)          | 7,9%         |
| Conta de Desenvolvimento Energético - CDE              | (1.529)        | (1.439)        | (90)         | 6,3%        | (3.088)        | (2.785)        | (303)          | 10,9%        |
| Programa de P&D e Eficiência Energética                | (68)           | (65)           | (4)          | 5,6%        | (142)          | (134)          | (8)            | 6,1%         |
| PROINFA  | (80)           | (84)           | 4            | -5,1%       | (160)          | (171)          | 11             | -6,5%        |
| Outros   | (69)           | (75)           | 6            | -8,1%       | (201)          | (87)           | (114)          | 131,6%       |
| <b>Deduções da Receita Operacional Bruta - Total</b>   | <b>(4.303)</b> | <b>(4.012)</b> | <b>(292)</b> | <b>7,3%</b> | <b>(8.871)</b> | <b>(7.329)</b> | <b>(1.542)</b> | <b>21,0%</b> |
| <b>Receita Operacional Líquida</b>                     | <b>8.029</b>   | <b>7.774</b>   | <b>255</b>   | <b>3,3%</b> | <b>16.641</b>  | <b>15.989</b>  | <b>652</b>     | <b>4,1%</b>  |

## Receita Operacional Bruta

O aumento na **Receita com Venda de Energia (cativo + clientes livres)**, tanto no trimestre quanto no acumulado, ocorreu principalmente em decorrência do aumento de respectivamente, 7,3% e 6,1% da carga na área de concessão, principalmente em função do aumento de temperatura. No acumulado, houve ainda o ganho da revisão tarifária da CPFL Paulista, que gerou ganho até março/24, sendo depois aplicado um reajuste tarifário negativo a partir de abril/24.

Por outro lado, houve uma queda na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, em função dos efeitos extraordinários relacionados aos laudos de avaliação das RTPs, que geraram ganho de R\$ 60 milhões no 2T23 e de R\$ 196 milhões no 1S23 (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo 1) e do impacto dos eventos climáticos do Rio Grande do Sul, que gerou uma baixa do ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 6 milhões. Expurgando esses efeitos, no trimestre, essa linha apresentaria uma redução de 24,6%, explicada pela redução do IPCA (1,56% no 2T23 e 1,00% no 2T24), parcialmente compensada pelo aumento de 16% na base de ativos. Já no acumulado, essa linha apresentaria uma redução de 6,9%, explicada pela redução do IPCA (3,59% no 1S23 e 2,84% no 1S24), parcialmente compensada pelo aumento de 17% na base de ativos.

No acumulado, os efeitos foram semelhantes aos do trimestre, mas vale destacar ainda as variações positivas na contabilização do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**, decorrentes principalmente da amortização de um passivo de R\$ 1.176 milhões e constituição líquida de um ativo de R\$ 534 milhões comparadas a constituição de um ativo de R\$ 3 milhões no 1S23 e amortização de um passivo de R\$ 432 milhões no 1S23.

## Deduções da Receita Operacional Bruta

As deduções da receita operacional bruta apresentaram aumento, devido principalmente: (i) ao aumento nos impostos (ICMS e PIS/Cofins); e (ii) ao aumento na CDE, decorrente da inclusão da CDE Escassez Hídrica e da CDE GD, na RGE (em jun/23) e na CPFL Piratininga (out/23), parcialmente compensada pela redução da quota CDE Covid.

Os mesmos efeitos também afetaram o resultado acumulado.

## Custo com Energia Elétrica

| R\$ Milhões                                       | 2T24         | 2T23         | Δ R\$      | Δ %          | 1S24         | 1S23         | Δ R\$       | Δ %          |
|---|--------------|--------------|------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|
| Itaipu  | 581          | 532          | 50         | 9,3%         | 1.076        | 993          | 82          | 8,3%         |
| PROINFA   | 92           | 104          | (12)       | -11,5%       | 183          | 205          | (21)        | -10,3%       |
| Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo        | 2.473        | 2.528        | (55)       | -2,2%        | 5.075        | 5.184        | (109)       | -2,1%        |
| Crédito de PIS e COFINS                           | (272)        | (286)        | 14         | -4,9%        | (550)        | (571)        | 21          | -3,7%        |
| <b>Energia Comprada para Revenda</b>              | <b>2.874</b> | <b>2.878</b> | <b>(4)</b> | <b>-0,1%</b> | <b>5.784</b> | <b>5.811</b> | <b>(27)</b> | <b>-0,5%</b> |
| Encargos da Rede Básica                           | 1.106        | 922          | 185        | 20,0%        | 2.190        | 1.852        | 338         | 18,3%        |
| Encargos de Transporte de Itaipu                  | 110          | 78           | 32         | 41,0%        | 213          | 151          | 62          | 41,1%        |
| Encargos de Conexão                               | 67           | 66           | 1          | 2,2%         | 131          | 133          | (2)         | -1,4%        |
| Encargos de Uso do Sistema de Distribuição        | 3            | 13           | (10)       | -76,7%       | 6            | 25           | (19)        | -75,2%       |
| ESS / EER   | 280          | 260          | 20         | 7,8%         | 555          | 588          | (32)        | -5,5%        |
| Crédito de PIS e COFINS                           | (145)        | (124)        | (21)       | 17,1%        | (286)        | (254)        | (32)        | 12,6%        |
| <b>Encargos de Uso do Sistema de Distribuição</b> | <b>1.422</b> | <b>1.214</b> | <b>208</b> | <b>17,1%</b> | <b>2.809</b> | <b>2.494</b> | <b>315</b>  | <b>12,6%</b> |
| <b>Custo com Energia Elétrica</b>                 | <b>4.296</b> | <b>4.092</b> | <b>204</b> | <b>5,0%</b>  | <b>8.594</b> | <b>8.305</b> | <b>288</b>  | <b>3,5%</b>  |

A redução dos **Custos com Energia Comprada para Revenda**, tanto no trimestre quanto no acumulado, decorre principalmente da redução de volume de energia comprada de **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo** e da redução da tarifa média de **PROINFA** (redução dos valores das quotas de custeio), parcialmente compensadas pelo aumento de **Itaipu** (aumento do dólar).

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, os aumentos percebidos no trimestre e no acumulado decorrem principalmente da variação nos encargos da Rede Básica devido aos reajustes na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), implementados pela Resolução ANEEL nº 3.217/23 para RGE, CPFL Paulista e CPFL Piratininga, que determinaram novas tarifas a partir de jul/23.

Em relação aos **encargos setoriais (ESS/EER)**, as variações percebidas, no trimestre e no acumulado, decorrem do EER – Encargos de Energia de Reserva, principalmente em consequência da oscilação no volume de geração pelas usinas com Contratos de Energia de Reserva. Quando o saldo da CONER não é suficiente para suprir os custos das Usinas de Reserva há maior necessidade de cobrança do encargo para custeio dessas usinas; ao contrário, quando o volume gerado é maior, o encargo é reduzido, uma vez que a energia dessas usinas é liquidada na CCEE ao valor de PLD, suprimindo seus custos.

## PMSO

| R\$ Milhões                                     | 2T24         | 2T23       | Δ R\$      | Δ %          | 1S24         | 1S23         | Δ R\$      | Δ %          |
|---|--------------|------------|------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|
| Pessoal   | 328          | 330        | (1)        | -0,4%        | 637          | 621          | 17         | 2,7%         |
| Material  | 71           | 69         | 2          | 3,6%         | 141          | 149          | (8)        | -5,3%        |
| Serviços de Terceiros                           | 312          | 278        | 34         | 12,2%        | 576          | 539          | 37         | 6,9%         |
| <i>Serviços de Terceiros</i>                    | <i>289</i>   | <i>278</i> | <i>11</i>  | <i>3,8%</i>  | <i>553</i>   | <i>539</i>   | <i>14</i>  | <i>2,6%</i>  |
| <i>Serviços de Terceiros eventos climáticos</i> | <i>23</i>    | <i>-</i>   | <i>23</i>  | <i>-</i>     | <i>23</i>    | <i>-</i>     | <i>23</i>  | <i>-</i>     |
| Outros Custos/Despesas Operacionais             | 294          | 194        | 100        | 51,5%        | 513          | 373          | 140        | 37,5%        |
| <i>PDD</i>                                      | <i>100</i>   | <i>57</i>  | <i>43</i>  | <i>75,8%</i> | <i>211</i>   | <i>127</i>   | <i>84</i>  | <i>66,7%</i> |
| <i>Despesas Legais e Judiciais</i>              | <i>53</i>    | <i>47</i>  | <i>7</i>   | <i>14,4%</i> | <i>92</i>    | <i>81</i>    | <i>11</i>  | <i>13,5%</i> |
| <i>Baixa de Ativos</i>                          | <i>49</i>    | <i>45</i>  | <i>4</i>   | <i>8,8%</i>  | <i>78</i>    | <i>75</i>    | <i>3</i>   | <i>4,3%</i>  |
| <i>Baixa de Ativos eventos climáticos</i>       | <i>43</i>    | <i>-</i>   | <i>43</i>  | <i>-</i>     | <i>43</i>    | <i>-</i>     | <i>43</i>  | <i>-</i>     |
| <i>Outros</i>                                   | <i>49</i>    | <i>46</i>  | <i>3</i>   | <i>7,2%</i>  | <i>89</i>    | <i>91</i>    | <i>(2)</i> | <i>-1,7%</i> |
| <b>PMSO</b>                                     | <b>1.006</b> | <b>871</b> | <b>135</b> | <b>15,5%</b> | <b>1.868</b> | <b>1.682</b> | <b>186</b> | <b>11,0%</b> |

O PMSO foi impactado por um item extraordinário – eventos climáticos no Rio Grande do Sul (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo 1), que gerou um efeito de R\$ 66 milhões no trimestre e acumulado.

Expurgando esse item, o PMSO teria apresentado aumentos de 8,0% (R\$ 69 milhões) no trimestre



e de 7,1% (R\$ 120 milhões) no acumulado, decorrente dos seguintes fatores:

- MSO não ligado à inflação (aumento de R\$ 50 milhões no trimestre e de R\$ 88 milhões no acumulado):** aumento na provisão para devedores duvidosos (PDD) (conforme explicado no item 3.1.1.4) e nas despesas legais e judiciais, parcialmente compensados pela redução do Opex relacionado ao Capex;
- MSO ligado à inflação (aumento de R\$ 21 milhões no trimestre e de R\$ 15 milhões no acumulado) - principais impactos:** ações de cobrança (R\$ 10 milhões e R\$ 8 milhões); *hardware* e *software* (R\$ 8 milhões e R\$ 6 milhões) e *call center* (R\$ 2 milhões e R\$ 3 milhões);
- Pessoal (redução de R\$ 1 milhão no trimestre e aumento de R\$ 17 milhões no acumulado):** o aumento, no acumulado, é explicado pelo aumento de 2,3%<sup>2</sup> no *headcount*.

## Demais custos e despesas operacionais

| R\$ Milhões                                | 2T24           | 2T23           | Δ R\$       | Δ %         | 1S24           | 1S23           | Δ R\$        | Δ %         |
|--|----------------|----------------|-------------|-------------|----------------|----------------|--------------|-------------|
| Custos com construção de infraestrutura    | (1.019)        | (976)          | (43)        | 4,4%        | (1.917)        | (1.810)        | (107)        | 5,9%        |
| Entidade de Previdência Privada            | (18)           | (31)           | 12          | -40,2%      | (37)           | (61)           | 25           | -40,2%      |
| Depreciação e Amortização                  | (311)          | (292)          | (19)        | 6,6%        | (614)          | (578)          | (36)         | 6,3%        |
| <b>Demais Custos/Despesas Operacionais</b> | <b>(1.348)</b> | <b>(1.298)</b> | <b>(50)</b> | <b>3,9%</b> | <b>(2.568)</b> | <b>(2.449)</b> | <b>(119)</b> | <b>4,9%</b> |

## EBITDA

O **EBITDA** do segmento de Distribuição foi impactado por efeitos extraordinários de 2023 e 2024 (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo 1); expurgando esses efeitos, o EBITDA teria apresentado um aumento de 1,7% (R\$ 29 milhões). O resultado em linha é decorrente do melhor desempenho de mercado, principalmente nas classes residencial e comercial, parcialmente compensado pela menor atualização do ativo financeiro da concessão (VNR) (-R\$ 67 milhões).

No acumulado, expurgando os efeitos extraordinários, o EBITDA teria apresentado um aumento de 9,5% (R\$ 374 milhões), explicado principalmente pelo aumento da carga na área de concessão, impulsionado pelo efeito da temperatura.

| R\$ Milhões                            | 2T24         | 2T23         | Δ R\$        | Δ %           | 1S24         | 1S23         | Δ R\$       | Δ %          |
|--|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|-------------|--------------|
| <b>Lucro Líquido</b>                   | <b>565</b>   | <b>703</b>   | <b>(138)</b> | <b>-19,6%</b> | <b>1.723</b> | <b>1.821</b> | <b>(98)</b> | <b>-5,4%</b> |
| Depreciação e Amortização              | 311          | 292          | 19           | 6,6%          | 614          | 578          | 36          | 6,3%         |
| Resultado Financeiro                   | 534          | 462          | 72           | 15,6%         | 1.126        | 807          | 319         | 39,5%        |
| Imposto de Renda / Contribuição Social | 280          | 348          | (68)         | -19,5%        | 763          | 925          | (162)       | -17,5%       |
| <b>EBITDA</b>                          | <b>1.690</b> | <b>1.804</b> | <b>(115)</b> | <b>-6,3%</b>  | <b>4.226</b> | <b>4.131</b> | <b>95</b>   | <b>2,3%</b>  |

## EBITDA por Distribuidora

| R\$ Milhões      | 2T24         | 2T23         | Δ R\$        | Δ %          | 1S24         | 1S23         | Δ R\$     | Δ %         |
|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------|-------------|
| CPFL Paulista    | 738          | 667          | 71           | 10,7%        | 1.860        | 1.746        | 114       | 6,5%        |
| CPFL Piratininga | 284          | 342          | (58)         | -16,9%       | 681          | 701          | (19)      | -2,7%       |
| RGE              | 584          | 719          | (135)        | -18,8%       | 1.506        | 1.537        | (32)      | -2,1%       |
| CPFL Santa Cruz  | 84           | 77           | 7            | 9,5%         | 179          | 147          | 31        | 21,4%       |
| <b>EBITDA</b>    | <b>1.690</b> | <b>1.804</b> | <b>(115)</b> | <b>-6,3%</b> | <b>4.226</b> | <b>4.131</b> | <b>95</b> | <b>2,3%</b> |

## CPFL Paulista:

O EBITDA foi impactado pelo efeito extraordinário contabilizado no 2T23 relativo ao ajuste no

<sup>2</sup> Média de janeiro a junho.

laudo final de avaliação da BRR (-R\$ 64 milhões). Desconsiderando esse efeito, a variação teria sido um aumento de 1,0%. O resultado menos expressivo é devido ao reajuste negativo da parcela B (-1,93%), que entrou em vigência em abr/24.

No acumulado, a CPFL Paulista teve o registro do laudo final de avaliação dos ativos para a RTP, o que elevou a base de comparação em R\$ 136 milhões no 1S23. Desconsiderando esse efeito, a variação teria sido positiva em 11,1%, explicada pelo melhor desempenho da margem, em consequência do desempenho de mercado, principalmente nas classes residencial e comercial.

### CPFL Piratininga:

O EBITDA foi impactado pelo efeito extraordinário contabilizado no 2T23 relativo ao laudo preliminar de avaliação da BRR (+R\$ 47 milhões). Desconsiderando esse efeito, a variação teria sido uma redução de 3,7% no trimestre e um aumento de 4,3% no acumulado. Tal resultado se deve à revisão tarifária, que aplicou uma redução de 1,08% na parcela B, nas tarifas que entraram em vigência em out/23. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo melhor desempenho de mercado, principalmente nas classes residencial e comercial.

### RGE:

O EBITDA foi impactado pelo efeito extraordinário contabilizado no 2T23 relativo ao laudo final de avaliação da BRR (+R\$ 77 milhões) e os efeitos decorrentes dos eventos climáticos no Rio Grande do Sul no 2T24 (para mais detalhes, vide explicação no capítulo 1). Desconsiderando esses efeitos, as variações teriam sido aumentos de 4,0% no trimestre e de 8,9% no acumulado. Com um impacto relativamente pequeno dos eventos climáticos sobre desempenho do mercado, o resultado ajustado positivo é influenciado por um melhor mix de mercado, com crescimento nas classes residencial e comercial.

### CPFL Santa Cruz:

A variação positiva do EBITDA no trimestre e no acumulado é reflexo do incremento da Parcela B e melhor desempenho de mercado, principalmente nas classes residencial e comercial.

## Resultado Financeiro

| R\$ Milhões                 | 2T24         | 2T23         | Δ R\$       | Δ %          | 1S24           | 1S23         | Δ R\$        | Δ %          |
|-----------------------------|--------------|--------------|-------------|--------------|----------------|--------------|--------------|--------------|
| Receitas                    | 309          | 390          | (81)        | -20,6%       | 664            | 842          | (178)        | -21,1%       |
| Despesas                    | (844)        | (852)        | 8           | -1,0%        | (1.791)        | (1.650)      | (141)        | 8,6%         |
| <b>Resultado Financeiro</b> | <b>(534)</b> | <b>(462)</b> | <b>(72)</b> | <b>15,6%</b> | <b>(1.126)</b> | <b>(807)</b> | <b>(319)</b> | <b>39,5%</b> |

## Análise Gerencial

| R\$ Milhões  | 2T24         | 2T23         | Δ R\$       | Δ %          | 1S24           | 1S23         | Δ R\$        | Δ %          |
|--|--------------|--------------|-------------|--------------|----------------|--------------|--------------|--------------|
| Despesas com a dívida líquida                      | (582)        | (559)        | (23)        | 4,1%         | (1.148)        | (1.162)      | 14           | -1,2%        |
| Acréscimos e multas moratórias                     | 100          | 98           | 2           | 1,9%         | 219            | 182          | 37           | 20,2%        |
| Marcação a mercado                                 | (25)         | (11)         | (13)        | 115,7%       | (138)          | 61           | (198)        | -            |
| Atualização do ativo e passivo financeiro setorial | (13)         | (14)         | 1           | -8,0%        | (79)           | 67           | (146)        | -            |
| Outras receitas e despesas                         | (15)         | 25           | (39)        | -            | 20             | 45           | (25)         | -55,9%       |
| <b>Resultado Financeiro</b>                        | <b>(534)</b> | <b>(462)</b> | <b>(72)</b> | <b>15,6%</b> | <b>(1.126)</b> | <b>(807)</b> | <b>(319)</b> | <b>39,5%</b> |

No trimestre, a alta das despesas decorre principalmente: (i) do aumento das **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), devido ao aumento do endividamento líquido e dos gastos com captações, compensado pela queda do IPCA e CDI neste período; (ii) aumento do saldo de dívidas **marcadas a mercado**, devido a captações

realizadas nos últimos 12 meses (**MTM**); (iii) da variação negativa de R\$ 10 milhões no **deságio na aquisição de créditos de ICMS**, entre outros efeitos.

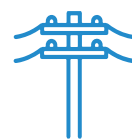
Em relação à receita financeira decorrente de **acréscimos e multas moratórias** nas faturas de energia, nesse trimestre houve um impacto positivo de apenas R\$ 2 milhões, pois o efeito do aumento do volume de contas pagas em atraso nas distribuidoras de São Paulo foi compensado por uma redução na RGE, em função da flexibilização implementada pela REN nº 1.092/2024<sup>3</sup>;

No acumulado, a alta das despesas decorre principalmente: (i) da **Marcação a mercado (MTM)**, que é explicada pelo comportamento da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado no 1S24, que apresentou redução, em contrapartida ao aumento do *spread* de risco no 1S23; e (ii) menor **Atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, pelo registro de saldo atualizável ativo em 2023 e passivo em 2024.

## Lucro Líquido

No trimestre, ocorreu a redução do EBITDA influenciado por itens extraordinários, e a piora no resultado financeiro, de tal forma que o **lucro líquido** apresentou uma redução de 19,6%. Desconsiderando os efeitos extraordinários, a variação teria sido uma redução de 6,4%.

No acumulado, a melhora do EBITDA foi parcialmente compensada pela piora no resultado financeiro, de tal forma que o **lucro líquido** apresentou uma redução de 5,4%. Desconsiderando os efeitos extraordinários, a variação teria sido um aumento de 5,1%.



<sup>3</sup> Flexibilização das Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica para enfrentamento da calamidade pública no Estado do Rio Grande do Sul.

## 3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO

### 3.2.1) Desempenho Operacional

#### Energia Gerada

| GWh          | 2T24         | 2T23         | Δ GWh        | Δ %          | 1S24         | 1S23         | Δ GWh        | Δ %          |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Eólica       | 664          | 748          | (84)         | -11,2%       | 1.299        | 1.597        | (298)        | -18,7%       |
| PCH          | 418          | 452          | (34)         | -7,6%        | 981          | 990          | (9)          | -0,9%        |
| UHE          | 2.447        | 1.074        | 1.373        | 127,8%       | 5.140        | 2.135        | 3.005        | 140,7%       |
| Biomassa     | 360          | 310          | 50           | 16,3%        | 434          | 385          | 48           | 12,6%        |
| Solar        | 0,2          | 0,3          | (0,1)        | -17,1%       | 0,5          | 0,6          | (0,1)        | -15,3%       |
| UTE          | 1,8          | -            | 2            | 0,0%         | 7,1          | 0            | 7            | 4285,1%      |
| <b>Total</b> | <b>3.891</b> | <b>2.584</b> | <b>1.307</b> | <b>50,6%</b> | <b>7.861</b> | <b>5.108</b> | <b>2.753</b> | <b>53,9%</b> |

#### Disponibilidade

| %        | 2T24   | 2T23   | Δ p.p. | Δ %   | 1S24   | 1S23   | Δ p.p. | Δ %   |
|----------|--------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|-------|
| Eólica   | 94,4%  | 95,8%  | -1,3   | -1,4% | 95,1%  | 95,5%  | -0,4   | -0,5% |
| PCH      | 97,5%  | 95,0%  | 2,5    | 2,6%  | 97,8%  | 93,5%  | 4,3    | 4,6%  |
| UHE      | 98,3%  | 99,3%  | -1,0   | -1,0% | 98,5%  | 98,7%  | -0,2   | -0,2% |
| Biomassa | 99,3%  | 95,3%  | 4,0    | 4,2%  | 99,4%  | 95,9%  | 3,5    | 3,6%  |
| Solar    | 100,0% | 100,0% | 0,0    | 0,0%  | 100,0% | 100,0% | 0,0    | 0,0%  |
| UTE      | 97,3%  | 100,0% | -2,7   | -2,7% | 98,4%  | 99,7%  | -1,3   | -1,3% |

### 3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro

| R\$ Milhões                        | 2T24         | 2T23         | Δ R\$       | Δ %          | 1S24         | 1S23         | Δ R\$       | Δ %          |
|------------------------------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|
| Receita Operacional Bruta          | 1.186        | 1.190        | (4)         | -0,3%        | 2.371        | 2.425        | (54)        | -2,2%        |
| <b>Receita Operacional Líquida</b> | <b>1.081</b> | <b>1.091</b> | <b>(10)</b> | <b>-0,9%</b> | <b>2.157</b> | <b>2.218</b> | <b>(61)</b> | <b>-2,8%</b> |
| Custo com Energia Elétrica         | (139)        | (128)        | (11)        | 8,8%         | (265)        | (262)        | (3)         | 1,2%         |
| PMSO e Previdência                 | (169)        | (118)        | (51)        | 43,1%        | (253)        | (252)        | (1)         | 0,5%         |
| Equivalência Patrimonial           | 84           | 83           | 1           | 0,7%         | 172          | 160          | 12          | 7,7%         |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>          | <b>856</b>   | <b>928</b>   | <b>(71)</b> | <b>-7,7%</b> | <b>1.811</b> | <b>1.865</b> | <b>(53)</b> | <b>-2,9%</b> |
| Depreciação e Amortização          | (218)        | (219)        | 1           | -0,3%        | (437)        | (426)        | (11)        | 2,6%         |
| Resultado Financeiro               | (98)         | (160)        | 63          | -39,1%       | (229)        | (300)        | 72          | -23,9%       |
| <i>Receitas Financeiras</i>        | 32           | 56           | (24)        | -42,5%       | 66           | 97           | (32)        | -32,5%       |
| <i>Despesas Financeiras</i>        | (130)        | (217)        | 87          | -40,0%       | (294)        | (398)        | 103         | -26,0%       |
| Lucro Antes da Tributação          | 540          | 548          | (8)         | -1,5%        | 1.145        | 1.138        | 7           | 0,6%         |
| <b>Lucro Líquido</b>               | <b>431</b>   | <b>419</b>   | <b>12</b>   | <b>2,8%</b>  | <b>906</b>   | <b>872</b>   | <b>34</b>   | <b>3,9%</b>  |

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

#### Receita Operacional Líquida

Nesse trimestre, continuamos observando um pior **desempenho das usinas eólicas**, em função do menor volume de ventos e do *curtailment*, o que resultou em uma manutenção do cenário de redução da receita no trimestre e no acumulado. Os ganhos a partir de reajustes nos preços de energia, previstos em contrato (IPCA e IGP-M), amenizaram este impacto.

## Custo com Energia Elétrica

| R\$ Milhões                                | 2T24       | 2T23       | Δ R\$     | Δ %          | 1S24       | 1S23       | Δ R\$    | Δ %         |
|--|------------|------------|-----------|--------------|------------|------------|----------|-------------|
| Energia de curto prazo                     | 25         | 21         | 4         | 18,3%        | 46         | 44         | 2        | 3,9%        |
| Contratos Bilaterais, ACR e ACL            | 51         | 44         | 8         | 17,6%        | 96         | 93         | 3        | 3,1%        |
| Crédito de PIS e COFINS                    | (5)        | (3)        | (2)       | 53,8%        | (9)        | (7)        | (1)      | 19,0%       |
| <b>Energia Comprada para Revenda</b>       | <b>72</b>  | <b>62</b>  | <b>10</b> | <b>16,1%</b> | <b>133</b> | <b>130</b> | <b>3</b> | <b>2,5%</b> |
| Encargos da Rede Básica                    | 55         | 55         | 1         | 1,3%         | 110        | 109        | 1        | 0,6%        |
| Encargos de Conexão                        | 5          | 4          | 1         | 16,0%        | 9          | 8          | 1        | 11,9%       |
| Encargos de Uso do Sistema de Distribuição | 10         | 11         | (1)       | -7,5%        | 20         | 22         | (2)      | -8,2%       |
| ESS/EER                                    | 1          | 0          | 1         | 3125,0%      | 1          | 0          | 1        | 1504,4%     |
| Crédito de PIS e COFINS                    | (4)        | (4)        | (0)       | 7,9%         | (8)        | (7)        | (1)      | 7,0%        |
| <b>Encargos</b>                            | <b>67</b>  | <b>66</b>  | <b>1</b>  | <b>1,5%</b>  | <b>132</b> | <b>132</b> | <b>0</b> | <b>0,0%</b> |
| <b>Custo com Energia Elétrica</b>          | <b>139</b> | <b>128</b> | <b>11</b> | <b>8,5%</b>  | <b>265</b> | <b>262</b> | <b>3</b> | <b>1,2%</b> |

Houve uma maior quantidade de energia adquirida em **contratos bilaterais, ACR e ACL**, assim como um maior preço médio, aumentando o **Custo com Energia Elétrica** no trimestre e no acumulado.

## PMSO

| R\$ Milhões   | 2T24       | 2T23        | Δ R\$      | Δ %           | 1S24        | 1S23        | Δ R\$       | Δ %           |
|---|------------|-------------|------------|---------------|-------------|-------------|-------------|---------------|
| Pessoal   | 39         | 41          | (2)        | -5,0%         | 83          | 82          | 0           | 0,4%          |
| Material  | 14         | 12          | 2          | 14,8%         | 24          | 22          | 2           | 10,9%         |
| Serviços de Terceiros   | 81         | 69          | 12         | 17,3%         | 150         | 127         | 23          | 18,2%         |
| <i>Serviços de Terceiros</i>                                    | <i>65</i>  | <i>69</i>   | <i>(4)</i> | <i>-6,0%</i>  | <i>134</i>  | <i>127</i>  | <i>7</i>    | <i>5,6%</i>   |
| <i>Serviços de Terceiros eventos climáticos</i>                 | <i>16</i>  | <i>-</i>    | <i>16</i>  | <i>0,0%</i>   | <i>16</i>   | <i>-</i>    | <i>16</i>   | <i>0,0%</i>   |
| Outros  | 32         | (5)         | 37         | -             | (5)         | 20          | (25)        | -             |
| <i>Baixa de Ativos</i>  | <i>(1)</i> | <i>(4)</i>  | <i>3</i>   | <i>-85,8%</i> | <i>1</i>    | <i>(5)</i>  | <i>6</i>    | <i>-</i>      |
| <i>Baixa de Ativos eventos climáticos</i>                       | <i>3</i>   | <i>-</i>    | <i>3</i>   | <i>0,0%</i>   | <i>3</i>    | <i>-</i>    | <i>3</i>    | <i>0,0%</i>   |
| <i>Prêmio do Risco do GSF</i>                                   | <i>6</i>   | <i>5</i>    | <i>0</i>   | <i>4,6%</i>   | <i>11</i>   | <i>11</i>   | <i>1</i>    | <i>5,2%</i>   |
| <i>Ajustes a Valor Justo de Investimento (efeito não caixa)</i> | <i>-</i>   | <i>-</i>    | <i>-</i>   | <i>0,0%</i>   | <i>(56)</i> | <i>-</i>    | <i>(56)</i> | <i>0,0%</i>   |
| <i>Legais, Judiciais e Indenizações</i>                         | <i>(0)</i> | <i>(24)</i> | <i>23</i>  | <i>-98,0%</i> | <i>(2)</i>  | <i>(24)</i> | <i>22</i>   | <i>-91,0%</i> |
| <i>Outros</i>   | <i>24</i>  | <i>18</i>   | <i>7</i>   | <i>37,0%</i>  | <i>38</i>   | <i>39</i>   | <i>(1)</i>  | <i>-3,0%</i>  |
| <b>PMSO</b>   | <b>166</b> | <b>118</b>  | <b>48</b>  | <b>40,9%</b>  | <b>252</b>  | <b>252</b>  | <b>0</b>    | <b>0,2%</b>   |

A variação nas despesas com PMSO no trimestre são explicadas principalmente pela contabilização de efeitos extraordinários relacionados aos eventos climáticos no Rio Grande do Sul, como já explicado no Capítulo 1, que totalizaram R\$ 19 milhões. Houve também um efeito relevante de reversão em despesas legais, no 2T23, no valor de R\$ 29 milhões.

No acumulado, tivemos também o efeito extraordinário de Paulista Lajeado no 1T24, de R\$ 56 milhões, como já explicado no Capítulo 1.

Expurgando esses efeitos, o PMSO se manteve em linha no trimestre e aumentou 3,0% no acumulado (R\$ 8 milhões), principalmente por maiores gastos com manutenção de *hardware* e *software* em **Serviços de Terceiros**.

## Demais custos e despesas operacionais

| R\$ Milhões                                | 2T24       | 2T23       | Δ R\$    | Δ %         | 1S24       | 1S23       | Δ R\$     | Δ %         |
|--|------------|------------|----------|-------------|------------|------------|-----------|-------------|
| Entidade de Previdência Privada            | 3          | 0          | 3        | 900,1%      | 1          | 0          | 1         | 723,0%      |
| Depreciação e Amortização                  | 172        | 177        | (5)      | -3,0%       | 344        | 342        | 2         | 0,4%        |
| Amortização do Intangível da Concessão     | 47         | 42         | 5        | 11,4%       | 93         | 84         | 10        | 11,4%       |
| <b>Demais Custos/Despesas Operacionais</b> | <b>221</b> | <b>219</b> | <b>2</b> | <b>0,9%</b> | <b>438</b> | <b>426</b> | <b>12</b> | <b>2,8%</b> |

## Equivalência Patrimonial

| R\$ Milhões                     | 2T24      | 2T23      | Δ R\$      | Δ %          | 1S24       | 1S23       | Δ R\$     | Δ %         |
|---------------------------------|-----------|-----------|------------|--------------|------------|------------|-----------|-------------|
| UHE Barra Grande                | 2         | 1         | 1          | 95,4%        | 4          | 3          | 1         | 55,5%       |
| UHE Foz do Chapecó              | 60        | 63        | (3)        | -5,0%        | 125        | 121        | 4         | 3,6%        |
| UTE Epasa                       | 22        | 20        | 2          | 11,1%        | 43         | 37         | 6         | 16,8%       |
| <b>Equivalência Patrimonial</b> | <b>84</b> | <b>84</b> | <b>(0)</b> | <b>-0,2%</b> | <b>172</b> | <b>160</b> | <b>12</b> | <b>7,5%</b> |

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

## Barra Grande

| R\$ Milhões               | 2T24     | 2T23     | Δ R\$    | Δ %          | 1S24     | 1S23     | Δ R\$    | Δ %          |
|---------------------------|----------|----------|----------|--------------|----------|----------|----------|--------------|
| Receita Líquida           | 14       | 14       | 0        | 1,2%         | 31       | 29       | 2        | 8,5%         |
| Custos/Desp. Operacionais | (7)      | (8)      | 2        | -18,8%       | (13)     | (15)     | 2        | -11,7%       |
| Depreciação e Amortização | (4)      | (4)      | (0)      | 0,9%         | (7)      | (7)      | (0)      | 1,1%         |
| Resultado Financeiro      | (1)      | (1)      | (0)      | 46,4%        | (5)      | (3)      | (2)      | 60,2%        |
| IR/CS                     | (1)      | (0)      | (0)      | 78,7%        | (2)      | (1)      | (1)      | 50,1%        |
| <b>Lucro Líquido</b>      | <b>2</b> | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>95,4%</b> | <b>4</b> | <b>3</b> | <b>1</b> | <b>55,5%</b> |

A **Receita Líquida** ficou em linha no trimestre, enquanto os **Custos e Despesas Operacionais** foram menores por conta de um menor volume de energia comprada. Maiores despesas com UBP, corrigidas mensalmente por IGP-M, aumentaram a **Despesa Financeira Líquida** tanto no trimestre quanto no acumulado.

## Foz do Chapecó

| R\$ Milhões               | 2T24      | 2T23      | Δ R\$      | Δ %          | 1S24       | 1S23       | Δ R\$    | Δ %         |
|---------------------------|-----------|-----------|------------|--------------|------------|------------|----------|-------------|
| Receita Líquida           | 158       | 159       | (0)        | -0,3%        | 321        | 320        | 1        | 0,3%        |
| Custos/Desp. Operacionais | (34)      | (36)      | 1          | -4,2%        | (67)       | (72)       | 5        | -6,5%       |
| Depreciação e Amortização | (13)      | (13)      | 0          | -1,0%        | (26)       | (26)       | 0        | -1,0%       |
| Resultado Financeiro      | (19)      | (10)      | (10)       | 96,7%        | (41)       | (34)       | (7)      | 19,7%       |
| IR/CS                     | (31)      | (34)      | 3          | -10,1%       | (63)       | (64)       | 1        | -1,0%       |
| <b>Lucro Líquido</b>      | <b>60</b> | <b>63</b> | <b>(3)</b> | <b>-5,0%</b> | <b>125</b> | <b>121</b> | <b>4</b> | <b>3,6%</b> |

O ajuste da CFURH resultou uma menor **Receita Líquida** no trimestre, mas foi compensado pelo maior preço da energia suprida, parcialmente no trimestre e totalmente no acumulado. A menor quantidade de energia comprada reduziu os **Custos e Despesas Operacionais** no trimestre e no acumulado. O aumento da **Despesa Financeira Líquida** é explicado por maiores despesas com UBP, principalmente por conta da variação do IGP-M, redução nas rendas de aplicações financeiras e maiores atualizações monetárias e cambiais, sendo parcialmente compensada por menores encargos de dívidas.

## Epasa

| R\$ Milhões               | 2T24      | 2T23      | Δ R\$    | Δ %          | 1S24      | 1S23      | Δ R\$    | Δ %          |
|---------------------------|-----------|-----------|----------|--------------|-----------|-----------|----------|--------------|
| Receita Líquida           | 45        | 42        | 3        | 7,5%         | 93        | 83        | 10       | 11,8%        |
| Custos/Desp. Operacionais | (9)       | (9)       | (1)      | 8,7%         | (23)      | (21)      | (2)      | 7,9%         |
| Depreciação e Amortização | (12)      | (12)      | (0)      | 0,1%         | (25)      | (25)      | (0)      | 0,2%         |
| Resultado Financeiro      | 4         | 4         | 0        | 3,8%         | 8         | 9         | (1)      | -14,0%       |
| IR/CS                     | (5)       | (4)       | (0)      | 8,7%         | (9)       | (9)       | (1)      | 9,7%         |
| <b>Lucro Líquido</b>      | <b>22</b> | <b>20</b> | <b>2</b> | <b>11,1%</b> | <b>43</b> | <b>37</b> | <b>6</b> | <b>16,8%</b> |

Com o reajuste anual da receita e maior despacho da geração, houve aumento na **Receita Líquida** e nos **Custos e Despesas Operacionais** no trimestre e no acumulado. O maior saldo de caixa no trimestre resultou em uma **Receita Financeira Líquida** maior. No acumulado, a receita financeira ainda é menor em relação ao ano passado.

## Resultado Financeiro

| R\$ Milhões                 | 2T24        | 2T23         | Δ R\$     | Δ %           | 1S24         | 1S23         | Δ R\$     | Δ %           |
|-----------------------------|-------------|--------------|-----------|---------------|--------------|--------------|-----------|---------------|
| Receitas                    | 32          | 56           | (24)      | -42,5%        | 66           | 97           | (32)      | -32,5%        |
| Despesas                    | (130)       | (217)        | 87        | -40,0%        | (294)        | (398)        | 103       | -26,0%        |
| <b>Resultado Financeiro</b> | <b>(98)</b> | <b>(160)</b> | <b>63</b> | <b>-39,1%</b> | <b>(229)</b> | <b>(300)</b> | <b>72</b> | <b>-23,9%</b> |

## Análise Gerencial

| R\$ Milhões                   | 2T24        | 2T23         | Δ R\$     | Δ %           | 1S24         | 1S23         | Δ R\$     | Δ %           |
|-------------------------------|-------------|--------------|-----------|---------------|--------------|--------------|-----------|---------------|
| Despesas com a dívida líquida | (78)        | (119)        | 42        | -35,1%        | (188)        | (260)        | 72        | -27,8%        |
| Marcação a mercado            | (3)         | (4)          | 1         | -32,7%        | (5)          | 11           | (16)      | -             |
| Outras receitas e despesas    | (16)        | (39)         | 22        | -57,5%        | (35)         | (53)         | 18        | -33,7%        |
| <b>Resultado Financeiro</b>   | <b>(98)</b> | <b>(160)</b> | <b>63</b> | <b>-39,1%</b> | <b>(229)</b> | <b>(300)</b> | <b>72</b> | <b>-23,9%</b> |

As despesas financeiras líquidas reduziram principalmente por conta da **redução do IPCA** no período, que afetou as **Despesas com a Dívida Líquida** tanto no trimestre quanto no acumulado. Além disso, debêntures que estavam na CPFL Geração passaram a integrar a base da CPFL Transmissão, fruto do processo de incorporação das 5 transmissoras pela CPFL Transmissão ocorrido em abril de 2024, o que contribuiu para a redução das despesas nessa linha.

## EBITDA e Lucro Líquido

| R\$ Milhões                            | 2T24       | 2T23       | Δ R\$       | Δ %          | 1S24         | 1S23         | Δ R\$       | Δ %          |
|--|------------|------------|-------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|
| <b>Lucro Líquido</b>                   | <b>431</b> | <b>419</b> | <b>12</b>   | <b>2,8%</b>  | <b>906</b>   | <b>872</b>   | <b>34</b>   | <b>3,9%</b>  |
| Depreciação e Amortização              | 218        | 219        | (1)         | -0,3%        | 437          | 426          | 11          | 2,6%         |
| Resultado Financeiro                   | 98         | 160        | (63)        | -39,1%       | 229          | 300          | (72)        | -23,9%       |
| Imposto de Renda / Contribuição Social | 109        | 129        | (20)        | -15,4%       | 240          | 266          | (26)        | -9,9%        |
| <b>EBITDA</b>                          | <b>856</b> | <b>928</b> | <b>(71)</b> | <b>-7,7%</b> | <b>1.811</b> | <b>1.865</b> | <b>(53)</b> | <b>-2,9%</b> |

A piora da geração eólica e as variações de PMSO foram os principais impactos do **EBITDA** no trimestre. No acumulado, o efeito extraordinário do ajuste de Paulista Lajeado compensou parcialmente esse pior resultado.

Esta piora do EBITDA foi compensada pela melhora do **Resultado Financeiro**, que garantiu o desempenho positivo do **Lucro Líquido** no trimestre e no acumulado.



### 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 2024-2025 <sup>1</sup> (R\$ milhões) | RAP Prevista 2024-2025 (R\$ milhões) | Km de Rede | Categoria dos Projetos |
|-------------------------|---------------------|--------------------|---------------------|--------------------|--|--------------------------------------|------------|------------------------|
| CONTRATO 055/01         | 31/12/2002          | 31/12/2042         | 100%                | IPCA               | 856                                      | 212                                  | 5.829      | Categoria 1            |
| SUL II                  | 22/03/2019          | 21/03/2049         | 100%                | IPCA               | 44                                       | -                                    | 75         | Categoria 3            |
| TESB                    | 27/07/2011          | 27/07/2041         | 98%                 | IPCA               | 43                                       | -                                    | 98         | Categoria 3            |
| SUL I                   | 22/03/2019          | 21/03/2049         | 100%                | IPCA               | 34                                       | -                                    | 307        | Categoria 3            |
| CONTRATO 080/02         | 18/12/2002          | 18/12/2032         | 100%                | IGP-M              | 20                                       | -                                    | 127        | Categoria 2            |
| MORRO AGUDO             | 24/03/2015          | 24/03/2045         | 100%                | IPCA               | 20                                       | -                                    | -          | Categoria 3            |
| PIRACICABA              | 24/02/2013          | 24/02/2043         | 100%                | IPCA               | 17                                       | -                                    | -          | Categoria 3            |
| CONTRATO 004/01 (CAC 3) | 31/03/2021          | 31/03/2051         | 100%                | IPCA               | 12                                       | -                                    | -          | Categoria 3            |
| MARACANAÚ               | 21/09/2018          | 21/09/2048         | 100%                | IPCA               | 11                                       | -                                    | -          | Categoria 3            |
| ETAU <sup>2</sup>       | 18/12/2002          | 18/12/2032         | 10%                 | IGP-M              | 54                                       | -                                    | 188        | Categoria 2            |
| TPAE <sup>2</sup>       | 19/11/2009          | 19/11/2039         | 10%                 | IPCA               | 11                                       | -                                    | 12         | Categoria 3            |

Notas:

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

(2) Contratos 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 | 2T24 | 2T23 | Δ MWh | Δ %    | 1S24  | 1S23  | Δ MWh | Δ %   |
|-----|------|------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|
| ENS | 86,1 | 31,6 | 54,5  | 172,3% | 453,4 | 337,3 | 116,1 | 34,4% |

O aumento, tanto no trimestre quanto no acumulado, está relacionado com alterações climáticas provocadas pelo fenômeno El Niño, que ocasionaram maior número de eventos de interrupção de carga.

##### 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).

| %   | 2T24   | 2T23   | Δ %    | 1S24    | 1S23   | Δ % |
|-----|--------|--------|--------|---------|--------|-----|
| PVd | 0,715% | 1,740% | -58,9% | -0,200% | 1,308% | -   |

No trimestre, a variação no desempenho do indicador é fruto de uma menor quantidade de eventos de interrupção ocorridos nesse trimestre, se comparado com o mesmo período do ano anterior.



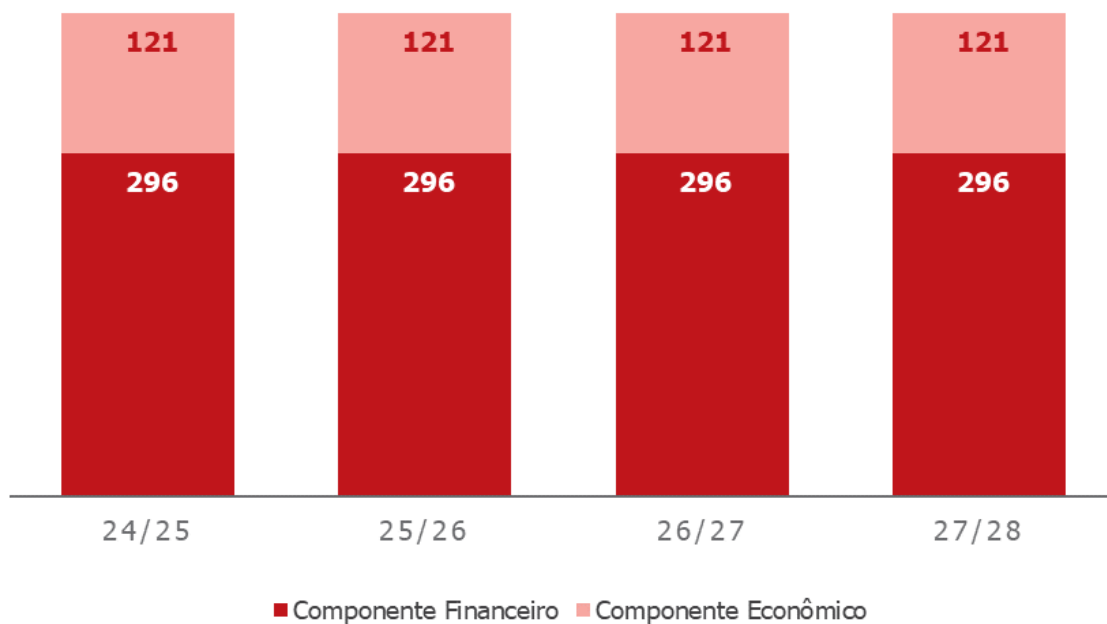
No acumulado, o valor foi menor devido à reativação, em fevereiro de 2024, da liminar de devolução dos descontos referentes ao desligamento de duas linhas de transmissão ocorridos em janeiro/2022.

### 3.3.3) Temas Regulatórios

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

A Parcela da 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 055 da CPFL Transmissão são demonstrados abaixo. Cabe destacar que o fluxo do componente financeiro foi considerado conforme reperfilamento estabelecido pela ANEEL a partir do ciclo 2021/2022, após a homologação do resultado da RTP das Transmissoras (REH nº 2.851/21). Quanto ao fluxo do componente econômico, trata-se de valor estabelecido na Resolução nº 3344/24, que tratou da Revisão Tarifária Periódica das transmissoras.

**Fluxo de Recebimento<sup>1</sup> | R\$ milhões**



Nota: (1) Valores do gráfico estão na data base Junho/2024 e devem ser atualizados por IPCA anualmente.

#### Revisão Tarifária Periódica (“RTP”)

O Contrato de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica nº 055/2001-ANEEL, celebrado entre a União e a CPFL Transmissão (CEEE-T), foi prorrogado nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, definindo em sua cláusula oitava as regras de revisão suficientes para manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A segunda RTP estava prevista para ocorrer em 1º de julho de 2023, entretanto, assim como ocorreu com a 1ª RTP, houve a postergação, com o processo sendo concluído em 12/07/2024 com a publicação da REH 3.344/2024, que homologou o resultado definitivo da RTP de 2023 da RAP, associada ao Contrato de Concessão nº 055/2001, sob responsabilidade da CPFL

Transmissão, e que apresentou o índice de reposicionamento definitivo das receitas 14,7%<sup>4</sup> inferior ao ciclo tarifário anterior.

Quanto ao componente econômico do RBSE, o qual refere-se à remuneração pelo custo de capital dos ativos ainda não depreciados, conforme é possível verificar na tabela abaixo, no item Baixas e Depreciação RTP 2023 RBSE, percebe-se a queda decorrente da depreciação dos ativos durante o período da atual revisão tarifária.

Em relação ao Componente Financeiro da RBSE, destaca-se que este não foi escopo da RTP de 2023. O processo encontra-se aguardando deliberação da Diretoria Colegiada da ANEEL, enquanto a CPFL Transmissão, em conjunto com outras Transmissoras afetadas, continua atuando proativamente neste processo.

Considerando as concessionárias licitadas, registra-se que as concessionárias Maracanaú, Sul I e Sul II também passaram por Revisão Tarifária, com índice de reposicionamento de aproximadamente 2,9%.

Revisão Tarifária do contrato de concessão prorrogado nos termos da Lei nº 12.783/2013.

| Contratos | REH 3.216/2023 | RBSE Financeiro (fora do escopo RBSE) | Trajatória CAOM | Baixas e Depreciação RTP 2023 RBSE | Baixas e Depreciação RTP 2023 RBNI | Incremental RTP 2023 | Outros | REH 3.344/2024 Receita Homologada |
|-----------|----------------|---------------------------------------|-----------------|------------------------------------|------------------------------------|----------------------|--------|-----------------------------------|
| 055/2001  | <b>1.122,0</b> | -284,2                                | -16,6           | -85,7                              | -55,0                              | 28,3                 | -4,1   | <b>704,7</b>                      |

\* Valores expressos em R\$ milhões.

Revisão Tarifária dos contratos de concessão licitados.

| Contratos | REH 3.216/2023 | Índice de Reposicionamento | REH 3.344/2024 Receita Homologada |
|-----------|----------------|----------------------------|-----------------------------------|
| 020/2018  | 10.658,8       | 2,96%                      | <b>10.974,3</b>                   |
| 005/2019  | 34.856,1       | 2,93%                      | <b>35.878,0</b>                   |
| 011/2019  | 44.776,5       | 2,93%                      | <b>46.088,2</b>                   |

\* Valores expressos em R\$ x 1.000.

### Reajuste Tarifário Anual ("RTA")

De acordo com a REH nº 3.348/2024, para o ciclo de 2024-2025, de 01/07/2024 a 30/06/2025, a Receita (RAP) somada à Parcela de Ajuste (PA) do **Contrato de Concessão nº 055/2001**, totaliza cerca de R\$ 856 Milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- (i) Os dados contemplam os efeitos da RTP 2023, finalizada em julho/2024, incluindo trajetória da Receita (CAOM) estabelecida também no processo de RTP 2023;
- (ii) Correção monetária pelo IPCA, em relação ao ciclo 2023/2024;
- (iii) Desconto da Parcela de Ajuste (PA), cujo impacto negativo se deve principalmente (i) pelo resultado da RTP 2023, o qual contempla os efeitos da receita recebida durante o ciclo 2023/2024, que ainda não havia sido revisada (PA Postergação), e (ii) pela

<sup>4</sup> O Índice de Reposicionamento corresponde à variação nominal em relação à receita vigente no ano anterior (22/23) ao da Revisão (23/24). Não considera o financeiro da RBSE.

reversão das diferenças das parcelas de RAP em função da não aplicação, pela ANEEL, do laudo correto fiscalizado para fins de estabelecimento da RAP na RTP2018 ("Erro Material"). Este último, em sede de autotutela administrativa;

- (iv) Reforços e Melhorias de "pequeno porte" que entraram em operação comercial ao longo do ciclo de RTP 2018/2023 e foram avaliados na RTP 2023;
- (v) Contempla ainda, Reforços e Melhorias que entraram em operação comercial durante o ciclo de 2023/2024, e incrementaram a receita da transmissora (novos investimentos).

Destaca-se que, em relação ao Componente Financeiro da RBSE, este não sofreu alteração em seu valor, sendo somente aplicada a atualização pelo IPCA, já que seu processo encontra-se em análise pela agência reguladora.

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

| Contratos | REH 3.344/2024 Resultado da RTP | RBSE Financeiro | Trajectoria CAOM | Novos Investimentos | Indexador (IPCA) | REH 3.348/2024 Receita Homologada | PA RTA 2023 | REH 3.348/2024 |
|-----------|---------------------------------|-----------------|------------------|---------------------|------------------|-----------------------------------|-------------|----------------|
| 055/2001  | <b>704,7</b>                    | 284,2           | -22,3            | 29,3                | 33,7             | 1.029,6                           | -173,6      | <b>856,0</b>   |

\* Valores expressos em R\$ milhões.

Quanto aos contratos licitados, de acordo com a REH nº 3.348/2024, para o ciclo de 2024-2025, de 01/07/2024 a 30/06/2025 o valor da RAP total somada à Parcela de Ajuste alcança aproximadamente R\$ 200 Milhões.

Reajuste Tarifário Anual 2024.

| Contratos       | REH 3.216/2023 | Entrada em operação | Indexador (IPCA ou IGP-M) | Impacto do Reposicionamento da RTP | REH 3.348/2024 Receita Homologada | PA RTA 2023 | REH 3.348/2024  |
|-----------------|----------------|---------------------|---------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|-------------|-----------------|
| <b>080/2002</b> | 21.435,2       |                     | -72,5                     |                                    | <b>21.362,7</b>                   | -925,9      | <b>20.436,8</b> |
| <b>001/2011</b> | 37.230,4       | 6.913,6             | 1.733,1                   |                                    | <b>45.877,1</b>                   | -2.654,5    | <b>43.222,6</b> |
| <b>003/2013</b> | 15.428,5       |                     | 628,6                     | 584,1                              | <b>16.641,2</b>                   | 435,9       | <b>17.077,1</b> |
| <b>020/2018</b> | 10.658,8       |                     | 315,5                     | -99,2                              | <b>10.974,3</b>                   | -85,5       | <b>10.888,8</b> |
| <b>006/2015</b> | 19.059,0       |                     | 748,3                     |                                    | <b>19.807,3</b>                   | -195,0      | <b>19.612,3</b> |
| <b>005/2019</b> | 34.856,1       |                     | 1.355,3                   | -333,4                             | <b>35.878,0</b>                   | -1.504,5    | <b>34.373,5</b> |
| <b>011/2019</b> | 43.186,5       | 1.590,0             | 1.311,7                   | -429,4                             | <b>46.088,2</b>                   | -2.316,5    | <b>43.771,7</b> |
| <b>004/2021</b> |                | 10.739,2            | 421,7                     |                                    | <b>11.160,9</b>                   | 521,2       | <b>11.682,1</b> |

\* Valores expressos em R\$ x 1.000.

Em relação ao **Contrato de Concessão nº 004/2021 (Cachoeirinha 3)**, a transmissora concluiu as obras objeto do Contrato de Concessão, entretanto, para receber a totalidade da RAP, aguarda a Distribuidora se conectar na subestação, de acordo com a cláusula do Contrato de Conexão (CCT) firmado entre as concessionárias. No momento que as condições previstas no CCT forem atendidas a Transmissora passará a perceber a RAP de aproximadamente R\$ 12,0 milhões.

### 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                            | 2T24       | 2T23       | Δ R\$       | Δ %           | 1S24       | 1S23       | Δ R\$      | Δ %          |
|--|------------|------------|-------------|---------------|------------|------------|------------|--------------|
| Receita Operacional Bruta              | 396        | 358        | 38          | 10,7%         | 794        | 695        | 99         | 14,3%        |
| <b>Receita Operacional Líquida</b>     | <b>332</b> | <b>294</b> | <b>38</b>   | <b>13,1%</b>  | <b>659</b> | <b>569</b> | <b>90</b>  | <b>15,9%</b> |
| PMSO, Previdência e PDD                | (143)      | (130)      | (13)        | 10,0%         | (250)      | (258)      | 9          | -3,4%        |
| Equivalência Patrimonial               | 1          | 1          | 0           | 5,5%          | 5          | 2          | 3          | 148,5%       |
| <b>EBITDA</b>                          | <b>218</b> | <b>194</b> | <b>25</b>   | <b>12,7%</b>  | <b>472</b> | <b>371</b> | <b>101</b> | <b>27,1%</b> |
| Depreciação e Amortização              | (28)       | (29)       | 1           | -2,7%         | (57)       | (59)       | 1          | -2,1%        |
| Resultado Financeiro                   | (82)       | (41)       | (40)        | 97,0%         | (161)      | (82)       | (79)       | 96,1%        |
| <i>Receitas Financeiras</i>            | 21         | 28         | (7)         | -24,1%        | 37         | 50         | (13)       | -26,4%       |
| <i>Despesas Financeiras</i>            | (103)      | (69)       | (33)        | 48,1%         | (198)      | (133)      | (66)       | 49,7%        |
| Lucro Antes da Tributação              | 108        | 123        | (15)        | -12,0%        | 253        | 230        | 23         | 9,9%         |
| Imposto de Renda e Contribuição Social | (32)       | (16)       | (16)        | 103,6%        | (59)       | (37)       | (22)       | 59,7%        |
| <b>Lucro Líquido</b>                   | <b>77</b>  | <b>107</b> | <b>(31)</b> | <b>-28,8%</b> | <b>194</b> | <b>193</b> | <b>1</b>   | <b>0,3%</b>  |

### Receita Operacional

| R\$ Milhões                            | 2T24       | 2T23       | Δ R\$     | Δ %          | 1S24       | 1S23       | Δ R\$     | Δ %          |
|--|------------|------------|-----------|--------------|------------|------------|-----------|--------------|
| Contrato de Concessão 055/2001         | 344        | 311        | 33        | 10,7%        | 692        | 610        | 82        | 13,4%        |
| Sul II                                 | 12         | 12         | 0         | -0,2%        | 23         | 20         | 4         | 19,3%        |
| TESB                                   | 11         | 9          | 2         | 17,2%        | 21         | 18         | 3         | 16,0%        |
| Sul I                                  | 9          | 9          | 0         | 5,4%         | 18         | 16         | 2         | 15,3%        |
| Contrato de Concessão 080/2002         | 5          | 5          | 0         | -2,3%        | 11         | 11         | 0         | -1,9%        |
| Morro Agudo                            | 5          | 5          | 0         | 2,4%         | 11         | 8          | 3         | 32,5%        |
| Piracicaba                             | 4          | 4          | 1         | 19,1%        | 8          | 7          | 1         | 12,1%        |
| Maracanaú                              | 3          | 3          | 0         | 7,0%         | 6          | 5          | 1         | 14,2%        |
| Contrato de Concessão 004/2001 (CAC 3) | 2          | -          | 2         | -            | 4          | -          | 4         | -            |
| Encargos Regulatórios                  | (30)       | (34)       | 3         | -9,8%        | (67)       | (67)       | 0         | 0,6%         |
| <b>Receita Bruta</b>                   | <b>396</b> | <b>358</b> | <b>38</b> | <b>10,7%</b> | <b>794</b> | <b>695</b> | <b>99</b> | <b>14,3%</b> |
| Deduções da Receita                    | (34)       | (31)       | (3)       | 10,7%        | (68)       | (60)       | (8)       | 13,9%        |
| <b>Receita Líquida</b>                 | <b>332</b> | <b>294</b> | <b>38</b> | <b>13,1%</b> | <b>659</b> | <b>569</b> | <b>90</b> | <b>15,9%</b> |

No trimestre, o aumento percebido na **receita operacional** é principalmente devido ao reajuste tarifário do ciclo 2023/2024, do contrato de concessão 055. O mesmo vale para o acumulado. Já os encargos regulatórios, que fazem parte da receita faturada, junto às subvenções tarifárias, tiveram redução no trimestre e ficaram estáveis no acumulado.

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

| R\$ Milhões                                    | 2T24         | 2T23         | Δ R\$       | Δ %           | 1S24         | 1S23         | Δ R\$       | Δ %           |
|--|--------------|--------------|-------------|---------------|--------------|--------------|-------------|---------------|
| Pessoal  | (36)         | (36)         | (0)         | 0,9%          | (68)         | (68)         | 0           | -0,7%         |
| Material                                       | (18)         | (1)          | (17)        | 1136,8%       | (15)         | (2)          | (13)        | 547,0%        |
| <i>Material</i>                                | <i>(13)</i>  | <i>(1)</i>   | <i>(12)</i> | <i>794,2%</i> | <i>(10)</i>  | <i>(2)</i>   | <i>(8)</i>  | <i>332,7%</i> |
| <i>Material eventos climáticos</i>             | <i>(5)</i>   | <i>-</i>     | <i>(5)</i>  | <i>-</i>      | <i>(5)</i>   | <i>-</i>     | <i>(5)</i>  | <i>-</i>      |
| Serviços de Terceiros                          | (29)         | (20)         | (9)         | 44,6%         | (51)         | (39)         | (12)        | 30,8%         |
| <i>Serviços de Terceiros</i>                   | <i>(25)</i>  | <i>(20)</i>  | <i>(5)</i>  | <i>24,9%</i>  | <i>(47)</i>  | <i>(20)</i>  | <i>(27)</i> | <i>130,9%</i> |
| <i>Serviço de Terceiros eventos climáticos</i> | <i>(4)</i>   | <i>-</i>     | <i>(4)</i>  | <i>-</i>      | <i>(4)</i>   | <i>-</i>     | <i>(4)</i>  | <i>-</i>      |
| Entidade de Previdência Privada                | (18)         | (15)         | (3)         | 18,3%         | (36)         | (31)         | (5)         | 14,6%         |
| Outros   | (14)         | (28)         | 15          | -52,2%        | (22)         | (59)         | 36          | -61,8%        |
| <b>PMSO</b>                                    | <b>(115)</b> | <b>(101)</b> | <b>(14)</b> | <b>13,8%</b>  | <b>(192)</b> | <b>(200)</b> | <b>7</b>    | <b>-3,7%</b>  |
| Depreciação e Amortização                      | (28)         | (29)         | 1           | -2,7%         | (57)         | (59)         | 1           | -2,1%         |
| <b>PMSO, depreciação e amortização</b>         | <b>(143)</b> | <b>(130)</b> | <b>(13)</b> | <b>10,0%</b>  | <b>(250)</b> | <b>(258)</b> | <b>9</b>    | <b>-3,4%</b>  |

No trimestre, o **PMSO** apresentou um aumento, fruto principalmente de gastos no projeto Sul II e de despesas em manutenção devido às enchentes (item extraordinário, como já explicado no Capítulo 1), parcialmente compensados por um menor volume de despesas legais. No acumulado, houve uma redução, fruto de um menor volume despesas judiciais.

Desconsiderando os efeitos extraordinários, no trimestre, a variação teria sido um aumento 3,4% e no acumulado uma redução de 6,7%.

## EBITDA

| R\$ Milhões                            | 2T24       | 2T23       | Δ R\$       | Δ %           | 1S24       | 1S23       | Δ R\$      | Δ %          |
|--|------------|------------|-------------|---------------|------------|------------|------------|--------------|
| <b>Lucro Líquido</b>                   | <b>77</b>  | <b>107</b> | <b>(31)</b> | <b>-28,7%</b> | <b>194</b> | <b>193</b> | <b>1</b>   | <b>0,4%</b>  |
| Depreciação e Amortização              | 28         | 29         | (1)         | -2,7%         | 57         | 59         | (1)        | -2,1%        |
| Resultado Financeiro                   | 82         | 41         | 40          | 96,5%         | 161        | 83         | 79         | 95,7%        |
| Imposto de Renda / Contribuição Social | 32         | 16         | 16          | 103,6%        | 59         | 37         | 22         | 59,7%        |
| <b>EBITDA</b>                          | <b>218</b> | <b>194</b> | <b>25</b>   | <b>12,7%</b>  | <b>472</b> | <b>371</b> | <b>101</b> | <b>27,1%</b> |

No trimestre, o aumento no EBITDA se deve principalmente ao reajuste dos contratos da CPFL Transmissão, parcialmente compensado pelo aumento de despesas. No acumulado, junto do aumento de receita, houve uma redução nas despesas.

## Resultado Financeiro

| R\$ Milhões                   | 2T24        | 2T23        | Δ R\$       | Δ %          | 1S24         | 1S23        | Δ R\$       | Δ %          |
|-------------------------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|-------------|-------------|--------------|
| Despesas com a dívida líquida | (98)        | (47)        | (51)        | 107,4%       | (160)        | (90)        | (69)        | 76,9%        |
| Marcação a Mercado            | 15          | 3           | 12          | 348,5%       | (6)          | 3           | (9)         | -            |
| Outras receitas e despesas    | 0           | 0           | 0           | 38,5%        | 1            | (0)         | 1           | -            |
| <b>Resultado Financeiro</b>   | <b>(83)</b> | <b>(44)</b> | <b>(39)</b> | <b>89,3%</b> | <b>(164)</b> | <b>(87)</b> | <b>(77)</b> | <b>88,8%</b> |

No trimestre, a piora no resultado financeiro se deu devido principalmente ao aumento nas despesas com encargos de dívidas, fruto das captações que ocorreram no ano passado e no segundo trimestre deste ano, bem como por conta da migração das debêntures (conforme explicado no resultado financeiro da Geração). O resultado acumulado é explicado pelos mesmos fatores.

## Lucro Líquido

No trimestre, apesar do EBITDA maior, houve uma redução no lucro líquido, principalmente devido a um pior resultado financeiro, conforme explicado anteriormente. No acumulado, o lucro se mantém estável.

### 3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro | IFRS

| R\$ Milhões   | 2T24       | 2T23       | Δ R\$       | Δ %           | 1S24       | 1S23       | Δ R\$       | Δ %           |
|---|------------|------------|-------------|---------------|------------|------------|-------------|---------------|
| Receita Operacional Bruta                               | 550        | 540        | 10          | 1,8%          | 1.044      | 1.003      | 40          | 4,0%          |
| Receita Operacional Líquida                             | 485        | 474        | 11          | 2,3%          | 908        | 874        | 34          | 3,9%          |
| <b>Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)</b> | <b>269</b> | <b>304</b> | <b>(35)</b> | <b>-11,4%</b> | <b>566</b> | <b>612</b> | <b>(46)</b> | <b>-7,4%</b>  |
| PMSO, Previdência e PDD                                 | (101)      | (100)      | (1)         | 0,5%          | (182)      | (192)      | 11          | -5,6%         |
| Custos com construção de infraestrutura                 | (152)      | (115)      | (37)        | 32,2%         | (240)      | (195)      | (45)        | 22,8%         |
| Equivalência Patrimonial                                | 1          | 0          | 0           | 45,7%         | 4          | 3          | 1           | 16,4%         |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>                               | <b>233</b> | <b>260</b> | <b>(26)</b> | <b>-10,2%</b> | <b>490</b> | <b>489</b> | <b>1</b>    | <b>0,1%</b>   |
| Depreciação e Amortização                               | (9)        | (14)       | 5           | -39,1%        | (20)       | (29)       | 9           | -30,8%        |
| Resultado Financeiro                                    | (83)       | (44)       | (39)        | 89,3%         | (164)      | (87)       | (77)        | 88,8%         |
| <i>Receitas Financeiras</i>                             | 77         | 26         | 51          | 193,4%        | 91         | 47         | 44          | 93,4%         |
| <i>Despesas Financeiras</i>                             | (160)      | (70)       | (90)        | 128,3%        | (256)      | (134)      | (121)       | 90,4%         |
| Lucro Antes da Tributação                               | 142        | 202        | (60)        | -29,7%        | 306        | 373        | (68)        | -18,2%        |
| Imposto de Renda e Contribuição Social                  | (40)       | (53)       | 12          | -23,1%        | (79)       | (101)      | 22          | -21,7%        |
| <b>Lucro Líquido</b>                                    | <b>102</b> | <b>150</b> | <b>(48)</b> | <b>-32,0%</b> | <b>226</b> | <b>272</b> | <b>(46)</b> | <b>-16,8%</b> |

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



## 3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS

### 3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

#### Comercialização

| R\$ Milhões                            | 2T24       | 2T23        | Δ R\$       | Δ %           | 1S24       | 1S23         | Δ R\$       | Δ %           |
|--|------------|-------------|-------------|---------------|------------|--------------|-------------|---------------|
| Receita Operacional Bruta              | 601        | 608         | (7)         | -1,1%         | 1.152      | 1.228        | (77)        | -6,2%         |
| <b>Receita Operacional Líquida</b>     | <b>508</b> | <b>509</b>  | <b>(1)</b>  | <b>-0,2%</b>  | <b>971</b> | <b>1.030</b> | <b>(58)</b> | <b>-5,7%</b>  |
| Custo com Energia Elétrica             | (494)      | (484)       | (10)        | 2,1%          | (898)      | (990)        | 92          | -9,3%         |
| PMSO, Previdência e PDD                | (20)       | (17)        | (3)         | 16,4%         | (36)       | (31)         | (4)         | 14,3%         |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>              | <b>(6)</b> | <b>8</b>    | <b>(14)</b> | <b>-</b>      | <b>38</b>  | <b>9</b>     | <b>29</b>   | <b>325,4%</b> |
| Depreciação e Amortização              | (2)        | (1)         | (0)         | 19,6%         | (3)        | (3)          | (0)         | 15,5%         |
| Resultado Financeiro                   | (6)        | (24)        | 18          | -74,5%        | (12)       | (54)         | 42          | -78,5%        |
| <i>Receitas Financeiras</i>            | 11         | 12          | (1)         | -10,9%        | 31         | 20           | 10          | 51,9%         |
| <i>Despesas Financeiras</i>            | (17)       | (36)        | 19          | -52,6%        | (42)       | (74)         | 32          | -43,0%        |
| Lucro Antes da Tributação              | (14)       | (17)        | 3           | -19,3%        | 23         | (48)         | 71          | -             |
| Imposto de Renda e Contribuição Social | 4          | (0)         | 4           | -             | (3)        | (0)          | (3)         | 657,4%        |
| <b>Lucro (prejuízo) Líquido</b>        | <b>(9)</b> | <b>(17)</b> | <b>7</b>    | <b>-43,7%</b> | <b>20</b>  | <b>(48)</b>  | <b>68</b>   | <b>-</b>      |

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

#### Serviços

| R\$ Milhões                            | 2T24       | 2T23       | Δ R\$     | Δ %          | 1S24       | 1S23       | Δ R\$      | Δ %          |
|--|------------|------------|-----------|--------------|------------|------------|------------|--------------|
| Receita Operacional Bruta              | 358        | 274        | 84        | 30,8%        | 679        | 518        | 162        | 31,2%        |
| <b>Receita Operacional Líquida</b>     | <b>328</b> | <b>250</b> | <b>79</b> | <b>31,5%</b> | <b>624</b> | <b>473</b> | <b>150</b> | <b>31,8%</b> |
| PMSO, Previdência e PDD                | (254)      | (186)      | (68)      | 36,5%        | (466)      | (365)      | (101)      | 27,8%        |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>              | <b>74</b>  | <b>64</b>  | <b>11</b> | <b>17,0%</b> | <b>158</b> | <b>109</b> | <b>49</b>  | <b>45,2%</b> |
| Depreciação e Amortização              | (14)       | (13)       | (2)       | 14,5%        | (29)       | (25)       | (4)        | 16,2%        |
| Resultado Financeiro                   | 2          | 3          | (1)       | -39,6%       | 7          | 7          | 0          | 0,4%         |
| <i>Receitas Financeiras</i>            | 4          | 6          | (2)       | -27,0%       | 11         | 12         | (1)        | -10,0%       |
| <i>Despesas Financeiras</i>            | (2)        | (3)        | 0         | -12,5%       | (4)        | (6)        | 1          | -22,3%       |
| Lucro Antes da Tributação              | 62         | 54         | 8         | 14,1%        | 135        | 90         | 45         | 50,1%        |
| Imposto de Renda e Contribuição Social | (16)       | (14)       | (2)       | 16,1%        | (35)       | (21)       | (14)       | 69,8%        |
| <b>Lucro Líquido</b>                   | <b>46</b>  | <b>41</b>  | <b>5</b>  | <b>13,4%</b> | <b>100</b> | <b>69</b>  | <b>31</b>  | <b>44,3%</b> |

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



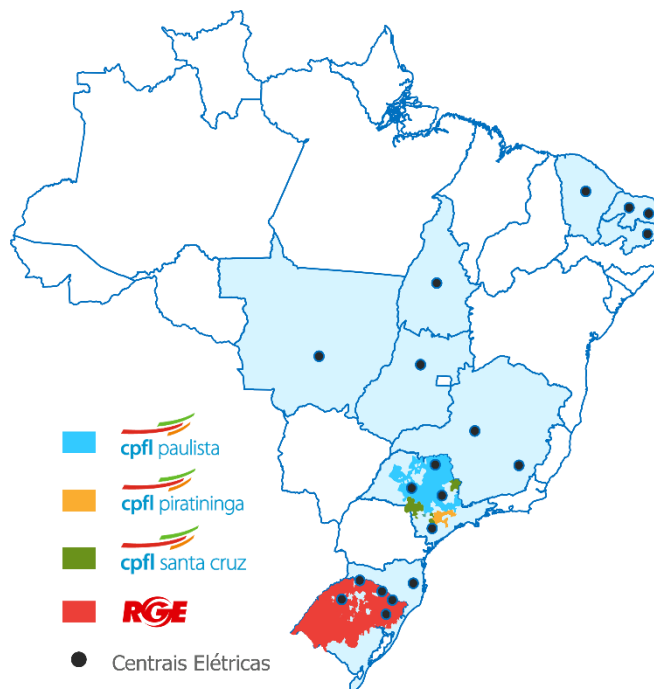
### Perfil da Empresa e Estrutura Societária

#### Área de Atuação

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

A CPFL é a maior distribuidora em volume de energia vendida, com 13,1% de participação no Brasil, atendendo cerca de 10,6 milhões de clientes em 687 municípios. Com 4.371 MW de capacidade instalada, está entre as maiores geradoras do país, com 96% do portfólio em geração proveniente de fontes renováveis.

O grupo atua de forma relevante também no segmento de transmissão, com potência instalada de 159 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 integradas em gestão e comercialização de energia, eficiência energética, geração distribuída, infraestrutura energética e serviços de consultoria. Para acessar o Mapa de Atuação detalhado, [clique aqui](#).



#### Estratégia de Crescimento

Cientes das incertezas que cercam os cenários macroeconômicos intrínsecos ao nosso negócio e das discussões regulatórias para modernização do setor, concentraremos nossos esforços estratégicos em medidas capazes de gerir custos, ampliar investimentos e alcançar o crescimento sustentável da CPFL Energia, tendo como premissa seguir a nossa disciplina financeira e garantir retorno aos nossos acionistas.

#### 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](#).



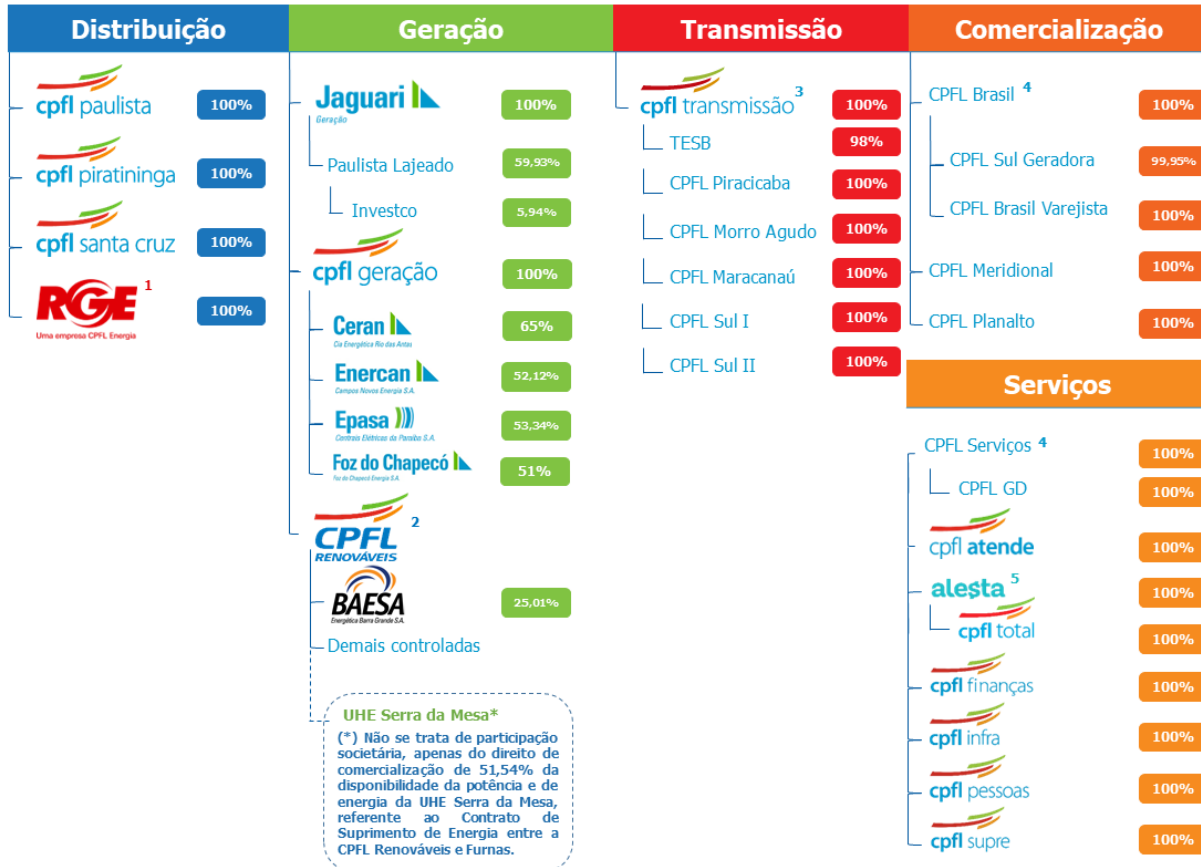


83,71%



Free Float

16,29%



Base: 30/06/2024

Notas:

- (1) A RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (49,1502%) e pela CPFL Geração (50,8498%);
- (3) A CPFL Transmissão é controlada pela CPFL Brasil (100%);
- (4) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços;
- (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 que seja distribuído anualmente como dividendo, no mínimo, 50% do lucro líquido ajustado<sup>5</sup>. Tal política possui natureza meramente indicativa, com o fim de sinalizar ao mercado o tratamento que a Companhia pretende dispensar à distribuição de dividendos aos seus acionistas, possuindo, portanto, caráter programático, não vinculativo à Companhia ou a seus órgãos sociais. A Política de Distribuição de Dividendos está disponível no [site de RI](#).

<sup>5</sup> A Política também estabelece os fatores que influenciarão nos valores das distribuições, bem como demais fatores considerados relevantes pelo Conselho de Administração e pelos acionistas. Destaca ainda que, certas obrigações constantes dos contratos financeiros da Companhia podem limitar o valor dos dividendos e/ou dos juros sobre o capital próprio que poderão ser distribuídos.



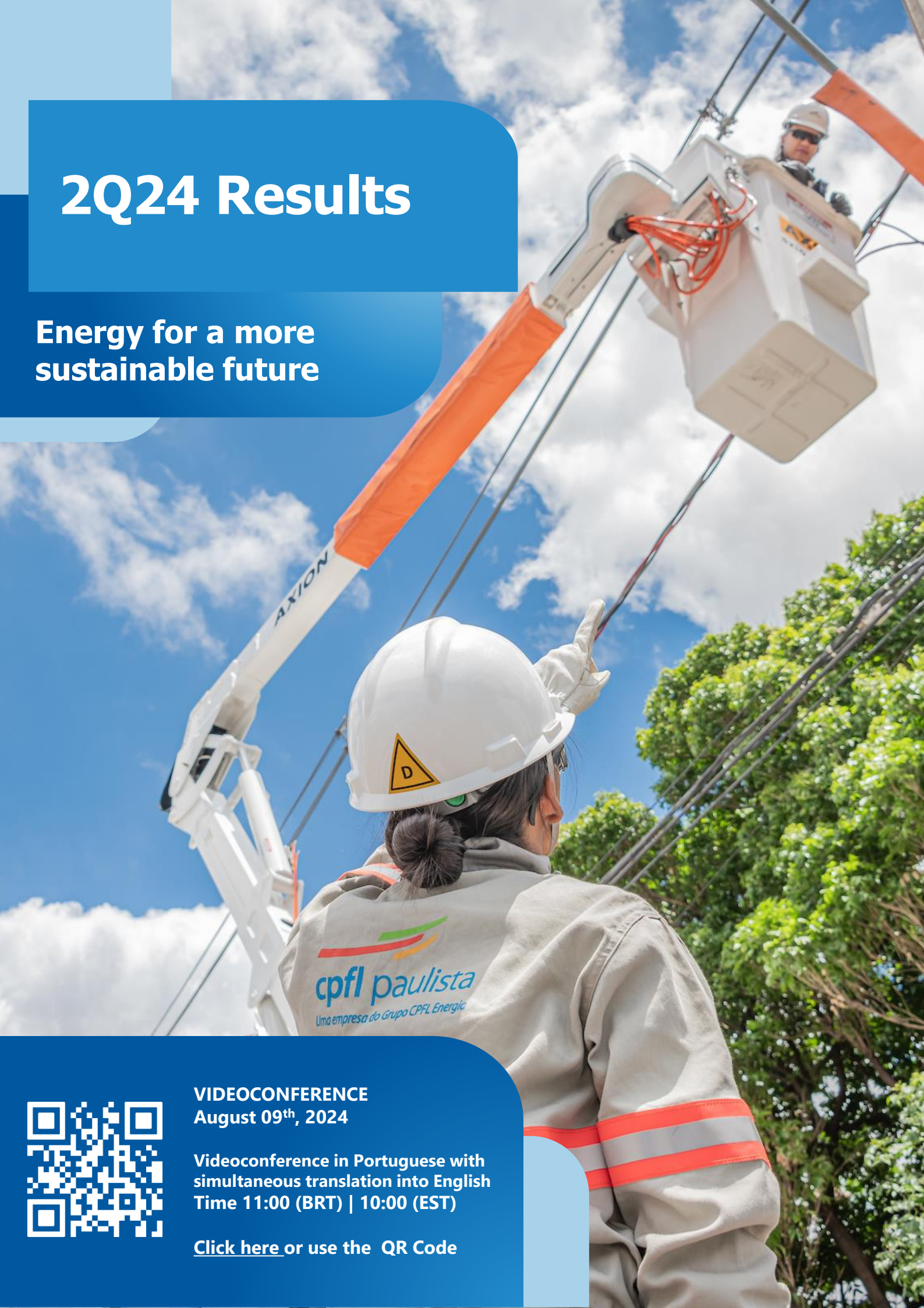
# 2Q24 Results

Energy for a more sustainable future

**VIDEOCONFERENCE**  
August 09<sup>th</sup>, 2024

Videoconference in Portuguese with simultaneous translation into English  
Time 11:00 (BRT) | 10:00 (EST)

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





## Message from the CEO

Last May, we witnessed one of the biggest climate tragedies to hit the state of Rio Grande do Sul. With heavy rainfall and flooding in nearly all municipalities within our concession area, with repercussions on our generation and transmission assets as well, I can assure you that we had minor impacts on our operations and results, which demonstrates the resilience of our business in the face of an adverse scenario. In the quarter, we posted EBITDA of R\$ 2.8 billion and Net Income of R\$ 1.1 billion. At the end of the semester, we achieved consistent results, with EBITDA registering a 1.8% increase, as a result of the fulfillment of our strategic pillars.

In the Distribution segment, once again we highlight the load, which remains strong this quarter, especially in the residential and commercial segments, which increased 11.2% and 11.0%, respectively, compared to the same period last year. The industrial segment recorded a growth of 1.5% due to a moderate recovery of the industry, especially in the state of São Paulo. The rural segment grew by 9.4%, mainly due to the performance of distributors in the state of São Paulo, owing to the drought in the region.

It is also worth highlighting the impacts of the weather events in Rio Grande do Sul on RGE, which had up to 98.7% of the municipalities in its concession area affected. At the peak of the crisis, 315,000 customers were without electricity, for safety reasons in most cases. We sent over 150 employees from our operations in the Southeast region to reinforce RGE's teams and restore power supply to the population as quickly as possible. We also requested to Aneel the postponement of the tariff adjustment, which should have taken place in June. In the quarterly result, the impact amounted to R\$84 million due to asset write-offs, third-party services and the impossibility of billing customers affected by the floods.

In the Transmission segment, in the regulatory analysis, we had a gain compared to 2023, with an increase in revenue due to tariff adjustments. The impact of the weather events was R\$ 9 million, mainly due to asset write-offs and third-party services, a consequence of the eight substations and 34 lines that were affected.

The Generation segment continues to face its wind challenges and the restrictions imposed by the National Electricity System Operator (ONS). In this quarter, we noticed a 6.4% decrease in wind power generation due to less wind, as well as a 4.8% impact due to curtailment. In this segment, the impact of the floods was R\$ 19 million, mainly caused by the flooding of the powerhouse at the Monte Claro Hydroelectric Plant and the partial breach of the dam crest at the 14 de Julho Hydroelectric Plant.

Our investments remain high across all segments. In this quarter, we invested a total of R\$ 1.4 billion, of which R\$ 1.1 billion went to the Distribution segment and R\$ 153 million to the Transmission segment. We have invested R\$ 2.4 billion in the first half of the year and our estimated Capex across all businesses of the group is R\$ 5.9 billion in 2024.

Finally, as regards our financial discipline, cash management and optimization of the capital structure, we ended the quarter with leverage of 2.01 times the EBITDA, based on the measurement criterion used in financial covenants, and cash balance of R\$ 3.9 billion. I also highlight, in this quarter, the funding transactions carried out in the financial market in the total amount of R\$1.6 billion at a cost of CDI + 0.19%, with an average term of 10.1 years.

I would like to end this message by thanking all the teams that worked in Rio Grande do Sul for their dedication and commitment to the full recovery of our operating segments in the State, as well as for all the collaboration with society – especially the CPFL Semear volunteer groups – at this difficult and challenging time for all of us.

**Gustavo Estrella**  
CEO, CPFL Energia

## Key Indicators

| R\$ Million                                     | 2Q24          | 2Q23          | Δ R\$         | Δ %           | 1S24          | 1H23          | Δ R\$         | Δ %          |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| Load in the Concession Area   GWh               | 17,738        | 16,533        | 1,205         | 7.3%          | 37,157        | 35,013        | 2,144         | 6.1%         |
| Sales within the Concession Area   GWh          | 18,271        | 17,216        | 1,055         | 6.1%          | 36,896        | 34,906        | 1,990         | 5.7%         |
| <i>Captive Market</i>                           | 10,207        | 9,755         | 452           | 4.6%          | 21,261        | 20,359        | 902           | 4.4%         |
| <i>Free Client</i>                              | 8,064         | 7,461         | 603           | 8.1%          | 15,636        | 14,547        | 1,088         | 7.5%         |
| Gross Operating Revenue                         | 14,212        | 13,646        | 566           | 4.1%          | 29,199        | 27,057        | 2,142         | 7.9%         |
| Net Operating Revenue                           | 9,662         | 9,389         | 273           | 2.9%          | 19,828        | 19,228        | 600           | 3.1%         |
| <b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>                     | <b>2,837</b>  | <b>3,054</b>  | <b>(217)</b>  | <b>-7.1%</b>  | <b>6,702</b>  | <b>6,584</b>  | <b>118</b>    | <b>1.8%</b>  |
| <i>Distribution</i>                             | 1,690         | 1,804         | (115)         | -6.3%         | 4,226         | 4,131         | 95            | 2.3%         |
| <i>Generation</i>                               | 856           | 928           | (71)          | -7.7%         | 1,811         | 1,865         | (53)          | -2.9%        |
| <i>Transmission</i>                             | 233           | 260           | (26)          | -10.2%        | 490           | 489           | 1             | 0.1%         |
| <i>Commercialization, Services &amp; Others</i> | 57            | 62            | (5)           | -7.6%         | 176           | 100           | 76            | 76.3%        |
| <b>Net Income</b>                               | <b>1,100</b>  | <b>1,247</b>  | <b>(147)</b>  | <b>-11.8%</b> | <b>2,855</b>  | <b>2,898</b>  | <b>(42)</b>   | <b>-1.5%</b> |
| <i>Distribution</i>                             | 565           | 703           | (138)         | -19.6%        | 1,723         | 1,821         | (98)          | -5.4%        |
| <i>Generation</i>                               | 431           | 419           | 12            | 2.8%          | 906           | 872           | 34            | 3.9%         |
| <i>Transmission</i>                             | 102           | 150           | (48)          | -32.0%        | 226           | 272           | (46)          | -16.8%       |
| <i>Commercialization, Services &amp; Others</i> | 3             | (25)          | 27            | -             | 1             | (67)          | 68            | -            |
| <b>Net Debt<sup>(2)</sup></b>                   | <b>26,250</b> | <b>23,193</b> | <b>3,056</b>  | <b>13.2%</b>  | <b>26,250</b> | <b>23,193</b> | <b>3,056</b>  | <b>13.2%</b> |
| Net Debt / EBITDA <sup>(2)</sup>                | 2.01          | 1.72          | 0.29          | 16.9%         | 2.01          | 1.72          | 0.29          | 16.9%        |
| Investments <sup>(3)</sup>                      | 1,353         | 1,201         | 153           | 12.7%         | 2,447         | 2,283         | 164           | 7.2%         |
| <b>Stock Performance</b>                        | <b>32.73</b>  | <b>34.39</b>  | <b>(1.66)</b> | <b>-4.8%</b>  | <b>32.73</b>  | <b>34.39</b>  | <b>(1.66)</b> | <b>-4.8%</b> |
| <b>Daily Average Volume</b>                     | <b>67</b>     | <b>75</b>     | <b>(8)</b>    | <b>-10.9%</b> | <b>69</b>     | <b>69</b>     | <b>0</b>      | <b>0.6%</b>  |

### Notes:

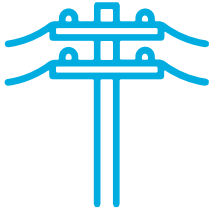
- (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result, depreciation/amortization, as CVM Resolution no. 156/22. See the calculation in item 2.1 of this report;
- (2) In financial covenants criteria, which considers CPFL Energia's stake in each generation projects and in CPFL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



The data disclosed in this release, as well as further details, are available in Excel, and can be consulted in the **Historical Information Base**, available in the IR website. To access, [click here](#).

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

## Highlights



Load in the concession area<sup>1</sup>  
**+7.3%**



EBITDA  
**R\$ 2,837**  
million (-7.1%)



Net Income  
**R\$ 1,247**  
million (-11.8%)



Net Debt  
**R\$ 26.2**  
billion with a leverage of **2.01x** (Net Debt/EBITDA<sup>2</sup>)



CAPEX  
**R\$ 1,353**  
million (+12.7%)



We celebrated the **5 years of Re-IPO**, which marked State Grid's decision to keep CPFL's shares traded on the stock exchange, in addition to celebrating **20 years of IPO**



We are the **Best in Corporate Governance** in Brazil by the **World Finance Corporate Governance Awards 2024**



Our **Financial** team won the **Utilities Sector** award in Brazil by the **Finance & Law Summit Awards**



We won the **Consumidor Moderno Award** for the **2<sup>nd</sup> consecutive year**

1) Load net of losses; 2) In the financial covenants criteria.

## Contents

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1) CPFL ENERGIA ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE .....</b> | <b>6</b>  |
| 1.1) Economic-Financial Performance .....                   | 6         |
| 1.2) Indebtedness .....                                     | 10        |
| 1.2.1) Financial Debt in IFRS Criteria .....                | 10        |
| 1.2.2) Debt in Financial Covenants Criteria .....           | 12        |
| 1.3) Investments .....                                      | 12        |
| 1.3.1) Actual Investments by Segment .....                  | 12        |
| 1.3.2) Investment Forecast .....                            | 13        |
| <b>2) SUSTAINABILITY AND ESG INDICATORS .....</b>           | <b>14</b> |
| 2.1) ESG Plan 2030 .....                                    | 14        |
| 2.2) Key ESG Indicators aligned to the Plan .....           | 15        |
| <b>3) PERFORMANCE OF BUSINESS SEGMENTS .....</b>            | <b>16</b> |
| <b>3.1) DISTRIBUTION SEGMENT .....</b>                      | <b>17</b> |
| 3.1.1) Operational Performance .....                        | 17        |
| 3.1.1.1) Load Net of Losses   Concession Area .....         | 17        |
| 3.1.1.2) Energy Sales   Concession Area .....               | 17        |
| 3.1.1.3) Energy Sales   RGE .....                           | 18        |
| 3.1.1.4) Delinquency .....                                  | 18        |
| 3.1.1.5) Losses .....                                       | 19        |
| 3.1.1.6) SAIDI and SAIFI .....                              | 20        |
| 3.1.2) Tariff Events .....                                  | 21        |
| 3.1.3) Economic-Financial Performance .....                 | 21        |
| <b>3.2) GENERATION SEGMENT .....</b>                        | <b>28</b> |
| 3.2.1) Operational Performance .....                        | 28        |
| 3.2.2) Economic-Financial Performance .....                 | 28        |
| <b>3.3) TRANSMISSION SEGMENT .....</b>                      | <b>32</b> |
| 3.3.1) Portfolio .....                                      | 32        |
| 3.3.2) Operational Performance .....                        | 32        |
| 3.3.3) Regulatory Themes .....                              | 33        |
| 3.3.4) Economic-Financial Performance   Regulatory .....    | 36        |
| 3.3.5) Economic-Financial Performance   IFRS .....          | 38        |
| <b>3.4) COMMERCIALIZATION AND SERVICES SEGMENTS .....</b>   | <b>39</b> |
| 3.4.1) Economic-Financial Performance .....                 | 39        |
| <b>4) ATTACHMENTS .....</b>                                 | <b>40</b> |

# 1) CPFL ENERGIA ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

## 1.1) Economic-Financial Performance

| R\$ Million  | 2Q24         | 2Q23         | Δ R\$        | Δ %           | 1H24          | 1H23          | Δ R\$       | Δ %          |
|--|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|-------------|--------------|
| Gross Operating Revenue                                    | 14,212       | 13,646       | 566          | 4.1%          | 29,199        | 27,057        | 2,142       | 7.9%         |
| Net Operating Revenue                                      | 9,662        | 9,389        | 273          | 2.9%          | 19,828        | 19,228        | 600         | 3.1%         |
| <b>Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)</b> | <b>8,426</b> | <b>8,242</b> | <b>184</b>   | <b>2.2%</b>   | <b>17,569</b> | <b>17,156</b> | <b>413</b>  | <b>2.4%</b>  |
| Cost of Electric Power                                     | (4,392)      | (4,177)      | (215)        | 5.2%          | (8,721)       | (8,553)       | (168)       | 2.0%         |
| PMSO, Private Pension Fund and ADA                         | (1,368)      | (1,151)      | (218)        | 18.9%         | (2,459)       | (2,249)       | (210)       | 9.3%         |
| Costs of Building the Infrastructure                       | (1,149)      | (1,091)      | (58)         | 5.3%          | (2,121)       | (2,005)       | (116)       | 5.8%         |
| Equity Income  | 84           | 84           | 1            | 1.1%          | 176           | 163           | 13          | 7.9%         |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>                                  | <b>2,837</b> | <b>3,054</b> | <b>(217)</b> | <b>-7.1%</b>  | <b>6,702</b>  | <b>6,584</b>  | <b>118</b>  | <b>1.8%</b>  |
| Depreciation and Amortization                              | (571)        | (556)        | (14)         | 2.6%          | (1,137)       | (1,096)       | (41)        | 3.7%         |
| Financial Income (Expense)                                 | (716)        | (685)        | (31)         | 4.5%          | (1,532)       | (1,236)       | (296)       | 23.9%        |
| <i>Financial Revenues</i>                                  | 378          | 490          | (112)        | -22.9%        | 795           | 1,020         | (225)       | -22.1%       |
| <i>Financial Expenses</i>                                  | (1,094)      | (1,176)      | 81           | -6.9%         | (2,327)       | (2,256)       | (71)        | 3.1%         |
| Income Before Taxes  | 1,550        | 1,813        | (262)        | -14.5%        | 4,034         | 4,252         | (218)       | -5.1%        |
| Income Tax / Social Contribution                           | (450)        | (566)        | 115          | -20.4%        | (1,178)       | (1,355)       | 176         | -13.0%       |
| <b>Net Income</b>  | <b>1,100</b> | <b>1,247</b> | <b>(147)</b> | <b>-11.8%</b> | <b>2,855</b>  | <b>2,898</b>  | <b>(42)</b> | <b>-1.5%</b> |

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial results 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 Company's results.

| EBITDA effects   R\$ million                         | 2Q24  | 2Q23 | Δ R\$ | Δ %    | 1H24  | 1H23  | Δ R\$ | Δ %   |
|--|-------|------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|
| <b>Non-cash effects (recurrent)</b>                  |       |      |       |        |       |       |       |       |
| Adjustments in the concession financial assets (VNR) | 206   | 273  | (67)  | -24.6% | 590   | 634   | (44)  | -6.9% |
| Legal and judicial expenses                          | (64)  | (50) | (13)  | 26.5%  | (117) | (110) | (7)   | 6.5%  |
| Assets write-off                                     | (47)  | (39) | (8)   | 19.6%  | (74)  | (68)  | (6)   | 8.4%  |
| <b>Extraordinary items</b>                           |       |      |       |        |       |       |       |       |
| Climate Events Impacts - Rio Grande do Sul           | (112) | -    | (112) | -      | (112) | -     | (112) | -     |
| Investment Fair Value Adjustments (non-cash effect)  | -     | -    | -     | -      | 56    | -     | 56    | -     |
| Tariff review (RAB report)                           | -     | 60   | (60)  | -      | -     | 196   | (196) | -     |

### Extraordinary items explanation

#### Climate Events Impacts – Rio Grande do Sul:

- RGE (R\$ 84 million): (i) damaged assets write-off, in the amount of R\$ 49 million, mainly meters and distribution grid and substation equipment (R\$ 43 million) and their respective write-off in concession financial asset (R\$ 6 million); (ii) services related to the replacement of impacted assets, cleaning and infrastructure services, fleet maintenance, among others, in the amount of R\$ 23 million, and (iii) impossibility of billing clients affected by the floods, in an **estimated amount** of R\$ 12 million;
- Ceran (R\$ 19 million): (i) cleaning and infrastructure services, among others, in the amount of R\$ 16 million; and (ii) damaged assets write-off, in the amount of R\$ 3 million;
- CPFL Transmissão (R\$ 9 million): (i) infrastructure and maintenance expenses, among others, in the amount of R\$ 6 million; and (ii) infrastructure assets write-off, in the amount of R\$ 3 million.



- | Regulatory Asset Base ("RAB") Appraisal Reports – 2Q23 effects:
  - a. RGE (R\$ 77 million): value referring to the complement for the final appraisal report;
  - b. CPFL Piratininga (R\$ 47 million): value referring to the preliminary appraisal report;
  - c. CPFL Paulista (-R\$ 64 million): adjustment of the final appraisal report.

In the YTD analysis, in addition to the above effects, the result is also impacted by the following extraordinary items:

- | Investment Fair Value Adjustments (non-cash effect): Positive effect of R\$ 56 million in 1Q24, due to the remeasurement at fair value in the investment recorded in Paulista Lajeado;
- | Regulatory Asset Base ("RAB") Appraisal Report – 1H23 effect: Adjustment related to the final version of the appraisal report of CPFL Paulista's PTR (R\$ 136 million).

### Other relevant numbers for result analysis:

| <b>EBITDA effects   Transmission Segment</b> | <b>2Q24</b> | <b>2Q23</b> | <b>Δ R\$</b> | <b>Δ %</b> | <b>1H24</b> | <b>1H23</b> | <b>Δ R\$</b> | <b>Δ %</b> |
|--|-------------|-------------|--------------|------------|-------------|-------------|--------------|------------|
| EBITDA IFRS                                  | 233         | 260         | (26)         | -10.2%     | 490         | 489         | 1            | 0.1%       |
| EBITDA Regulatory                            | 218         | 194         | 25           | 12.7%      | 472         | 371         | 101          | 27.1%      |
| <b>Diference IFRS (-) Regulatory</b>         | <b>15</b>   | <b>66</b>   |              |            | <b>18</b>   | <b>118</b>  |              |            |

| <b>Financial results effect   R\$ million</b> | <b>2Q24</b> | <b>2Q23</b> | <b>Δ R\$</b> | <b>Δ %</b> | <b>1H24</b> | <b>1H23</b> | <b>Δ R\$</b> | <b>Δ %</b> |
|---|-------------|-------------|--------------|------------|-------------|-------------|--------------|------------|
| Late payment interest and fines               | 100         | 100         | (1)          | -0.7%      | 219         | 184         | 35           | 18.9%      |
| Mark-to-market (MTM)                          | (12)        | (13)        | 1            | -6.3%      | (148)       | 75          | (223)        | -          |

The financial result was influenced by an extraordinary item:

- | Late payment interest and fines: less expressive result in the quarter due to REN No. 1,092/2024, referring to the flexibility of the Rules for Provision of the Public Service of Distribution of Electric Energy to face the public calamity in the State of Rio Grande do Sul<sup>1</sup>;
- | Mark-to-market (MTM): in the YTD, financial expense related to the reduction of credit spread practiced by the market in 1Q24, versus the increase in the risk spread practiced by the market in 1Q23.

### Net Operating Revenue by Segment

| <b>R\$ Million</b>           | <b>2Q24</b>  | <b>2Q23</b>  | <b>Δ R\$</b> | <b>Δ %</b>  | <b>1H24</b>   | <b>1H23</b>   | <b>Δ R\$</b> | <b>Δ %</b>  |
|------------------------------|--------------|--------------|--------------|-------------|---------------|---------------|--------------|-------------|
| Distribution                 | 8,029        | 7,774        | 255          | 3.3%        | 16,641        | 15,989        | 652          | 4.1%        |
| Generation                   | 1,081        | 1,091        | (10)         | -0.9%       | 2,157         | 2,218         | (61)         | -2.8%       |
| Transmission                 | 485          | 474          | 11           | 2.3%        | 908           | 874           | 34           | 3.9%        |
| Commercialization            | 508          | 509          | (1)          | -0.2%       | 971           | 1,030         | (58)         | -5.7%       |
| Services                     | 328          | 250          | 79           | 31.5%       | 624           | 473           | 150          | 31.8%       |
| Elimination and Others       | (770)        | (709)        | (61)         | 8.6%        | (1,473)       | (1,356)       | (117)        | 8.6%        |
| <b>Net Operating Revenue</b> | <b>9,662</b> | <b>9,389</b> | <b>273</b>   | <b>2.9%</b> | <b>19,828</b> | <b>19,228</b> | <b>600</b>   | <b>3.1%</b> |

In the Distribution segment, the expansion of revenue with energy sales (Captive + TUSD), favored by high temperatures, was the main responsible for the growth in the quarter and YTD,

<sup>1</sup> REN 1.092/24 established, among other measures, that actions to collect late payments and the application of interest and fines would be suspended for 90 days for municipalities in the state of Rio Grande do Sul where a "state of emergency" was declared and 30 days for other municipalities in the state.

partially offset by the lower update of the concession's financial asset.

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  | 2Q24         | 2Q23         | Δ R\$      | Δ %          | 1H24         | 1H23         | Δ R\$        | Δ %          |
|--|--------------|--------------|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Itaipu   | 581          | 532          | 50         | 9.3%         | 1,076        | 993          | 82           | 8.3%         |
| PROINFA  | 92           | 104          | (12)       | -11.5%       | 183          | 205          | (21)         | -10.3%       |
| Auction, Bilateral Contracts and Spot Market       | 2,632        | 2,668        | (37)       | -1.4%        | 5,319        | 5,547        | (227)        | -4.1%        |
| PIS and COFINS Tax Credit                          | (284)        | (296)        | 12         | -4.0%        | (569)        | (600)        | 32           | -5.3%        |
| <b>Cost of Electric Power Purchased for Resale</b> | <b>3,020</b> | <b>3,007</b> | <b>13</b>  | <b>0.4%</b>  | <b>6,010</b> | <b>6,144</b> | <b>(135)</b> | <b>-2.2%</b> |
| National Grid Charges                              | 1,088        | 911          | 176        | 19.3%        | 2,156        | 1,834        | 321          | 17.5%        |
| Itaipu Transmission Charges                        | 110          | 78           | 32         | 41.0%        | 213          | 151          | 62           | 41.1%        |
| Connection Charges                                 | 31           | 26           | 4          | 16.5%        | 58           | 55           | 4            | 6.7%         |
| Charges for the Use of the Distribution System     | 11           | 21           | (10)       | -47.7%       | 21           | 41           | (20)         | -48.3%       |
| ESS / EER  | 282          | 261          | 21         | 7.9%         | 558          | 589          | (32)         | -5.4%        |
| PIS and COFINS Tax Credit                          | (149)        | (127)        | (21)       | 16.8%        | (294)        | (262)        | (33)         | 12.5%        |
| <b>Charges</b>                                     | <b>1,372</b> | <b>1,170</b> | <b>202</b> | <b>17.3%</b> | <b>2,712</b> | <b>2,409</b> | <b>303</b>   | <b>12.6%</b> |
| <b>Cost of Electric Energy</b>                     | <b>4,392</b> | <b>4,177</b> | <b>215</b> | <b>5.2%</b>  | <b>8,721</b> | <b>8,553</b> | <b>168</b>   | <b>2.0%</b>  |

In the quarter, **Costs with Energy Purchased for Resale** increased mainly due to the increase in Itaipu (increase in the dollar), partially offset by the reduction in **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market** (reduction in the amount of energy and the average tariff between periods). In the YTD, we still have a lower cost due to the reduction in this line.

Regarding the **Charges for the Use of the Transmission and Distribution System** (National Grid, Itaipu transport, connection and use of the transmission and distribution system), the increase in the quarter and YTD is mainly due to the variation in **National Grid Charges**, due to the adjustment in the Tariff for the Use of the Transmission System (TUST), as of July 2023, in accordance with ANEEL Resolution No. 3,217/23. In the YTD, it is also worth highlighting the performance of **sector charges (ESS/EER)**, with the perceived reduction being due to **EER – Reserve Energy Charges**, mainly as a result of the increase in the generation from plants committed to Reserve Energy Contracts. When the CONER balance is not sufficient to cover the costs of the Reserve Power Plants, there is a greater need to collect the charge to fund these plants; on the contrary, when the volume generated is greater, the charge is reduced, since the energy from these plants is settled in the CCEE at the PLD value, covering its costs.

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

## PMSO

| R\$ Million  | 2Q24         | 2Q23         | Δ R\$       | Δ %          | 1H24         | 1H23         | Δ R\$       | Δ %          |
|--|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|
| Personnel  | 563          | 532          | 31          | 5.8%         | 1,090        | 1,023        | 67          | 6.5%         |
| Material   | 142          | 113          | 28          | 25.0%        | 261          | 238          | 23          | 9.7%         |
| Outsourced Services  | 279          | 248          | 31          | 12.4%        | 499          | 463          | 36          | 7.8%         |
| <i>Outsourced Services</i>                                 | <i>234</i>   | <i>248</i>   | <i>(14)</i> | <i>-5.5%</i> | <i>455</i>   | <i>463</i>   | <i>(8)</i>  | <i>-1.8%</i> |
| <i>Outsourced Services climate events</i>                  | <i>44</i>    | <i>-</i>     | <i>44</i>   | <i>-</i>     | <i>44</i>    | <i>-</i>     | <i>44</i>   | <i>-</i>     |
| Other Operating Costs/Expenses                             | 346          | 209          | 137         | 65.5%        | 535          | 431          | 104         | 24.0%        |
| <i>ADA</i>   | <i>106</i>   | <i>59</i>    | <i>47</i>   | <i>78.9%</i> | <i>220</i>   | <i>128</i>   | <i>93</i>   | <i>72.3%</i> |
| <i>Assets Write-Off</i>                                    | <i>47</i>    | <i>39</i>    | <i>8</i>    | <i>19.5%</i> | <i>535</i>   | <i>431</i>   | <i>104</i>  | <i>24.0%</i> |
| <i>Assets Write-Off climate events</i>                     | <i>49</i>    | <i>-</i>     | <i>49</i>   | <i>-</i>     | <i>49</i>    | <i>-</i>     | <i>49</i>   | <i>-</i>     |
| <i>Legal and judicial expenses</i>                         | <i>64</i>    | <i>50</i>    | <i>13</i>   | <i>26.5%</i> | <i>117</i>   | <i>110</i>   | <i>7</i>    | <i>6.5%</i>  |
| <i>Investment Fair Value Adjustments (non-cash effect)</i> | <i>-</i>     | <i>-</i>     | <i>-</i>    | <i>-</i>     | <i>(56)</i>  | <i>-</i>     | <i>(56)</i> | <i>-</i>     |
| <i>Others</i>  | <i>81</i>    | <i>60</i>    | <i>20</i>   | <i>33.6%</i> | <i>(330)</i> | <i>(237)</i> | <i>(92)</i> | <i>38.9%</i> |
| <b>PMSO</b>  | <b>1,329</b> | <b>1,102</b> | <b>227</b>  | <b>20.6%</b> | <b>2,386</b> | <b>2,156</b> | <b>229</b>  | <b>10.6%</b> |

The PMSO was impacted by an extraordinary item – climate events in Rio Grande do Sul (for more details, see explanation at the beginning of the chapter), which generated a negative effect of R\$ 93 million in the quarter. In the YTD, we also had the extraordinary positive effect of Paulista Lajeado in 1Q24, in the amount of R\$ 56 million.

Excluding these items, the PMSO would have an increase in the quarter and the YTD, respectively, of 12.1% (R\$ 134 million) and 8.9% (R\$ 192 million), due to the following factors:

- { **MSO not linked to inflation (increase of R\$ 64 million in the quarter and R\$ 95 million in the YTD):** increase in the allowance for doubtful accounts (ADA) and in legal and judicial expenses;
- { **MSO linked to inflation (increase of R\$ 39 million in the quarter and R\$ 31 million in the YTD) - main impacts:** higher expenses with fleet maintenance (R\$ 14 million in the quarter and R\$ 32 million in the YTD) and Hardware and Software maintenance (R\$ 10 million in the quarter);
- { **Personnel (increase of R\$ 31 million in the quarter and R\$ 67 million in the YTD):** reflect the salary adjustments resulting from the collective bargaining agreements applied in 2023, in addition to a headcount increase of 16.3% in the Services segment (which represents 31% of the CPFL group's workforce); it is worth mentioning that this increase in costs in the Services segment has revenue linked to it. The YTD also has a headcount increase of 2.3% in the Distribution segment.

## Other operating costs and expenses

| R\$ Million                               | 2Q24         | 2Q23         | Δ R\$     | Δ %         | 1H24         | 1H23         | Δ R\$      | Δ %         |
|---|--------------|--------------|-----------|-------------|--------------|--------------|------------|-------------|
| Costs of Building the Infrastructure      | 1,149        | 1,091        | 58        | 5.3%        | 2,121        | 2,005        | 116        | 5.8%        |
| Private Pension Fund                      | 39           | 49           | (9)       | -19.5%      | 73           | 93           | (19)       | -20.8%      |
| Depreciation and Amortization             | 571          | 556          | 14        | 2.6%        | 1,137        | 1,096        | 41         | 3.7%        |
| <b>Other operating costs and expenses</b> | <b>1,758</b> | <b>1,696</b> | <b>63</b> | <b>3.7%</b> | <b>3,331</b> | <b>3,193</b> | <b>138</b> | <b>4.3%</b> |

## EBITDA

**EBITDA** of the quarter was impacted by extraordinary effects from 2023 and 2024. Excluding these effects, the good performance of the Distribution segment stands out, mainly due to the increase in load in the concession area, driven by the effect of temperature. In the YTD, the highlight is also the Distribution segment, mainly due to the performance of the load.

EBITDA is calculated according to CVM Resolution No. 156/22 and showed in the table below:

| R\$ Million                      | 2Q24         | 2Q23         | Δ R\$        | Δ %           | 1H24         | 1H23         | Δ R\$       | Δ %          |
|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|-------------|--------------|
| <b>Net Income</b>                | <b>1,100</b> | <b>1,247</b> | <b>(147)</b> | <b>-11.8%</b> | <b>2,855</b> | <b>2,898</b> | <b>(42)</b> | <b>-1.5%</b> |
| Depreciation and Amortization    | 571          | 556          | 14           | 2.6%          | 1,137        | 1,096        | 41          | 3.7%         |
| Financial Result                 | 716          | 685          | 31           | 4.5%          | 1,532        | 1,236        | 296         | 23.9%        |
| Income Tax / Social Contribution | 450          | 566          | (115)        | -20.4%        | 1,178        | 1,355        | (176)       | -13.0%       |
| <b>EBITDA</b>                    | <b>2,837</b> | <b>3,054</b> | <b>(217)</b> | <b>-7.1%</b>  | <b>6,702</b> | <b>6,584</b> | <b>118</b>  | <b>1.8%</b>  |

## Financial Result

| R\$ Million             | 2Q24         | 2Q23         | Δ R\$       | Δ %         | 1H24           | 1H23           | Δ R\$        | Δ %          |
|-------------------------|--------------|--------------|-------------|-------------|----------------|----------------|--------------|--------------|
| Revenues                | 378          | 490          | (112)       | -22.9%      | 795            | 1,020          | (225)        | -22.1%       |
| Expenses                | (1,094)      | (1,176)      | 81          | -6.9%       | (2,327)        | (2,256)        | (71)         | 3.1%         |
| <b>Financial Result</b> | <b>(716)</b> | <b>(685)</b> | <b>(31)</b> | <b>4.5%</b> | <b>(1,532)</b> | <b>(1,236)</b> | <b>(296)</b> | <b>23.9%</b> |

## Managerial Analysis

| R\$ Million   | 2Q24         | 2Q23         | Δ R\$       | Δ %         | 1H24           | 1H23           | Δ R\$        | Δ %          |
|---|--------------|--------------|-------------|-------------|----------------|----------------|--------------|--------------|
| Expenses with the net debt                            | (758)        | (769)        | 11          | -1.4%       | (1,488)        | (1,605)        | 117          | -7.3%        |
| Late payment interest and fines                       | 100          | 100          | (1)         | -0.7%       | 219            | 184            | 35           | 18.9%        |
| Mark-to-market  | (12)         | (13)         | 1           | -6.3%       | (148)          | 75             | (223)        | -            |
| Adjustment to the sectorial financial asset/liability | (13)         | (14)         | 1           | -8.0%       | (79)           | 67             | (146)        | -            |
| Others financial revenues/expenses                    | (33)         | 10           | (43)        | -           | (35)           | 42             | (78)         | -            |
| <b>Financial Result</b>                               | <b>(716)</b> | <b>(685)</b> | <b>(31)</b> | <b>4.5%</b> | <b>(1,532)</b> | <b>(1,236)</b> | <b>(296)</b> | <b>23.9%</b> |

The increase in **net financial expenses** increased in the quarter mainly due to greater contingency monetary adjustments.

In YTD, it was mainly a reflection of the **Mark-to-market**, due to the reduction in the risk spread curve practiced by the market, in comparison to the beginning of 2023 and the **Adjustment to the sectorial financial asset/liability**, mainly justified by the recording of the updatable balance of assets in 2023 and liabilities in 2024. These effects were partially offset by the reduction in **net debt expenses**, mainly due to the drop in the CDI in the period.

## Net Income

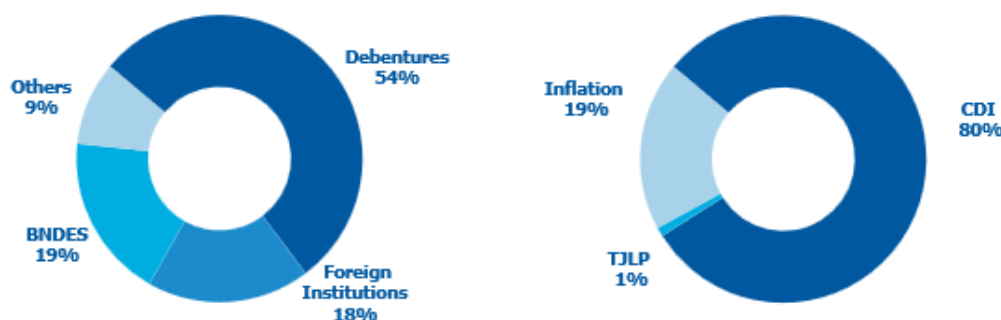
The 11.8% reduction reflects the lower **EBITDA** of the quarter, resulting from the worse performance of all segments and an increase in **net financial expenses**. The better result in the Distribution segment partially offsets this movement in the YTD.

## 1.2) Indebtedness

### 1.2.1) Financial Debt in IFRS Criteria

| R\$ Million                      | 2Q24          | 2Q23          | Δ R\$        | Δ %          |
|----------------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| Financial Debt (including hedge) | 29,924        | 28,111        | (1,814)      | 6.5%         |
| Available Funds                  | (3,943)       | (5,276)       | (1,332)      | -25.3%       |
| <b>Net Debt</b>                  | <b>25,981</b> | <b>22,835</b> | <b>3,146</b> | <b>13.8%</b> |
| Debt Cost                        | 10.9%         | 13.0%         | -            | -16.0%       |

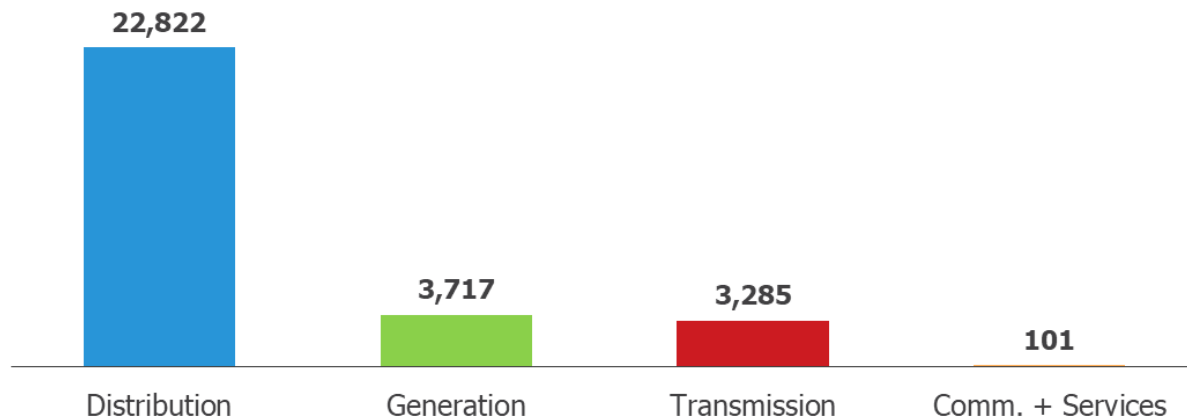
## Breakdown by Profile and Indexation | After Hedge



To mitigate any risk of market fluctuations, around R\$ 5.6 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 (18.43% of total IFRS debts).

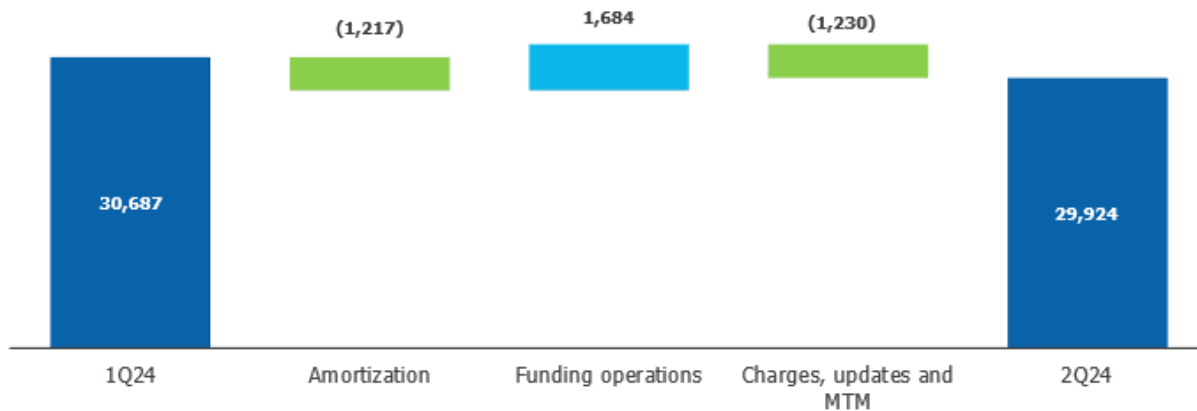
### Debt by Segment – IFRS | R\$ Million



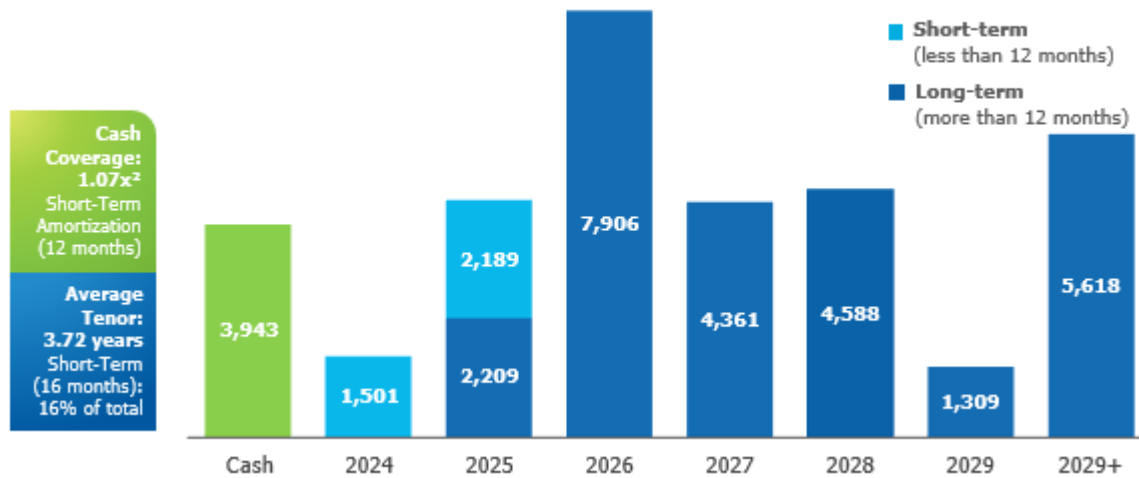
Notes:

- (1) The Generation segment considers CPFL Renováveis, CPFL Geração, Ceran and Enercan; the Services segment considers CPFL Serviços;
- (2) Considering the debt's notional, interests, derivatives and the intercompany loans with SGBP.

### Evolution of the Debt Balance – IFRS | June 2024



## Debt Amortization Schedule<sup>1</sup> – IFRS | June 2024



Notes:

- (1) Considering only the notional and hedge of the debt. In order to reach the financial result of R\$ 29,924 million, should be included charges, the mark-to-market (MTM) effect, cost with funding and intercompany loans;  
 (2) Cash is considering the amount of R\$ 946 thousand of Marketable Securities.

### 1.2.2) Debt in Financial Covenants Criteria

| R\$ Million                                   | 2Q24          | 2Q23          | Δ R\$        | Δ %          |
|---|---------------|---------------|--------------|--------------|
| Financial Debt (including hedge) <sup>1</sup> | 30,295        | 28,596        | 1,699        | 5.9%         |
| (-) Available Funds <sup>2</sup>              | (4,046)       | (5,403)       | 1,357        | -25.1%       |
| <b>(=) Net Debt</b>                           | <b>26,250</b> | <b>23,193</b> | <b>3,056</b> | <b>13.2%</b> |
| EBITDA Proforma <sup>3</sup>                  | 13,038        | 13,462        | (424)        | -3.2%        |
| <b>Net Debt / EBITDA</b>                      | <b>2.01</b>   | <b>1.72</b>   | <b>-</b>     | <b>16.9%</b> |

Notes:

- (1) Considers the proportional consolidation of the assets of Generation and of CPFL Transmissão, in addition to the loan with SGBP;  
 (2) Cash and Cash Equivalents already considering 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/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                      | 2Q24         | 2Q23         | Δ R\$      | Δ %          | 1H24         | 1H23         | Δ R\$      | Δ %         |
|----------------------------------|--------------|--------------|------------|--------------|--------------|--------------|------------|-------------|
| Distribution                     | 1,079        | 928          | 151        | 16.3%        | 1,998        | 1,806        | 193        | 10.7%       |
| Generation                       | 99           | 75           | 24         | 31.7%        | 149          | 159          | (11)       | -6.7%       |
| Transmission <sup>1</sup>        | 153          | 184          | (31)       | -16.7%       | 257          | 296          | (39)       | -13.2%      |
| Commercialization                | 1            | 1            | (0)        | -22.0%       | 2            | 1            | 1          | 51.2%       |
| Services and Others <sup>2</sup> | 22           | 13           | 9          | 64.9%        | 41           | 20           | 21         | 103.9%      |
| <b>Actual Investments</b>        | <b>1,353</b> | <b>1,201</b> | <b>153</b> | <b>12.7%</b> | <b>2,447</b> | <b>2,283</b> | <b>164</b> | <b>7.2%</b> |

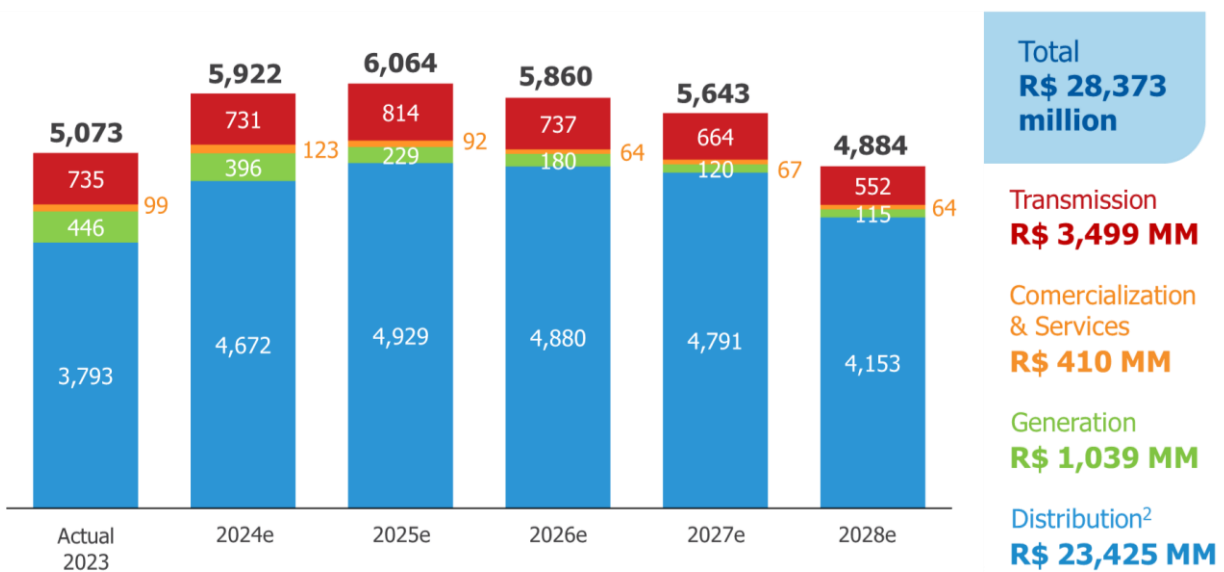
Notes:

- (1) Transmission assets do not have fixed assets, the figures in this table are the addition of contractual assets;
- (2) Others: basically, refers to assets and transactions that are not related to the listed segments.

The increase observed between the periods is mainly related to the performance in the Distribution segment, with a focus on customer service works and the expansion plan of the electrical system, added to the maintenance and modernization of the grid. In addition, we have an increase in the Generation segment, with emphasis on the construction of the Cherobim SHPP, as well as the maintenance of plants and farms.

### 1.3.2) Investment Forecast

On December 14<sup>th</sup>, 2023, the Board of Directors of CPFL Energia approved Board of Executive Officers' 2024/2028<sup>1</sup> Multiannual Plan for the Company, which was previously discussed by the Corporate Finance Committee and Risk Management.



Notes:

- (1) Constant currency;
- (2) Disregard investments in Special Obligations (among other items financed by consumers).

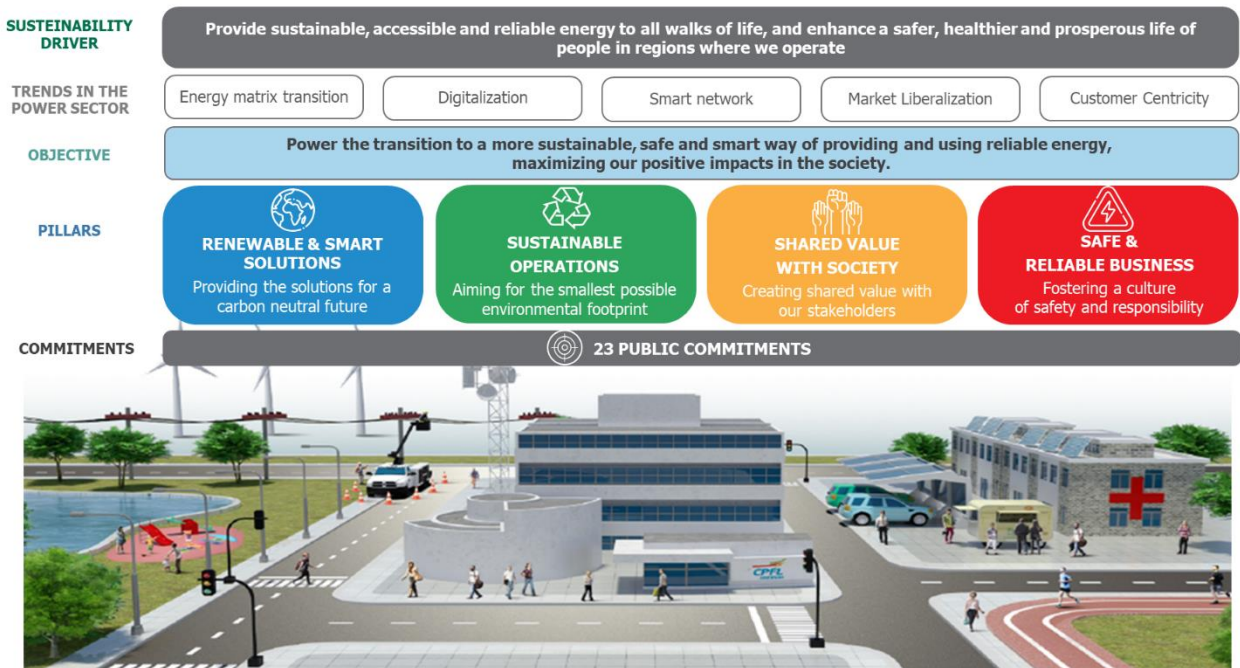


## 2) SUSTAINABILITY AND ESG INDICATORS

### 2.1) ESG Plan 2030

The ESG Plan 2030 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 the value chain.

To this end, we have identified four pillars that support the way we conduct our business and execute our strategy: Renewable and smart solutions, Sustainable operations, Society shared value and Safe and reliable business.



Within the pillars, we made 23 commitments guided by the United Nations' Sustainable Development Goals (SDGs). The commitments are available on the CPFL Energia [IR website](#).





## 2.2) Key ESG Indicators aligned to the Plan

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

### Renewable & Smart Solutions

| Theme            | Indicator   | Unit        | 2Q24   | 2Q23   | Δ %    | 1H24   | 1H23   | Δ %    |
|------------------|---|-------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Renewable energy | Total energy generated by renewable sources   | GWh         | 3,889  | 2,584  | 50.5%  | 7,854  | 5,108  | 53.7%  |
|                  | ↳ HPPs (hydro)  | GWh         | 2,447  | 1,074  | 127.8% | 5,140  | 2,135  | 140.7% |
|                  | ↳ SHPPs and CGHs  | GWh         | 418    | 452    | -7.6%  | 981    | 990    | -0.9%  |
|                  | ↳ Solar   | GWh         | 0.2    | 0.3    | -17.1% | 0.5    | 0.6    | -15.3% |
|                  | ↳ Wind  | GWh         | 664    | 748    | -11.2% | 1,299  | 1,597  | -18.7% |
|                  | ↳ Biomass   | GWh         | 360    | 310    | 16.3%  | 434    | 385    | 12.6%  |
| Smart Grid       | Installed automatic reclosers   | unit        | 18,728 | 17,168 | 9.1%   | 18,728 | 17,168 | 9.1%   |
|                  | % of telemetered load   | %           | 56.4%  | 58.1%  | -2.9%  | 55.3%  | 57.0%  | -3.0%  |
| Innovation       | Innovation Investment (Aneel R&D) in the period                                       | R\$ million | 13.6   | 14.8   | -7.5%  | 22.7   | 22.2   | 2.0%   |
| Decarbonization  | Projects qualified for commercialization of carbon credits and renewable energy seals | unit        | 53     | 67     | -20.9% | 53     | 67     | -20.9% |
|                  | Revenue from sales of carbon credits and energy stamps                                | R\$ million | 0.2    | 2.2    | -91.9% | 1.5    | 3.2    | -53.7% |

### Sustainable Operations

| Theme            | Indicator   | Unit                 | 2Q24   | 2Q23   | Δ %    | 1H24   | 1H23   | Δ %    |
|------------------|---|----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Circular Economy | Refurbished transformers                            | unit                 | 2,464  | 3,413  | -27.8% | 4,984  | 6,505  | -23.4% |
|                  | Aluminum, copper and iron sent to the reverse chain | tons                 | 23,584 | 13,232 | 78.2%  | 46,463 | 28,144 | 65.1%  |
| Eco-Efficiency   | Water consumption (administrative buildings)        | 1,000 m <sup>3</sup> | 10     | 18     | -47.0% | 19     | 34     | -42.9% |
|                  | Energy consumption (administrative buildings)       | MWh                  | 2,612  | 9,337  | -72.0% | 5,432  | 18,046 | -69.9% |

### Shared Value with Society

| Theme                            | Indicator  | Unit          | 2Q24  | 2Q23  | Δ %    | 1H24  | 1H23    | Δ %    |
|----------------------------------|--|---------------|-------|-------|--------|-------|---------|--------|
| Digitalization                   | % de digitalization of customer services   | %             | 90.0% | 91.0% | -1.1%  | 90.1% | 91.0%   | -1.0%  |
|                                  | % of bills paid digitally  | %             | 75.6% | 71.7% | 5.4%   | 74.9% | 71.2%   | 5.2%   |
|                                  | Digital bills  | million units | 4.8   | 4.5   | 4.9%   | 4.8   | 4.5     | 4.9%   |
| Community                        | Energy efficiency investments in public hospitals (CPFL and RGE in Hospitals)  | R\$ million   | 7.5   | 20.0  | -62.5% | 11.2  | 36.7    | -69.5% |
|                                  | Investment in socio-environmental projects in communities (Instituto CPFL, Energy Efficiency Program for Low Income and Environment) | R\$ million   | 9.4   | 28.8  | -67.3% | 13.7  | 42.9    | -68.0% |
|                                  | People benefiting from CPFL Institute social programs in the period  | thousand      | 365.4 | 886.1 | -58.8% | 518.6 | 1,191.0 | -56.5% |
|                                  | Low-income consumer units benefited by the Energy Efficiency Program (PEE Aneel) in the period                                       | thousand      | 0.5   | 2.3   | -78.3% | 0.5   | 4.7     | -89.4% |
| People development and inclusion | Training hours <sup>1</sup>  | thousand      | 143.1 | 210.4 | -32.0% | 227.6 | 304.9   | -25.4% |
| Diversity <sup>2</sup>           | PoC in the company   | %             | 35.0% | 28.0% | 25.2%  | 35.0% | 28.0%   | 25.2%  |
|                                  | Women in the company   | %             | 21.0% | 20.0% | 5.0%   | 21.0% | 20.0%   | 5.0%   |
|                                  | PwD in the company   | %             | 4.0%  | 4.0%  | 0.0%   | 4.0%  | 4.0%    | 0.0%   |
|                                  | Minority Groups in leadership positions  | %             | 38.0% | -     | -      | 38.0% | -       | -      |
| Sustainable Purchases            | Critical suppliers evaluated in sustainability criteria  | %             | 89.0% | 90.0% | -1.1%  | 89.0% | 90.0%   | -1.1%  |

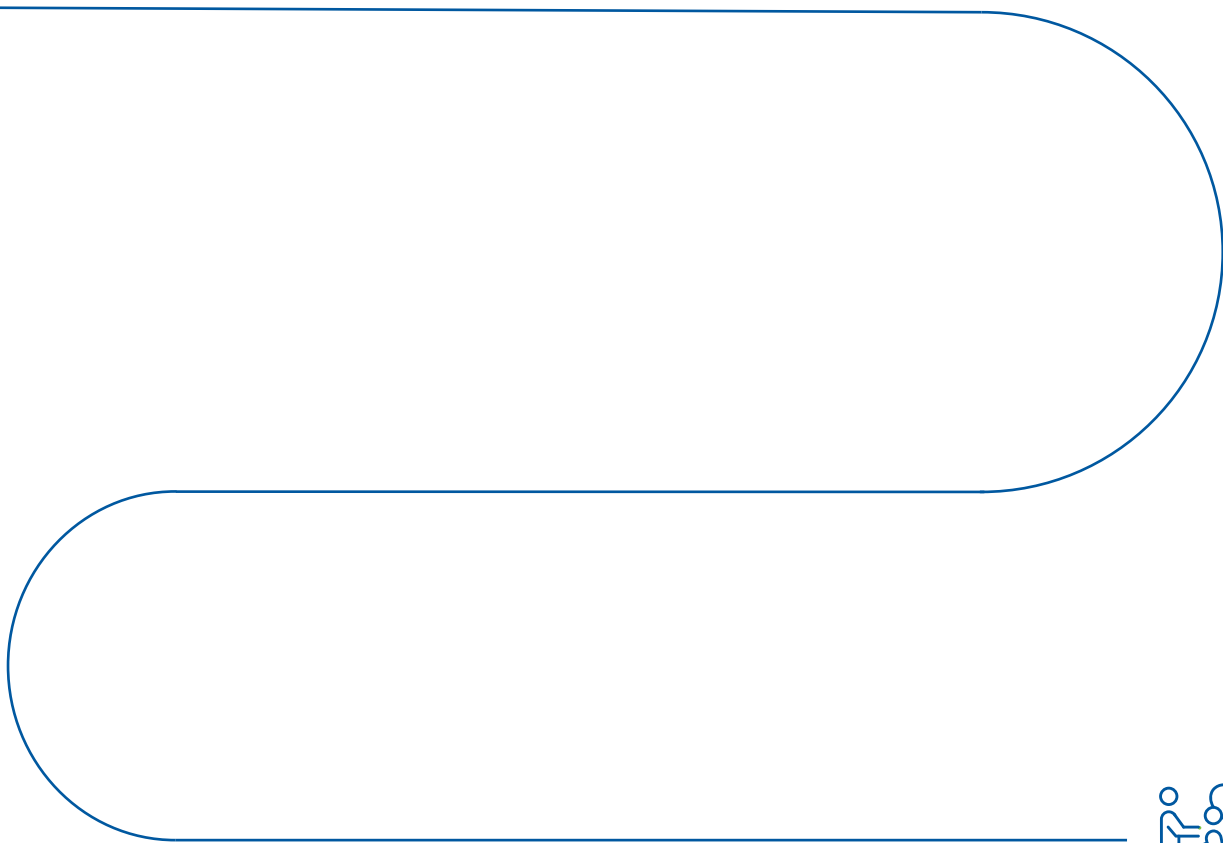
Note: (1) Consider the professional requalification program

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

## Safe & Reliable Business

| Theme             | Indicator                                    | Unit   | 2Q24 | 2Q23  | Δ %    | 1H24 | 1H23  | Δ %    |
|-------------------|--|--|------|-------|--------|------|-------|--------|
| Health and Safety | Accident frequency rate   Own employees      | # injured *<br>1MM / hours worked <sup>1</sup> | 0.7  | 0.6   | 22.4%  | 0.7  | 0.6   | 28.8%  |
|                   | Accident frequency rate   Outsourced         | # injured *<br>1MM / hours worked <sup>1</sup> | 2.0  | 2.6   | -25.6% | 7.2  | 2.8   | 158.0% |
|                   | Fatal accidents with the population          | unit   | 1.0  | 0.0   | -      | 3.0  | 4.0   | -25.0% |
| Ethics            | Employees trained in Ethics and Integrity    | %  | 99%  | 96.0% | 3.1%   | 99%  | 96.0% | 3.1%   |
| Transparency      | Independent Member in the Board of Directors | number   | 2    | 2     | -      | 2    | 2     | -      |
|                   | Women in the Board of Directors              | number   | 2    | 1     | 100.0% | 2    | 1     | 100.0% |

Note: (1) hours worked with risk exposure



### 3) PERFORMANCE OF BUSINESS SEGMENTS

#### 3.1) DISTRIBUTION SEGMENT

##### 3.1.1) Operational Performance

###### 3.1.1.1) Load Net of Losses | Concession Area

| GWh                       | 2Q24          | 2Q23          | Δ GWh        | Δ %         | Breakd.       | 1H24          | 1H23          | Δ GWh        | Δ %         | Breakd.       |
|---------------------------|---------------|---------------|--------------|-------------|---------------|---------------|---------------|--------------|-------------|---------------|
| Captive Market            | 9,776         | 9,355         | 421          | 4.5%        | 55.1%         | 21,221        | 20,340        | 880          | 4.3%        | 57.1%         |
| Free Client               | 7,962         | 7,179         | 783          | 10.9%       | 44.9%         | 15,937        | 14,673        | 1,264        | 8.6%        | 42.9%         |
| <b>Load Net of Losses</b> | <b>17,738</b> | <b>16,533</b> | <b>1,205</b> | <b>7.3%</b> | <b>100.0%</b> | <b>37,157</b> | <b>35,013</b> | <b>2,144</b> | <b>6.1%</b> | <b>100.0%</b> |

###### 3.1.1.2) Energy Sales | Concession Area

| GWh                             | 2Q24                 | 2Q23                | Δ GWh             | Δ %                | Breakd.              | 1H24                 | 1H23                 | Δ GWh               | Δ %                | Breakd.              |
|---------------------------------|----------------------|---------------------|-------------------|--------------------|----------------------|----------------------|----------------------|---------------------|--------------------|----------------------|
| Residential                     | 5,733                | 5,156               | 576               | 11.2%              | 31.4%                | 12,022               | 10,801               | 1,221               | 11.3%              | 32.6%                |
| Industrial                      | 6,690                | 6,589               | 102               | 1.5%               | 36.6%                | 12,969               | 12,730               | 239                 | 1.9%               | 35.2%                |
| Commercial                      | 3,253                | 2,931               | 322               | 11.0%              | 17.8%                | 6,592                | 5,967                | 625                 | 10.5%              | 17.9%                |
| Rural                           | 688                  | 629                 | 59                | 9.4%               | 3.8%                 | 1,502                | 1,490                | 12                  | 0.8%               | 4.1%                 |
| Others                          | 1,907                | 1,911               | (4)               | -0.2%              | 10.4%                | 3,811                | 3,918                | (106)               | -2.7%              | 10.3%                |
| <b>Energy Sales</b>             | <b>18,271</b>        | <b>17,216</b>       | <b>1,055</b>      | <b>6.1%</b>        | <b>100.0%</b>        | <b>36,896</b>        | <b>34,906</b>        | <b>1,990</b>        | <b>5.7%</b>        | <b>100.0%</b>        |
| <i><b>Captive</b></i>           |                      |                     |                   |                    |                      |                      |                      |                     |                    |                      |
| <i>Residential</i>              | <i>5,733</i>         | <i>5,156</i>        | <i>576</i>        | <i>11.2%</i>       | <i>56.2%</i>         | <i>12,021</i>        | <i>10,801</i>        | <i>1,220</i>        | <i>11.3%</i>       | <i>56.5%</i>         |
| <i>Industrial</i>               | <i>751</i>           | <i>907</i>          | <i>(156)</i>      | <i>-17.2%</i>      | <i>7.4%</i>          | <i>1,522</i>         | <i>1,796</i>         | <i>(274)</i>        | <i>-15.3%</i>      | <i>7.2%</i>          |
| <i>Commercial</i>               | <i>1,763</i>         | <i>1,749</i>        | <i>14</i>         | <i>0.8%</i>        | <i>17.3%</i>         | <i>3,645</i>         | <i>3,618</i>         | <i>27</i>           | <i>0.8%</i>        | <i>17.1%</i>         |
| <i>Rural</i>                    | <i>621</i>           | <i>578</i>          | <i>43</i>         | <i>7.5%</i>        | <i>6.1%</i>          | <i>1,379</i>         | <i>1,399</i>         | <i>(20)</i>         | <i>-1.4%</i>       | <i>6.5%</i>          |
| <i>Others</i>                   | <i>1,338</i>         | <i>1,364</i>        | <i>(26)</i>       | <i>-1.9%</i>       | <i>13.1%</i>         | <i>2,693</i>         | <i>2,745</i>         | <i>(51)</i>         | <i>-1.9%</i>       | <i>12.7%</i>         |
| <i><b>Total Captive</b></i>     | <i><b>10,207</b></i> | <i><b>9,755</b></i> | <i><b>452</b></i> | <i><b>4.6%</b></i> | <i><b>100.0%</b></i> | <i><b>21,261</b></i> | <i><b>20,359</b></i> | <i><b>902</b></i>   | <i><b>4.4%</b></i> | <i><b>100.0%</b></i> |
| <i><b>Free Client</b></i>       |                      |                     |                   |                    |                      |                      |                      |                     |                    |                      |
| <i>Residential</i>              | <i>0</i>             | <i>0</i>            | <i>0</i>          | <i>0.0%</i>        | <i>0.0%</i>          | <i>1</i>             | <i>0</i>             | <i>1</i>            | <i>0.0%</i>        | <i>0.0%</i>          |
| <i>Industrial</i>               | <i>5,939</i>         | <i>5,682</i>        | <i>257</i>        | <i>4.5%</i>        | <i>73.6%</i>         | <i>11,447</i>        | <i>10,934</i>        | <i>513</i>          | <i>4.7%</i>        | <i>73.2%</i>         |
| <i>Commercial</i>               | <i>1,490</i>         | <i>1,182</i>        | <i>308</i>        | <i>26.1%</i>       | <i>18.5%</i>         | <i>2,946</i>         | <i>2,349</i>         | <i>598</i>          | <i>25.4%</i>       | <i>18.8%</i>         |
| <i>Rural</i>                    | <i>67</i>            | <i>51</i>           | <i>16</i>         | <i>30.4%</i>       | <i>0.8%</i>          | <i>123</i>           | <i>91</i>            | <i>32</i>           | <i>34.7%</i>       | <i>0.8%</i>          |
| <i>Others</i>                   | <i>569</i>           | <i>547</i>          | <i>22</i>         | <i>4.0%</i>        | <i>7.1%</i>          | <i>1,118</i>         | <i>1,173</i>         | <i>(55)</i>         | <i>-4.7%</i>       | <i>7.2%</i>          |
| <i><b>Total Free Client</b></i> | <i><b>8,064</b></i>  | <i><b>7,461</b></i> | <i><b>603</b></i> | <i><b>8.1%</b></i> | <i><b>100.0%</b></i> | <i><b>15,636</b></i> | <i><b>14,547</b></i> | <i><b>1,088</b></i> | <i><b>7.5%</b></i> | <i><b>100.0%</b></i> |

Highlights in the quarter:

- Residential Segment:** growth of 11.2%, mainly due to the greater need for refrigeration, generated by the increase in temperature in the state of São Paulo. The result was also favored by the positive effect of payroll and the level of employment. On the other hand, the increase in distributed generation (DG) had a negative impact in the segment;
- Industrial Segment:** growth of 1.5%, reflecting the positive result in the 4 most relevant sectors in the concession area, namely: food, chemical, rubber & plastic and vehicles, added to the advances in the metal products and pulp & paper sectors. The increase was partially offset by flooding in RGE's concession area, as detailed in item 3.1.1.3;
- Commercial Segment:** growth of 11.0%, mainly due to the increase in temperature, which increased the demand for refrigeration in establishments, combined with the reduction in the unemployment rate and the increase in the wage bill. As a result, we observed an increase in the consumption of the 10 most relevant activities in the concession area, with emphasis on retail, which has been showing positive indexes in the national survey of commerce. In

addition, there was a positive impact on the vegetative growth of consumer units. These effects were partially offset by the increase in distributed generation (DG);

- Rural Segment:** growth of 9.4%, mainly explained by the low rainfall recorded in the Southeast, effect that contributed to the use of irrigation in concessionaires located in the state of São Paulo. This performance was partially offset by the increase in DG observed throughout the concession area. In addition, there was an extension of the deadline for the registration review of rural consumers with activities involving irrigation, a decision that changed articles of Normative Resolution No. 1,000/2021, resulting in the reallocation of clients to other segments;
- Others Segment:** reduction of 0.2%, related mainly to the migration of permissionaires to the National Grid, specifically in RGE, in addition to the increase in distributed generation (DG). This result was partially offset by the positive effect of temperature.

In general, the same effects also affected the YTD result.

### 3.1.1.3) Energy Sales | RGE

| GWh          | 2Q24         | 2Q23         | Δ GWh       | Δ %          | Breakd.       | 1H24         | 1H23         | Δ GWh        | Δ %          | Breakd.       |
|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| Residential  | 1,485        | 1,400        | 85          | 6.0%         | 32.0%         | 3,181        | 3,054        | 127          | 4.1%         | 33.2%         |
| Industrial   | 1,655        | 1,711        | (57)        | -3.3%        | 35.6%         | 3,170        | 3,238        | (68)         | -2.1%        | 33.1%         |
| Commercial   | 655          | 620          | 34          | 5.5%         | 14.1%         | 1,348        | 1,298        | 49           | 3.8%         | 14.1%         |
| Rural        | 303          | 325          | (22)        | -6.8%        | 6.5%          | 760          | 893          | (132)        | -14.8%       | 7.9%          |
| Others       | 548          | 614          | (66)        | -10.8%       | 11.8%         | 1,131        | 1,287        | (157)        | -12.2%       | 11.8%         |
| <b>Total</b> | <b>4,645</b> | <b>4,671</b> | <b>(26)</b> | <b>-0.6%</b> | <b>100.0%</b> | <b>9,590</b> | <b>9,770</b> | <b>(181)</b> | <b>-1.8%</b> | <b>100.0%</b> |

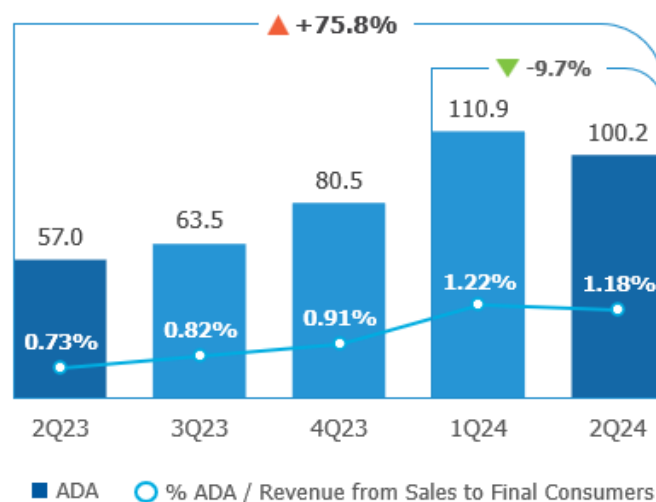
In this quarter, we observed a reduction in RGE, reflecting the severe floods that affected the state of Rio Grande do Sul, as a consequence of the intensification of several climatic factors that resulted in social, environmental and economic impacts. The most affected segment, in GWh, was the industrial one, with a drop in 8 of the 10 most relevant sectors in the concession area. In addition, we recorded a drop in the Rural segment and Others (Public Administration, Public Lighting, Public Services and Permissionaires).

### 3.1.1.4) Delinquency

ADA showed an increase of R\$ 43 million compared to the same period in 2023 and a reduction of R\$ 11 million compared to 1Q24. As a result, the ADA/Revenue from Sales to Final Consumers index reached 1.18% in the quarter, remaining above the level of the historical average.

This result is mainly due to high temperatures, which raised the customers' average bill, as well as short-term delinquency, impacting especially Group B customers.

Another relevant factor to be considered concerns the reduction in the number of cuts that occurred as from 4Q23, due to the prioritization in emergencies, as a result of the storms that occurred at the end of 2023 in the

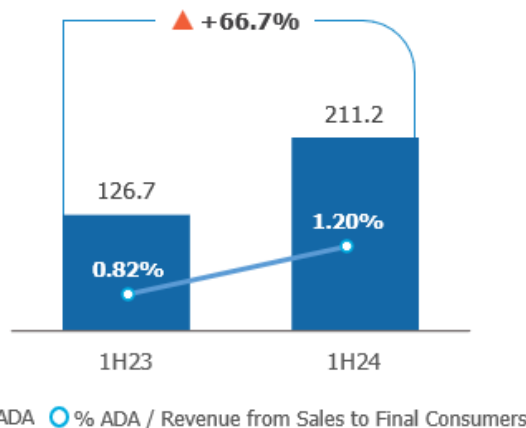


state of São Paulo. In addition, the floods that affected the state of Rio Grande do Sul in May 2024 made it impossible to carry out cuts, due to the severity of the event and, right after that, due to the ANEEL's Normative Resolution No. 1,092/2024, which prohibited the suspension of supply due to delinquency in the affected municipalities. In this scenario, we ended the quarter with 592 thousand cuts, an increase of 12.3% compared to 1Q24, and a decrease of 8.8% compared to the same period in 2023

These same effects impacted the YTD result, in which we recorded an increase of R\$ 85 million in the ADA.

Regarding the percentage of ADA/Revenue from Sales to Final Consumers, we closed the indicator at 1.20%, also above the historical level.

CPFL has been using process intelligence as a way to control delinquency indicators, improving and automating collection processes, in addition to requalifying our models in the search for more effective approaches in the face of changes in customer behavior.



### 3.1.1.5) Losses

| 12 Months Accumulated <sup>1</sup> | Jun-23 | Sep-23 | Dec-23 | Mar-24 | Jun-24 | ANEEL <sup>2</sup> |
|------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------------------|
| CPFL Energia                       | 8.19%  | 8.64%  | 8.76%  | 8.84%  | 8.92%  | <b>7.91%</b>       |
| CPFL Paulista                      | 8.48%  | 9.10%  | 9.14%  | 9.20%  | 9.21%  | <b>8.00%</b>       |
| CPFL Piratininga                   | 7.39%  | 7.65%  | 7.75%  | 7.90%  | 7.59%  | <b>5.97%</b>       |
| RGE Sul                            | 8.38%  | 8.73%  | 9.03%  | 9.18%  | 9.80%  | <b>9.16%</b>       |
| CPFL Santa Cruz                    | 7.27%  | 7.62%  | 7.75%  | 7.58%  | 7.33%  | <b>8.50%</b>       |

Notes:

- (1) According to the criteria defined by the Regulatory Agency (ANEEL), except for not considering distributed generation effects (DG). In CPFL Piratininga and RGE, high-voltage customers (A1) were disregarded;
- (2) ANEEL limit referring to 06/30/2024, considering the extension of the RGE's tariff adjustment (ATA) by ANEEL. For more information [click here](#).

The consolidated losses index of CPFL Energia in the period showed an increase of 0.73 p.p., compared to the previous year, mainly due to the increase in load, generated by the high temperatures observed in the concessionaires located in the state of São Paulo. Excluding the effect of the billing calendar in both periods, the growth in losses would be 0.84 p.p. (8.06% in Jun-23 vs. 8.90% in Jun-24).

The main achievements for loss reduction were:

- (i) Blindage of electrical borders and internal substations;
- (ii) Mapping of energy losses through microbalances;
- (iii) 82.5 thousand fraud inspections performed in consumer units;
- (iv) Replacement of more than 37.4 thousand obsolete/defective meters for new electronic meters;
- (v) Visit in 25.1 thousand consumer units inactivated for cutting in cases of self-

- reconnection;
- (vi) Regularization of 15.1 thousand consumer units, with increase of consumption and without contract;
- (vii) Regularization of 360 clandestine consumer units, most of which having the need of CPFL Energia’s grid construction;
- (viii) Market discipline through 139 news in media related to CPFL operations to fight fraud and theft.

### 3.1.1.6) SAIDI and SAIFI

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

In the distributors' consolidated terms, the annualized values of SAIFI in June-24 remained in line with the same period in 2023, while for the SAIDI, we observed an increase, mainly due to the impact of the storms that occurred at the end of 2023 throughout the concession area, added to the weather event that occurred in Rio Grande do Sul, between May and June 2024.

Despite this, 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, logistical increase and intensification, both through new investments and in the operation and maintenance of the grid.

| Hours SAIDI      | 2Q24 | 2Q23 | Δ %   | ANEEL <sup>1</sup> |
|------------------|------|------|-------|--------------------|
| CPFL Energia     | 6.22 | 5.94 | 4.7%  | <b>n.d</b>         |
| CPFL Paulista    | 5.13 | 4.90 | 4.7%  | <b>6.41</b>        |
| CPFL Piratininga | 4.65 | 4.47 | 4.0%  | <b>6.04</b>        |
| RGE              | 9.13 | 8.77 | 4.1%  | <b>10.50</b>       |
| CPFL Santa Cruz  | 5.31 | 4.20 | 26.4% | <b>7.35</b>        |

| Interruptions SAIFI | 2Q24 | 2Q23 | Δ %   | ANEEL <sup>1</sup> |
|---------------------|------|------|-------|--------------------|
| CPFL Energia        | 3.51 | 3.51 | 0.0%  | <b>n.d</b>         |
| CPFL Paulista       | 3.24 | 3.30 | -1.8% | <b>5.09</b>        |
| CPFL Piratininga    | 3.12 | 3.24 | -3.7% | <b>4.98</b>        |
| RGE                 | 4.23 | 4.13 | 2.4%  | <b>7.19</b>        |
| CPFL Santa Cruz     | 3.36 | 2.77 | 21.3% | <b>6.11</b>        |

Note: (1) ANEEL limit referring to 2024.

- Contents
- CPFL Energia
- Distribution
- Generation
- Transmission
- Commercialization and Services
- Attachments

### 3.1.2) Tariff Events

| Description                                    | ATAs <sup>1</sup> |               | PTRs <sup>1</sup> |                  |
|--|-------------------|---------------|-------------------|------------------|
|  | CPFL Santa Cruz   | CPFL Paulista | RGE <sup>3</sup>  | CPFL Piratininga |
| <b>Ratifying Resolution</b>                    | <b>3,311</b>      | <b>3,314</b>  | <b>3,206</b>      | <b>3,277</b>     |
| <b>Adjustment</b>                              | <b>7.02%</b>      | <b>3.91%</b>  | <b>1.67%</b>      | <b>-0.73%</b>    |
| <i>Parcel A</i>                                | <i>6.72%</i>      | <i>3.96%</i>  | <i>6.79%</i>      | <i>1.97%</i>     |
| <i>Parcel B</i>                                | <i>1.50%</i>      | <i>-1.93%</i> | <i>0.43%</i>      | <i>-1.08%</i>    |
| <i>Financial Components</i>                    | <i>-1.20%</i>     | <i>1.88%</i>  | <i>-5.55%</i>     | <i>-1.62%</i>    |
| <b>Effect on consumer billings<sup>2</sup></b> | <b>5.63%</b>      | <b>1.46%</b>  | <b>1.10%</b>      | <b>-4.37%</b>    |
| Date of entry into force                       | 03/22/2024        | 04/08/2024    | 06/19/2023        | 10/23/2023       |

Notes:

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

(2) The effect on consumer billing is also impacted by the financial components removed in the last tariff revision or adjustment;

(3) As a result of the severe weather events that occurred in May 2024 in Rio Grande do Sul, RGE requested ANEEL to extend its tariff adjustment (ATA) for two months, until 08/18/2024. For more information [click here](#).

### 3.1.3) Economic-Financial Performance

| R\$ Million  | 2Q24         | 2Q23         | Δ R\$        | Δ %           | 1H24           | 1H23           | Δ R\$        | Δ %           |
|--|--------------|--------------|--------------|---------------|----------------|----------------|--------------|---------------|
| Gross Operating Revenue                                    | 12,333       | 11,785       | 547          | 4.6%          | 25,512         | 23,318         | 2,193        | 9.4%          |
| Net Operating Revenue                                      | 8,029        | 7,774        | 255          | 3.3%          | 16,641         | 15,989         | 652          | 4.1%          |
| <b>Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)</b> | <b>7,010</b> | <b>6,798</b> | <b>212</b>   | <b>3.1%</b>   | <b>14,724</b>  | <b>14,180</b>  | <b>544</b>   | <b>3.8%</b>   |
| Cost of Electric Power                                     | (4,296)      | (4,092)      | (204)        | 5.0%          | (8,594)        | (8,305)        | (288)        | 3.5%          |
| PMSO, Private Pension Fund and ADA                         | (1,024)      | (902)        | (123)        | 13.6%         | (1,904)        | (1,743)        | (161)        | 9.2%          |
| Costs of Building the Infrastructure                       | (1,019)      | (976)        | (43)         | 4.4%          | (1,917)        | (1,810)        | (107)        | 5.9%          |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>                                  | <b>1,690</b> | <b>1,804</b> | <b>(115)</b> | <b>-6.3%</b>  | <b>4,226</b>   | <b>4,131</b>   | <b>95</b>    | <b>2.3%</b>   |
| Depreciation and Amortization                              | (311)        | (292)        | (19)         | 6.6%          | (614)          | (578)          | (36)         | 6.3%          |
| Financial Income (Expense)                                 | (534)        | (462)        | (72)         | 15.6%         | (1,126)        | (807)          | (319)        | 39.5%         |
| <i>Financial Revenues</i>                                  | <i>309</i>   | <i>390</i>   | <i>(81)</i>  | <i>-20.6%</i> | <i>664</i>     | <i>842</i>     | <i>(178)</i> | <i>-21.1%</i> |
| <i>Financial Expenses</i>                                  | <i>(844)</i> | <i>(852)</i> | <i>8</i>     | <i>-1.0%</i>  | <i>(1,791)</i> | <i>(1,650)</i> | <i>(141)</i> | <i>8.6%</i>   |
| Income Before Taxes  | 845          | 1,051        | (206)        | -19.6%        | 2,486          | 2,746          | (261)        | -9.5%         |
| Income Tax / Social Contribution                           | (280)        | (348)        | 68           | -19.5%        | (763)          | (925)          | 162          | -17.5%        |
| <b>Net Income</b>  | <b>565</b>   | <b>703</b>   | <b>(138)</b> | <b>-19.6%</b> | <b>1,723</b>   | <b>1,821</b>   | <b>(98)</b>  | <b>-5.4%</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<sup>th</sup>, 2024, the balance of sectoral financial assets and liabilities was negative (liability) in R\$ 1,770 million. If compared to December 31<sup>st</sup>, 2023, there was a variation of R\$ 642 million, as demonstrated in the chart below:



The variation in this balance was due to the net constitution of a liability of R\$ 534 million, mainly due to:

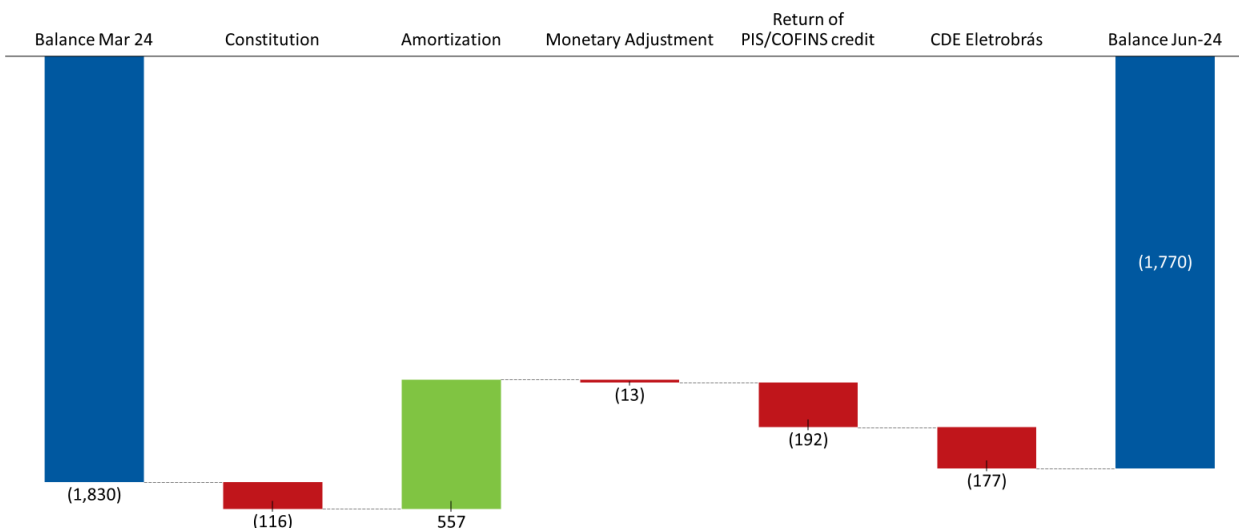
- (i) Electric energy cost (R\$ 681 million);
- (ii) Itaipu costs (R\$ 250 million);
- (iii) Neutrality of Sectoral Charges (R\$ 137 million);

Partially offset by the constitution of assets in:

- (iv) National Grid (R\$ 330 million);
- (v) Sector charges (ESS/EER) (R\$ 102 million);
- (vi) CDE (R\$ 92 million);
- (vii) Other items (R\$ 10 million).

The amortization was of R\$ 1,176 million and the monetary adjustment of assets and liabilities totaled R\$ 79 million. During this period, there was also the approval of the return to consumers of the PIS/COFINS credit, in the amount of R\$ 1,027 million. In addition, there was transfer of funds related to CDE Eletrobrás, in the amount of R\$ 177 million.

For analysis purposes, below is the graph that demonstrates the movement in the balances of sectoral assets and liabilities, only in 2Q24:





## Operating Revenue

| R\$ Million   | 2Q24           | 2Q23           | Δ R\$        | Δ %         | 1H24           | 1H23           | Δ R\$          | Δ %          |
|---|----------------|----------------|--------------|-------------|----------------|----------------|----------------|--------------|
| Revenue with Energy Sales (Captive + TUSD)            | 9,896          | 9,218          | 678          | 7.4%        | 20,908         | 18,764         | 2,144          | 11.4%        |
| Short-term Electric Energy                            | 64             | 174            | (111)        | -63.5%      | 99             | 250            | (152)          | -60.5%       |
| Concession Infrastructure Construction Revenue        | 1,019          | 976            | 43           | 4.4%        | 1,917          | 1,810          | 107            | 5.9%         |
| Sectoral Financial Assets and Liabilities             | 441            | 465            | (24)         | -5.2%       | 642            | 435            | 207            | 47.7%        |
| CDE Resources - Low-income and Other Tariff Subsidies | 567            | 463            | 104          | 22.5%       | 1,091          | 952            | 138            | 14.5%        |
| Adjustments to the Concession's Financial Asset       | 200            | 333            | (133)        | -40.0%      | 584            | 830            | (246)          | -29.6%       |
| Other Revenues and Income                             | 174            | 177            | (3)          | -1.8%       | 347            | 337            | 11             | 3.1%         |
| Compensatory Fines (DIC/FIC)                          | (29)           | (22)           | (7)          | 33.2%       | (76)           | (60)           | (16)           | 27.5%        |
| <b>Gross Operating Revenue</b>                        | <b>12,333</b>  | <b>11,785</b>  | <b>547</b>   | <b>4.6%</b> | <b>25,512</b>  | <b>23,318</b>  | <b>2,193</b>   | <b>9.4%</b>  |
| ICMS Tax  | (1,710)        | (1,546)        | (164)        | 10.6%       | (3,505)        | (2,506)        | (998)          | 39.8%        |
| PIS and COFINS Taxes                                  | (847)          | (803)          | (44)         | 5.5%        | (1,775)        | (1,645)        | (130)          | 7.9%         |
| CDE Sector Charge                                     | (1,529)        | (1,439)        | (90)         | 6.3%        | (3,088)        | (2,785)        | (303)          | 10.9%        |
| R&D and Energy Efficiency Program                     | (68)           | (65)           | (4)          | 5.6%        | (142)          | (134)          | (8)            | 6.1%         |
| PROINFA   | (80)           | (84)           | 4            | -5.1%       | (160)          | (171)          | 11             | -6.5%        |
| Others  | (69)           | (75)           | 6            | -8.1%       | (201)          | (87)           | (114)          | 131.6%       |
| <b>Deductions from the Gross Operating Revenue</b>    | <b>(4,303)</b> | <b>(4,012)</b> | <b>(292)</b> | <b>7.3%</b> | <b>(8,871)</b> | <b>(7,329)</b> | <b>(1,542)</b> | <b>21.0%</b> |
| <b>Gross Operating Revenue</b>                        | <b>8,029</b>   | <b>7,774</b>   | <b>255</b>   | <b>3.3%</b> | <b>16,641</b>  | <b>15,989</b>  | <b>652</b>     | <b>4.1%</b>  |

## Gross Operating Revenue

The increase in **Revenue with Energy Sales (captive + free clients)**, perceived in the quarter and in the YTD, is due to the increase of 7.3% and 6.1% in the load in the concession area, mainly due to the increase in temperature. In the YTD, there was also a gain from the CPFL Paulista tariff revision, which generated a gain until March/24, with a negative tariff adjustment then being applied from April/24.

On the other hand, there was a drop in **the Adjustments to the Concession's Financial Asset**, due to the extraordinary effects related to the RAB appraisal reports of the RTPs, which generated a gain of R\$ 60 million in 2Q23 and R\$ 196 million in 1H23 (for more details, see explanation at the beginning of chapter 1) and an impact of climatic events in Rio Grande do Sul, which generated a reduction in concession financial assets (R\$ 6 million). Excluding these effects, in the quarter, this line would show a reduction of 24.6%, explained by the reduction in the IPCA (1.56% in 2Q23 and 1.00% in 2Q24), partially offset by the 16% increase in the asset base. In the YTD, this line would show a reduction of 6.9%, explained by the reduction of the IPCA (3.59% in 1H23 and 2.84% in 1H24), partially offset by the increase of 17% in the asset base.

In the YTD, the effects were similar to those of the quarter, but it is also worth noting the positive changes in the accounting of **Sectoral Financial Assets and Liabilities**, mainly due to the amortization of a liability of R\$ 1.176 million and net constitution of an asset of R\$ 534 million compared to the amortization of an asset of R\$ 3 million in 1H23 and constitution of an asset of R\$ 432 million in 1H23.

## Deductions from the Gross Operating Revenue

Deductions from gross operating revenues increased, mainly due to: (i) the increase in taxes (ICMS and PIS/Cofins); and (ii) the increase in CDE, resulting from the inclusion of the CDE Water Scarcity and the CDE GD, in RGE (in Jun-23) and CPFL Piratininga (Oct-23), partially offset by the decrease of CDE Covid quota.

The same effects also affected the YTD result.

## Cost of Electric Energy

| R\$ Million   | 2Q24         | 2Q23         | Δ R\$      | Δ %          | 1H24         | 1H23         | Δ R\$       | Δ %          |
|---|--------------|--------------|------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|
| Itaipu  | 581          | 532          | 50         | 9.3%         | 1,076        | 993          | 82          | 8.3%         |
| PROINFA   | 92           | 104          | (12)       | -11.5%       | 183          | 205          | (21)        | -10.3%       |
| Auction, Bilateral Contracts and Spot Market          | 2,473        | 2,528        | (55)       | -2.2%        | 5,075        | 5,184        | (109)       | -2.1%        |
| PIS and COFINS Tax Credit                             | (272)        | (286)        | 14         | -4.9%        | (550)        | (571)        | 21          | -3.7%        |
| <b>Cost of Electric Power Purchased for Resale</b>    | <b>2,874</b> | <b>2,878</b> | <b>(4)</b> | <b>-0.1%</b> | <b>5,784</b> | <b>5,811</b> | <b>(27)</b> | <b>-0.5%</b> |
| Basic Network Charges                                 | 1,106        | 922          | 185        | 20.0%        | 2,190        | 1,852        | 338         | 18.3%        |
| Itaipu Transmission Charges                           | 110          | 78           | 32         | 41.0%        | 213          | 151          | 62          | 41.1%        |
| Connection Charges                                    | 67           | 66           | 1          | 2.2%         | 131          | 133          | (2)         | -1.4%        |
| Charges for the Use of the Distribution System        | 3            | 13           | (10)       | -76.7%       | 6            | 25           | (19)        | -75.2%       |
| ESS / EER   | 280          | 260          | 20         | 7.8%         | 555          | 588          | (32)        | -5.5%        |
| PIS and COFINS Tax Credit                             | (145)        | (124)        | (21)       | 17.1%        | (286)        | (254)        | (32)        | 12.6%        |
| <b>Charges for the Use of the Distribution System</b> | <b>1,422</b> | <b>1,214</b> | <b>208</b> | <b>17.1%</b> | <b>2,809</b> | <b>2,494</b> | <b>315</b>  | <b>12.6%</b> |
| <b>Cost of Electric Energy</b>                        | <b>4,296</b> | <b>4,092</b> | <b>204</b> | <b>5.0%</b>  | <b>8,594</b> | <b>8,305</b> | <b>288</b>  | <b>3.5%</b>  |

The reduction in **Cost of Electric Power Purchased for Resale**, in the quarter and YTD, is mainly due to the reduction in the volume of energy purchased from **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market** and the reduction in the average tariff of **PROINFA** (reduction in the values of costing quotas), partially offset by the increase in **Itaipu** (increase in the dollar).

Regarding **Charges for the Use of the Transmission and Distribution System**, the increase perceived in the quarter and YTD, mainly due to the variation in National Grid charges, as a result of the adjustments in the Tariff for the Use of the Transmission System (TUST), in accordance with ANEEL Resolution No. 3,217/23, for RGE, CPFL Paulista and CPFL Piratininga, which determined new tariffs as of Jul-23.

Regarding **sector charges (ESS/EER)**, the variations observed in the quarter and in the YTD is due to the EER – Reserve Energy Charges, mainly as a result of the fluctuation in generation by plants with Reserve Energy Contracts. When the CONER balance is not sufficient to cover the costs of the Reserve Power Plants, there is a greater need to collect the charge to fund these plants; on the contrary, when the volume generated is greater, the charge is reduced, since the energy from these plants is settled in the CCEE at the PLD value, covering its costs.

## PMSO

| R\$ Million                                 | 2Q24         | 2Q23       | Δ R\$      | Δ %          | 1H24         | 1H23         | Δ R\$      | Δ %          |
|---|--------------|------------|------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|
| Personnel                                   | 328          | 330        | (1)        | -0.4%        | 637          | 621          | 17         | 2.7%         |
| Material                                    | 71           | 69         | 2          | 3.6%         | 141          | 149          | (8)        | -5.3%        |
| Outsourced Services                         | 312          | 278        | 34         | 12.2%        | 576          | 539          | 37         | 6.9%         |
| <i>Outsourced Services</i>                  | 289          | 278        | 11         | 3.8%         | 553          | 539          | 14         | 2.6%         |
| <i>Outsourced Services - Climate Events</i> | 23           | -          | 23         | -            | 23           | -            | 23         | -            |
| Other Operating Costs/Expenses              | 294          | 194        | 100        | 51.5%        | 513          | 373          | 140        | 37.5%        |
| <i>Allowance for doubtful accounts</i>      | 100          | 57         | 43         | 75.8%        | 211          | 127          | 84         | 66.7%        |
| <i>Legal and judicial expenses</i>          | 53           | 47         | 7          | 14.4%        | 92           | 81           | 11         | 13.5%        |
| <i>Assets Write-Off</i>                     | 49           | 45         | 4          | 8.8%         | 78           | 75           | 3          | 4.3%         |
| <i>Assets Write-Off - Climate Events</i>    | 43           | -          | 43         | -            | 43           | -            | 43         | -            |
| <i>Others</i>                               | 49           | 46         | 3          | 7.2%         | 89           | 91           | (2)        | -1.7%        |
| <b>PMSO</b>                                 | <b>1,006</b> | <b>871</b> | <b>135</b> | <b>15.5%</b> | <b>1,868</b> | <b>1,682</b> | <b>186</b> | <b>11.0%</b> |

The PMSO was impacted by an extraordinary item – climate events in Rio Grande do Sul (for more details, see explanation at the beginning of chapter 1), which generated an effect of R\$ 66 million in the quarter and YTD.

Excluding this item, the PMSO would have presented increases of 8.0% (R\$ 69 million) in the quarter and of 7.1% (R\$ 120 million) in the YTD, due to the following factors:

- MSO not linked to inflation (increase of R\$ 50 million in the quarter and R\$ 88 million in the YTD):** increase in the allowance for doubtful accounts (ADA) (as explained in item 3.1.1.4) and in legal and judicial expenses, partially offset by the reduction in Opex related to Capex;
- MSO linked to inflation (increase of R\$ 21 million in the quarter and R\$ 15 million in the YTD) - main impacts:** collection actions (R\$ 10 million and R\$ 8 million); hardware and software (R\$ 8 million and R\$ 6 million) and call center (R\$ 2 million and R\$ 3 million);
- Personnel (reduction of R\$ 1 million in the quarter and increase of R\$ 17 million in the YTD):** the increase in the YTD is explained by the increase of 2.3%<sup>2</sup> in headcount.

## Other operating costs and expenses

| R\$ Million                          | 2Q24           | 2Q23           | Δ R\$       | Δ %         | 1H24           | 1H23           | Δ R\$        | Δ %         |
|--------------------------------------|----------------|----------------|-------------|-------------|----------------|----------------|--------------|-------------|
| Costs of Building the Infrastructure | (1,019)        | (976)          | (43)        | 4.4%        | (1,917)        | (1,810)        | (107)        | 5.9%        |
| Private Pension Fund                 | (18)           | (31)           | 12          | -40.2%      | (37)           | (61)           | 25           | -40.2%      |
| Depreciation and Amortization        | (311)          | (292)          | (19)        | 6.6%        | (614)          | (578)          | (36)         | 6.3%        |
| <b>Total</b>                         | <b>(1,348)</b> | <b>(1,298)</b> | <b>(50)</b> | <b>3.9%</b> | <b>(2,568)</b> | <b>(2,449)</b> | <b>(119)</b> | <b>4.9%</b> |

## EBITDA

The **EBITDA** of the Distribution segment was impacted by extraordinary effects of 2023 and 2024 (for more details, see explanation at the beginning of chapter 1); excluding these effects, EBITDA would have increased by 1.7% (R\$ 29 million). The in-line result is due to the better market performance, mainly in the residential and commercial segments, partially offset by the lower update of the concession's financial assets (VNR) (-R\$ 67 million).

In the YTD, excluding the extraordinary effects, EBITDA would have increased by 9.5% (R\$ 374 million), mainly explained by the increase in load in the concession area, driven by the effect of temperature.

| R\$ Million                      | 2Q24         | 2Q23         | Δ R\$        | Δ %           | 1H24         | 1H23         | Δ R\$       | Δ %          |
|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|-------------|--------------|
| <b>Net Income</b>                | <b>565</b>   | <b>703</b>   | <b>(138)</b> | <b>-19.6%</b> | <b>1,723</b> | <b>1,821</b> | <b>(98)</b> | <b>-5.4%</b> |
| Depreciation and Amortization    | 311          | 292          | 19           | 6.6%          | 614          | 578          | 36          | 6.3%         |
| Financial Result                 | 534          | 462          | 72           | 15.6%         | 1,126        | 807          | 319         | 39.5%        |
| Income Tax / Social Contribution | 280          | 348          | (68)         | -19.5%        | 763          | 925          | (162)       | -17.5%       |
| <b>EBITDA</b>                    | <b>1,690</b> | <b>1,804</b> | <b>(115)</b> | <b>-6.3%</b>  | <b>4,226</b> | <b>4,131</b> | <b>95</b>   | <b>2.3%</b>  |

## EBITDA by Distribution Company

| R\$ Million      | 2Q24         | 2Q23         | Δ R\$        | Δ %          | 1H24         | 1H23         | Δ R\$     | Δ %         |
|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------|-------------|
| CPFL Paulista    | 738          | 667          | 71           | 10.7%        | 1,860        | 1,746        | 114       | 6.5%        |
| CPFL Piratininga | 284          | 342          | (58)         | -16.9%       | 681          | 701          | (19)      | -2.7%       |
| RGE              | 584          | 719          | (135)        | -18.8%       | 1,506        | 1,537        | (32)      | -2.1%       |
| CPFL Santa Cruz  | 84           | 77           | 7            | 9.5%         | 179          | 147          | 31        | 21.4%       |
| <b>EBITDA</b>    | <b>1,690</b> | <b>1,804</b> | <b>(115)</b> | <b>-6.3%</b> | <b>4,226</b> | <b>4,131</b> | <b>95</b> | <b>2.3%</b> |

## CPFL Paulista:

EBITDA was impacted by the extraordinary effect recorded in 2Q23 related to the adjustment in RAB's final appraisal report (-R\$ 64 million). Excluding this effect, the variation would have been an increase of 1.0%. The less significant result is due to the negative adjustment of parcel B (-1.93%), which came into effect on Apr-24.

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

In the YTD, CPFL Paulista had the registration of the final appraisal report of the assets for the PTR, which increased the basis of comparison by R\$ 136 million in 1H23. Excluding this effect, the variation would have been positive at 11.1%, explained by the better margin performance, as a result of the market performance, mainly in the residential and commercial segments.

### CPFL Piratininga:

EBITDA was impacted by the extraordinary effect recorded in 2Q23 related to RAB's preliminary appraisal report (+R\$ 47 million). Excluding this effect, the variation would have been a reduction of 3.7% in the quarter and an increase of 4.3% in the YTD. This result is due to the tariff review, which applied a reduction of 1.08% in parcel B, in the tariffs that came into force in Oct-23. This effect was partially offset by the better market performance, mainly in the residential and commercial segments.

### RGE:

EBITDA was impacted by the extraordinary effect recorded in 2Q23 related to RAB's final appraisal report (+R\$ 77 million) and the effects resulting from weather events in Rio Grande do Sul in 2Q24 (for more details, see explanation in chapter 1). Excluding these effects, the variations would have been increases of 4.0% in the quarter and of 8.9% in the YTD. With a relatively small impact of climate events on market performance, the positive adjusted result is influenced by a better market mix, with growth in the residential and commercial segments.

### CPFL Santa Cruz:

The positive variation in EBITDA in the quarter and YTD reflects the increase in Parcel B and better market performance, especially in the residential and commercial segments.

## Financial Result

| R\$ Million             | 2Q24         | 2Q23         | Δ R\$       | Δ %          | 1H24           | 1H23         | Δ R\$        | Δ %          |
|-------------------------|--------------|--------------|-------------|--------------|----------------|--------------|--------------|--------------|
| Revenues                | 309          | 390          | (81)        | -20.6%       | 664            | 842          | (178)        | -21.1%       |
| Expenses                | (844)        | (852)        | 8           | -1.0%        | (1,791)        | (1,650)      | (141)        | 8.6%         |
| <b>Financial Result</b> | <b>(534)</b> | <b>(462)</b> | <b>(72)</b> | <b>15.6%</b> | <b>(1,126)</b> | <b>(807)</b> | <b>(319)</b> | <b>39.5%</b> |

## Managerial Analysis

| R\$ Million   | 2Q24         | 2Q23         | Δ R\$       | Δ %          | 1H24           | 1H23         | Δ R\$        | Δ %          |
|---|--------------|--------------|-------------|--------------|----------------|--------------|--------------|--------------|
| Expenses with the net debt                            | (582)        | (559)        | (23)        | 4.1%         | (1,148)        | (1,162)      | 14           | -1.2%        |
| Late payment interest and fines                       | 100          | 98           | 2           | 1.9%         | 219            | 182          | 37           | 20.2%        |
| Mark-to-market  | (25)         | (11)         | (13)        | 115.7%       | (138)          | 61           | (198)        | -            |
| Adjustment to the sectorial financial asset/liability | (13)         | (14)         | 1           | -8.0%        | (79)           | 67           | (146)        | -            |
| Others financial revenues/expenses                    | (15)         | 25           | (39)        | -            | 20             | 45           | (25)         | -55.9%       |
| <b>Financial Result</b>                               | <b>(534)</b> | <b>(462)</b> | <b>(72)</b> | <b>15.6%</b> | <b>(1,126)</b> | <b>(807)</b> | <b>(319)</b> | <b>39.5%</b> |

In the quarter, the increase in expenses was mainly due to: (i) the increase in **net debt expenses** (debt charges, net of income from financial investments), due to the increase in net indebtedness and funding expenses, offset by the drop in the IPCA and CDI index in this period; (ii) increase on **Mark-to-market** debt balance, due to new funding in the last 12 months (**MTM**); (iii) the negative variation of R\$ 10 million in the **discount on the acquisition of ICMS credits**, among other effects.

Regarding the financial revenue resulting from **late payment interest and fines** on energy bills,

in this quarter there was a positive impact of only R\$ 2 million, as the effect of the increase in the volume of overdue bills paid in the distributors in São Paulo was offset by a reduction in RGE due to the flexibility implemented by REN N° 1,092/2024<sup>3</sup>;

In the YTD, the increase in expenses is mainly due to: (i) **Mark-to-market (MTM)**, which is explained by the behavior of the risk spread curve practiced by the market in 1H24, that presented a decreased, in contrast to the increase in the risk spread in 1H23; and (ii) lower **Adjustment to the sectoral financial assets and liabilities**, by the recording of the updatable balance of assets in 2023 and liabilities in 2024.

## Net Income

In the quarter, there was a reduction in EBITDA influenced by extraordinary items, and a worsening in the financial result, such that **net income** decreased by 19.6%. Excluding the extraordinary effects, the variation would have been a reduction of 6.4%.

In YTD, the improvement in EBITDA was partially offset by the worsening of the financial result, so that **net income** decreased by 5.4%. Excluding the extraordinary effects, the variation would have been an increase of 5.1%.



<sup>3</sup> Flexibility of the Rules for the Public Electricity Distribution Service to address the public calamity in the State of Rio Grande do Sul.

## 3.2) GENERATION SEGMENT

### 3.2.1) Operational Performance

#### Generated Energy

| GWh          | 2Q24         | 2Q23         | Δ GWh        | Δ %          | 1H24         | 1H23         | Δ GWh        | Δ %          |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Wind         | 664          | 748          | (84)         | -11.2%       | 1,299        | 1,597        | (298)        | -18.7%       |
| SHPP         | 418          | 452          | (34)         | -7.6%        | 981          | 990          | (9)          | -0.9%        |
| HPP          | 2,447        | 1,074        | 1,373        | 127.8%       | 5,140        | 2,135        | 3,005        | 140.7%       |
| Biomass      | 360          | 310          | 50           | 16.3%        | 434          | 385          | 48           | 12.6%        |
| Solar        | 0.2          | 0.3          | (0.1)        | -17.1%       | 0.5          | 0.6          | (0.1)        | -15.3%       |
| TPP          | 1.8          | -            | 2            | 0.0%         | 7.1          | 0            | 7            | 4285.1%      |
| <b>Total</b> | <b>3,891</b> | <b>2,584</b> | <b>1,307</b> | <b>50.6%</b> | <b>7,861</b> | <b>5,108</b> | <b>2,753</b> | <b>53.9%</b> |

#### Availability

| %       | 2Q24   | 2Q23   | Δ p.p. | Δ %   | 1H24   | 1H23   | Δ p.p. | Δ %   |
|---------|--------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|-------|
| Wind    | 94.4%  | 95.8%  | -1.3   | -1.4% | 95.1%  | 95.5%  | -0.4   | -0.5% |
| SHPP    | 97.5%  | 95.0%  | 2.5    | 2.6%  | 97.8%  | 93.5%  | 4.3    | 4.6%  |
| HPP     | 98.3%  | 99.3%  | -1.0   | -1.0% | 98.5%  | 98.7%  | -0.2   | -0.2% |
| Biomass | 99.3%  | 95.3%  | 4.0    | 4.2%  | 99.4%  | 95.9%  | 3.5    | 3.6%  |
| Solar   | 100.0% | 100.0% | 0.0    | 0.0%  | 100.0% | 100.0% | 0.0    | 0.0%  |
| TPP     | 97.3%  | 100.0% | -2.7   | -2.7% | 98.4%  | 99.7%  | -1.3   | -1.3% |

### 3.2.2) Economic-Financial Performance

| R\$ Million                   | 2Q24         | 2Q23         | Δ R\$       | Δ %          | 1H24         | 1H23         | Δ R\$       | Δ %          |
|-------------------------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|
| Gross Operating Revenue       | 1,186        | 1,190        | (4)         | -0.3%        | 2,371        | 2,425        | (54)        | -2.2%        |
| <b>Net Operating Revenue</b>  | <b>1,081</b> | <b>1,091</b> | <b>(10)</b> | <b>-0.9%</b> | <b>2,157</b> | <b>2,218</b> | <b>(61)</b> | <b>-2.8%</b> |
| Cost of Electric Power        | (139)        | (128)        | (11)        | 8.8%         | (265)        | (262)        | (3)         | 1.2%         |
| PMSO and Private Pension Fund | (169)        | (118)        | (51)        | 43.1%        | (253)        | (252)        | (1)         | 0.5%         |
| Equity income                 | 84           | 83           | 1           | 0.7%         | 172          | 160          | 12          | 7.7%         |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>     | <b>856</b>   | <b>928</b>   | <b>(71)</b> | <b>-7.7%</b> | <b>1,811</b> | <b>1,865</b> | <b>(53)</b> | <b>-2.9%</b> |
| Depreciation and Amortization | (218)        | (219)        | 1           | -0.3%        | (437)        | (426)        | (11)        | 2.6%         |
| Financial Result              | (98)         | (160)        | 63          | -39.1%       | (229)        | (300)        | 72          | -23.9%       |
| <i>Financial Revenues</i>     | 32           | 56           | (24)        | -42.5%       | 66           | 97           | (32)        | -32.5%       |
| <i>Financial Expenses</i>     | (130)        | (217)        | 87          | -40.0%       | (294)        | (398)        | 103         | -26.0%       |
| Income Before Taxes           | 540          | 548          | (8)         | -1.5%        | 1,145        | 1,138        | 7           | 0.6%         |
| <b>Net Income</b>             | <b>431</b>   | <b>419</b>   | <b>12</b>   | <b>2.8%</b>  | <b>906</b>   | <b>872</b>   | <b>34</b>   | <b>3.9%</b>  |

Note:

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

#### Net Operating Revenue

In the quarter, we continue to observe a worse **performance of wind farms**, due to lower wind output and curtailment, which resulted in a continued scenario of reduced revenue in the quarter and in the YTD. Gains from readjustments in energy prices, provided for in the contracts (IPCA and IGP-M), mitigated this impact.

## Cost of Electric Power

| R\$ Million  | 2Q24       | 2Q23       | Δ R\$     | Δ %          | 1H24       | 1H23       | Δ R\$    | Δ %         |
|--|------------|------------|-----------|--------------|------------|------------|----------|-------------|
| Energy Purchased in the Spot Market                | 25         | 21         | 4         | 18.3%        | 46         | 44         | 2        | 3.9%        |
| Bilateral Contracts, ACR and ACL                   | 51         | 44         | 8         | 17.6%        | 96         | 93         | 3        | 3.1%        |
| PIS and COFINS Tax Credit                          | (5)        | (3)        | (2)       | 53.8%        | (9)        | (7)        | (1)      | 19.0%       |
| <b>Cost of Electric Power Purchased for Resale</b> | <b>72</b>  | <b>62</b>  | <b>10</b> | <b>16.1%</b> | <b>133</b> | <b>130</b> | <b>3</b> | <b>2.5%</b> |
| National Grid Charges                              | 55         | 55         | 1         | 1.3%         | 110        | 109        | 1        | 0.6%        |
| Connection Charges                                 | 5          | 4          | 1         | 16.0%        | 9          | 8          | 1        | 11.9%       |
| Charges for the Use of the Distribution System     | 10         | 11         | (1)       | -7.5%        | 20         | 22         | (2)      | -8.2%       |
| ESS/EER  | 1          | 0          | 1         | 3125.0%      | 1          | 0          | 1        | 1504.4%     |
| PIS and COFINS Tax Credit                          | (4)        | (4)        | (0)       | 7.9%         | (8)        | (7)        | (1)      | 7.0%        |
| <b>Charges</b>                                     | <b>67</b>  | <b>66</b>  | <b>1</b>  | <b>1.5%</b>  | <b>132</b> | <b>132</b> | <b>0</b> | <b>0.0%</b> |
| <b>Cost of Electric Energy</b>                     | <b>139</b> | <b>128</b> | <b>11</b> | <b>8.5%</b>  | <b>265</b> | <b>262</b> | <b>3</b> | <b>1.2%</b> |

There was a higher amount of energy purchased under **Bilateral Contracts, ACR and ACL**, as well as a higher average price, increasing Cost of Electric Power in the quarter and YTD.

## PMSO

| R\$ Million  | 2Q24       | 2Q23       | Δ R\$     | Δ %          | 1H24       | 1H23       | Δ R\$    | Δ %         |
|--|------------|------------|-----------|--------------|------------|------------|----------|-------------|
| Personnel  | 39         | 41         | (2)       | -5.0%        | 83         | 82         | 0        | 0.4%        |
| Material   | 14         | 12         | 2         | 14.8%        | 24         | 22         | 2        | 10.9%       |
| Outsourced Services  | 81         | 69         | 12        | 17.3%        | 150        | 127        | 23       | 18.2%       |
| <i>Outsourced Services</i>                                 | 65         | 69         | (4)       | -6.0%        | 134        | 127        | 7        | 5.6%        |
| <i>Outsourced Services climate events</i>                  | 16         | -          | 16        | 0.0%         | 16         | -          | 16       | 0.0%        |
| Other Operating Costs/Expenses                             | 32         | (5)        | 37        | -            | (5)        | 20         | (25)     | -           |
| <i>Asset Write-off</i>                                     | (1)        | (4)        | 3         | -85.8%       | 1          | (5)        | 6        | -           |
| <i>Asset Write-off climate events</i>                      | 3          | -          | 3         | 0.0%         | 3          | -          | 3        | 0.0%        |
| <i>GSF Risk Premium</i>                                    | 6          | 5          | 0         | 4.6%         | 11         | 11         | 0        | 0.0%        |
| <i>Investment Fair Value Adjustments (non-cash effect)</i> | -          | -          | -         | 0.0%         | (56)       | -          | (56)     | 0.0%        |
| <i>Legal and judicial expenses</i>                         | (0)        | (24)       | 23        | -98.0%       | (2)        | (24)       | 22       | -91.0%      |
| <i>Others</i>  | 24         | 18         | 7         | 37.0%        | 38         | 39         | (1)      | -3.0%       |
| <b>PMSO</b>  | <b>166</b> | <b>118</b> | <b>48</b> | <b>40.9%</b> | <b>252</b> | <b>252</b> | <b>0</b> | <b>0.2%</b> |

The variation in PMSO expenses is mainly explained by the accounting of the extraordinary effect related to climate events in Rio Grande do Sul, as already explained in Chapter 1, which totaled R\$ 19 million. There was also a relevant effect of reversal in legal expenses, in 2Q23, in the amount of R\$ 29 million.

In the YTD, we also had the extraordinary effect of Paulista Lajeado in 1Q24, of R\$ 56 million, as already explained in Chapter 1.

Excluding this effect, PMSO was in line in the quarter and would have increased 3.0% in YTD (R\$ 8 million), mainly due to increased spending on maintenance of hardware and software in **Outsourced Services**.

## Other operating costs and expenses

| R\$ Million                               | 2Q24       | 2Q23       | Δ R\$    | Δ %         | 1H24       | 1H23       | Δ R\$     | Δ %         |
|---|------------|------------|----------|-------------|------------|------------|-----------|-------------|
| Private Pension Fund                      | 3          | 0          | 3        | 900.1%      | 1          | 0          | 1         | 723.0%      |
| Depreciation and amortization             | 172        | 177        | (5)      | -3.0%       | 344        | 342        | 2         | 0.4%        |
| Amortization of Concession Intangible     | 47         | 42         | 5        | 11.4%       | 93         | 84         | 10        | 11.4%       |
| <b>Other operating costs and expenses</b> | <b>221</b> | <b>219</b> | <b>2</b> | <b>0.9%</b> | <b>438</b> | <b>426</b> | <b>12</b> | <b>2.8%</b> |

## Equity Income

| R\$ Million          | 2Q24      | 2Q23      | Δ R\$      | Δ %          | 1H24       | 1H23       | Δ R\$     | Δ %         |
|----------------------|-----------|-----------|------------|--------------|------------|------------|-----------|-------------|
| Barra Grande HPP     | 2         | 1         | 1          | 95.4%        | 4          | 3          | 1         | 55.5%       |
| Foz do Chapecó HPP   | 60        | 63        | (3)        | -5.0%        | 125        | 121        | 4         | 3.6%        |
| Epasa TPP            | 22        | 20        | 2          | 11.1%        | 43         | 37         | 6         | 16.8%       |
| <b>Equity Income</b> | <b>84</b> | <b>84</b> | <b>(0)</b> | <b>-0.2%</b> | <b>172</b> | <b>160</b> | <b>12</b> | <b>7.5%</b> |

Note:

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

## Barra Grande

| R\$ Million                | 2Q24     | 2Q23     | Δ R\$    | Δ %          | 1H24     | 1H23     | Δ R\$    | Δ %          |
|----------------------------|----------|----------|----------|--------------|----------|----------|----------|--------------|
| Net Revenue                | 14       | 14       | 0        | 1.2%         | 31       | 29       | 2        | 8.5%         |
| Operating Costs / Expenses | (7)      | (8)      | 2        | -18.8%       | (13)     | (15)     | 2        | -11.7%       |
| Deprec. / Amortization     | (4)      | (4)      | (0)      | 0.9%         | (7)      | (7)      | (0)      | 1.1%         |
| Net Financial Result       | (1)      | (1)      | (0)      | 46.4%        | (5)      | (3)      | (2)      | 60.2%        |
| Income Tax                 | (1)      | (0)      | (0)      | 78.7%        | (2)      | (1)      | (1)      | 50.1%        |
| <b>Net Income</b>          | <b>2</b> | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>95.4%</b> | <b>4</b> | <b>3</b> | <b>1</b> | <b>55.5%</b> |

**Net Revenue** was in line in the quarter, while **Operating Costs/Expenses** were lower due to lower volume of purchased energy. Higher expenses with UBP, monthly adjusted by IGP-M, increased the **Net Financial Expense** in the quarter and YTD.

## Foz do Chapecó

| R\$ Million                | 2Q24      | 2Q23      | Δ R\$      | Δ %          | 1H24       | 1H23       | Δ R\$    | Δ %         |
|----------------------------|-----------|-----------|------------|--------------|------------|------------|----------|-------------|
| Net Revenue                | 158       | 159       | (0)        | -0.3%        | 321        | 320        | 1        | 0.3%        |
| Operating Costs / Expenses | (34)      | (36)      | 1          | -4.2%        | (67)       | (72)       | 5        | -6.5%       |
| Deprec. / Amortization     | (13)      | (13)      | 0          | -1.0%        | (26)       | (26)       | 0        | -1.0%       |
| Net Financial Result       | (19)      | (10)      | (10)       | 96.7%        | (41)       | (34)       | (7)      | 19.7%       |
| Income Tax                 | (31)      | (34)      | 3          | -10.1%       | (63)       | (64)       | 1        | -1.0%       |
| <b>Net Income</b>          | <b>60</b> | <b>63</b> | <b>(3)</b> | <b>-5.0%</b> | <b>125</b> | <b>121</b> | <b>4</b> | <b>3.6%</b> |

CFURH adjustments resulted in lower **Net Revenue** in the quarter but was offset by the higher price of energy supplied, partially in the quarter and fully in the YTD. Lower volume of purchased energy reduced **Operating Costs/Expenses** in the quarter and YTD. The increase in **Net Financial Expenses** is mainly due to higher expenses with UBP, mainly due to the variation in the IGP-M, lower income from financial investments and greater monetary and exchange rate updates, being partially offset by lower debt expenses.

## Epasa

| R\$ Million                | 2Q24      | 2Q23      | Δ R\$    | Δ %          | 1H24      | 1H23      | Δ R\$    | Δ %          |
|----------------------------|-----------|-----------|----------|--------------|-----------|-----------|----------|--------------|
| Net Revenue                | 45        | 42        | 3        | 7.5%         | 93        | 83        | 10       | 11.8%        |
| Operating Costs / Expenses | (9)       | (9)       | (1)      | 8.7%         | (23)      | (21)      | (2)      | 7.9%         |
| Deprec. / Amortization     | (12)      | (12)      | (0)      | 0.1%         | (25)      | (25)      | (0)      | 0.2%         |
| Net Financial Result       | 4         | 4         | 0        | 3.8%         | 8         | 9         | (1)      | -14.0%       |
| Income Tax                 | (5)       | (4)       | (0)      | 8.7%         | (9)       | (9)       | (1)      | 9.7%         |
| <b>Net Income</b>          | <b>22</b> | <b>20</b> | <b>2</b> | <b>11.1%</b> | <b>43</b> | <b>37</b> | <b>6</b> | <b>16.8%</b> |

Along with the annual adjustment of revenue and greater generation dispatch, there was an increase in **Net Revenue** and in **Operating Costs/Expenses** in the quarter and YTD. The higher cash balance in the quarter resulted in a higher **Net Financial Revenue**. In the YTD, financial revenue is still lower compared to last year.



## Financial Result

| R\$ Million             | 2Q24        | 2Q23         | Δ R\$     | Δ %           | 1H24         | 1H23         | Δ R\$     | Δ %           |
|-------------------------|-------------|--------------|-----------|---------------|--------------|--------------|-----------|---------------|
| Financial Revenues      | 32          | 56           | (24)      | -42.5%        | 66           | 97           | (32)      | -32.5%        |
| Financial Expenses      | (130)       | (217)        | 87        | -40.0%        | (294)        | (398)        | 103       | -26.0%        |
| <b>Financial Result</b> | <b>(98)</b> | <b>(160)</b> | <b>63</b> | <b>-39.1%</b> | <b>(229)</b> | <b>(300)</b> | <b>72</b> | <b>-23.9%</b> |

## Managerial Analysis

| R\$ Million                       | 2Q24        | 2Q23         | Δ R\$     | Δ %           | 1H24         | 1H23         | Δ R\$     | Δ %           |
|-----------------------------------|-------------|--------------|-----------|---------------|--------------|--------------|-----------|---------------|
| Expenses with the net debt        | (78)        | (119)        | 42        | -35.1%        | (188)        | (260)        | 72        | -27.8%        |
| Market-to-market                  | (3)         | (4)          | 1         | -32.7%        | (5)          | 11           | (16)      | -             |
| Other financial revenues/expenses | (16)        | (39)         | 22        | -57.5%        | (35)         | (53)         | 18        | -33.7%        |
| <b>Financial Result</b>           | <b>(98)</b> | <b>(160)</b> | <b>63</b> | <b>-39.1%</b> | <b>(229)</b> | <b>(300)</b> | <b>72</b> | <b>-23.9%</b> |

Net financial expenses reduced mainly due to the **reduction in the IPCA** in the period, which affected **Expenses with the Net Debt** both in the quarter and in the YTD. Furthermore, debentures that were held by CPFL Geração became part of the base of CPFL Transmissão, as a result of the process of incorporation of the 5 transmission projects by CPFL Transmissão which took place in April 2024 and contributed to the decrease in these expenses.

## EBITDA and Net Income

| R\$ Million                      | 2Q24       | 2Q23       | Δ R\$       | Δ %          | 1H24         | 1H23         | Δ R\$       | Δ %          |
|----------------------------------|------------|------------|-------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|
| <b>Net Income</b>                | <b>431</b> | <b>419</b> | <b>12</b>   | <b>2.8%</b>  | <b>906</b>   | <b>872</b>   | <b>34</b>   | <b>3.9%</b>  |
| Depreciation and Amortization    | 218        | 219        | (1)         | -0.3%        | 437          | 426          | 11          | 2.6%         |
| Financial Result                 | 98         | 160        | (63)        | -39.1%       | 229          | 300          | (72)        | -23.9%       |
| Income Tax / Social Contribution | 109        | 129        | (20)        | -15.4%       | 240          | 266          | (26)        | -9.9%        |
| <b>EBITDA</b>                    | <b>856</b> | <b>928</b> | <b>(71)</b> | <b>-7.7%</b> | <b>1,811</b> | <b>1,865</b> | <b>(53)</b> | <b>-2.9%</b> |

The worsening of wind generation and variations in PMSO were the main impacts on **EBITDA** in the quarter. In the YTD, the extraordinary effect of Paulista Lajeado's adjustment partially offset this worse result.

This worsening of the EBITDA was offset by the better **Financial Result**, which guaranteed the positive performance of **Net Income** in the quarter and YTD.



## 3.3) TRANSMISSION SEGMENT

### 3.3.1) Portfolio

| Concession Contracts    | Contract Start Date | Contract End Date | CPFL -T Share | Index | RAP 2024-2025 <sup>1</sup> (R\$ million) | RAP Expected 2024-2025 (R\$ million) | Km    | Projects category |
|-------------------------|---------------------|-------------------|---------------|-------|--|--------------------------------------|-------|-------------------|
| CONTRACT 055/01         | 31/12/2002          | 31/12/2042        | 100%          | IPCA  | 856                                      | 212                                  | 5,829 | Category 1        |
| SUL II                  | 22/03/2019          | 21/03/2049        | 100%          | IPCA  | 44                                       | -                                    | 75    | Category 3        |
| TESB                    | 27/07/2011          | 27/07/2041        | 98%           | IPCA  | 43                                       | -                                    | 98    | Category 3        |
| SUL I                   | 22/03/2019          | 21/03/2049        | 100%          | IPCA  | 34                                       | -                                    | 307   | Category 3        |
| CONTRACT 080/02         | 18/12/2002          | 18/12/2032        | 100%          | IGP-M | 20                                       | -                                    | 127   | Category 2        |
| MORRO AGUDO             | 24/03/2015          | 24/03/2045        | 100%          | IPCA  | 20                                       | -                                    | -     | Category 3        |
| PIRACICABA              | 24/02/2013          | 24/02/2043        | 100%          | IPCA  | 17                                       | -                                    | -     | Category 3        |
| CONTRACT 004/01 (CAC 3) | 31/03/2021          | 31/03/2051        | 100%          | IPCA  | 12                                       | -                                    | -     | Category 3        |
| MARACANAÚ               | 21/09/2018          | 21/09/2048        | 100%          | IPCA  | 11                                       | -                                    | -     | Category 3        |
| ETAU <sup>2</sup>       | 18/12/2002          | 18/12/2032        | 10%           | IGP-M | 54                                       | -                                    | 188   | Category 2        |
| TPAE <sup>2</sup>       | 19/11/2009          | 19/11/2039        | 10%           | IPCA  | 11                                       | -                                    | 12    | Category 3        |

Notes:

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

(2) Contracts 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, verifies the effective impact of the unavailability for the society.

| MWh | 2Q24 | 2Q23 | Δ MWh | Δ %    | 1H24  | 1H23  | Δ MWh | Δ %   |
|-----|------|------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|
| ENS | 86.1 | 31.6 | 54.5  | 172.3% | 453.4 | 337.3 | 116.1 | 34.4% |

The increase, in the quarter and YTD, is related to the climate changes caused by El Niño phenomenon, which caused a greater number of load interruption events.

#### PVd – Discounted Variable Parcel

The Discounted Variable Portion (PVd) consists of the percentage ratio of the Variable Portion Discounts effected on the basis of the Transmitter's Monthly Billing. Such data are made available monthly by the National Electric System Operator (ONS).

| %   | 2Q24   | 2Q23   | Δ %    | 1H24    | 1H23   | Δ % |
|-----|--------|--------|--------|---------|--------|-----|
| PVd | 0.715% | 1.740% | -58.9% | -0.200% | 1.308% | -   |

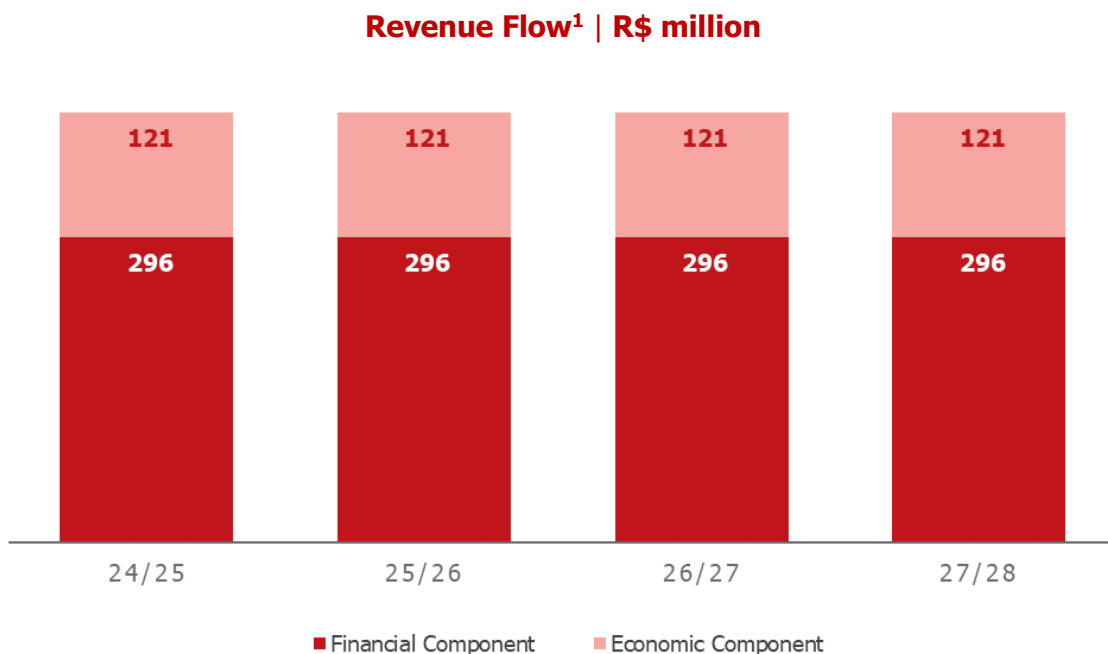
In the quarter, the variation in the indicator's performance is the result of a lower number of interruption events that occurred in this quarter, compared to the same period of the previous year.

In the YTD, the value was lower due to the reactivation, in February 2024, of the injunction to return discounts related to the disconnection of two transmission lines that occurred in January/2022.

### 3.3.3) Regulatory Themes

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

The RAP Parcel related to the assets belonging to the National Grid of Existing System – RBSE is the indemnity of unamortized assets, in the context of the renewal of Transmission concessions, in accordance with the Law No. 12,783/2013. The revenue flow from these assets belonging to CPFL Transmissão’s Concession Contract 055 are shown below. It is worth noting that the flow of the financial component was considered according to the re-profiling established by ANEEL from the 2021/2022 cycle onwards, after the approval of the result of the Transmitters’ RTP (REH No. 2,851/21). As for the flow of the economic component, it is the amount established by the Resolution nº 3344/24, which dealt with the Periodic Tariff Review of transmission companies.



Note: (1) Values are in June-2023 data base and should be update by IPCA and must be updated by IPCA annually.

#### Periodic Tariff Revision (“PTR”)

The Transmission Concession Contract No. 055/2001-ANEEL, signed between the Federal Government and the CPFL Transmissão (CEEE-T) was extended in the terms of the law No 12,783, of January 11, 2013, defining in its eight clause the rules for tariff revision enough to maintain the concession economical-financial balance.

The second PTR was expected to happen in July 1st 2023, although, as like happened with the 1st PTR, there was a postponement, with the process being ended in 07/12/2024 with the publication of the REH No 3,344/2024, which homologate the 2023 PTR final result RAP, associated to the Concession Contract No 055/2001 under responsibility of CPFL Transmissão, and that show the revenue final repositioning index of 14.7%<sup>4</sup>, lower than the last tariff cycle.

<sup>4</sup> The Repositioning index refers to the nominal variation in relation to the revenue in the previous year (22/23) compared to the Revision year (23/24). It does not take into account the financial aspect of the RBSE.

- Contents
- CPFL Energia
- Distribution
- Generation
- Transmission
- Commercialization and Services
- Attachments

About the RBSE economical component, which refers to the remuneration by the asset capital costs still not depreciated, as it is possible to see in the table below, in the RBSE 2023 PTR Write off and Depreciation itens, there is a decline due to the asset depreciation during the current tariff revision period.

Related to the RBSE Financial Component, it's highlighted that this was not the 2023 PTR scope. The process is waiting deliberation of the Collegiate Board of ANEEL, while CPFL Transmissão, in conjunction with others affected Transmissions Companies, keep acting proactively in this process

Considering the bided concessionaires, it is noted that Maracanaú, Sul I and Sul II underwent Tariff Revision, with a repositioning index close to 2.9%.

Tariff Revision of the extended concession contract in terms of the Law No 12,783/2013

| Contracts | REH<br>3,216/2023 | Financial RBSE<br>(out of PTR<br>scope) | CAOM<br>Path | 2023 RBSE PTR<br>Write off and<br>Depreciation | 2023 RBNI PTR<br>Write off and<br>Depreciation | 2023 PTR<br>Incremental<br>RTP 2023 | Others | Homologate<br>Revenue REH<br>3,344/2024 |
|-----------|-------------------|---|--------------|--|--|-------------------------------------|--------|---|
| 055/2001  | <b>1,122.0</b>    | -284.2                                  | -16.6        | -85.7  | -55.0  | 28.3                                | -4.1   | <b>704.7</b>                            |

\* Values expressed in R\$ millions.

Tariff review of bided concession contracts.

| Contracts | REH<br>3,216/2023 | Repositioning<br>Index | REH 3,348/2024<br>Approved<br>Revenue |
|-----------|-------------------|------------------------|---------------------------------------|
| 020/2018  | 10,658.8          | 2.96%                  | <b>10,974.3</b>                       |
| 005/2019  | 34,856.1          | 2.93%                  | <b>35,878.0</b>                       |
| 011/2019  | 44,776.5          | 2.93%                  | <b>46,088.2</b>                       |

\* Values expressed in R\$ x 1,000.

### Annual Tariff Adjustment ("ATA")

According to REH nº 3.348/2024, for the 2024-2025 cycle, from 01/07/2024 to 30/06/2025, the Revenue (RAP) added to the Adjustment Portion (PA) of **Concession Contract nº 055/2001**, totals around R\$ 856 Million, net of PIS and COFINS, highlighting:

- (i) The data includes the effects of the 2023 PTR, ended in July/2024, including the revenue trajectory (CAOM) also established in the 2023 PTR process;
- (ii) Monetary correction by the IPCA for the 2023/2024 cycle;
- (iii) Discount of the Adjustment Portion (PA), whose negative impact is mainly due to (i) the result of the 2023 PTR, which includes the effects of the revenue received during the 2023/2024 cycle, which had not yet been revised (PA Postponement), and (ii) the reversal of the differences in the RAP portions due to ANEEL's failure to apply the correct report inspected for the purposes of establishing the RAP in the 2018 PTR ("Material Error"). The latter, by way of administrative self-protection;
- (iv) "Smal-scale" reinforces and replacement that started up during the 2018/2023 PTR cycle and were assessed in the 2023 PTR;
- (v) Also includes replacement that started up during the 2023/2024 cycle, and increased

the transmission's revenue (new investments).

As a highlight related to the RBSE's Financial Component, it has not undergone any change in its value, being only updated by IPCA, since its process is currently being analyzed by the regulatory agency.

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

| Contracts | REH<br>3,344/2024<br>RTP result | RBSE Financial | CAOM Path | New<br>Investments | Index (IPCA) | REH<br>3,348/2024<br>Homologated<br>Revenue | ATA Adjustment<br>Portion 2023 | REH<br>3,348/2024 |
|-----------|---------------------------------|----------------|-----------|--------------------|--------------|---|--------------------------------|-------------------|
| 055/2001  | <b>704.7</b>                    | 284.2          | -22.3     | 29.3               | 33.7         | 1,029.6                                     | -173.6                         | <b>856.0</b>      |

\* Values expressed in R\$ million.

As for the bided contracts, according to REH No. 3,348/2024, for the 2024-2025 cycle, from 01/07/2024 to 30/06/2025 the total RAP plus the Adjustment Portion amounts to approximately R\$200 million.

Annual Tariff Adjustment 2024.

| Contracts       | REH<br>3,216/2023 | Start-up | Indexer (IPCA<br>or IGP-M) | Impact of PTR<br>Repositioning | REH<br>3,348/2024<br>Approved<br>Revenue | PA<br>ATA 2023 | REH<br>3,348/2024 |
|-----------------|-------------------|----------|----------------------------|--------------------------------|--|----------------|-------------------|
| <b>080/2002</b> | 21,435.2          | -        | -72.5                      | -                              | <b>21,362.7</b>                          | -925.9         | <b>20,436.8</b>   |
| <b>001/2011</b> | 37,230.4          | 6,913.6  | 1,733.1                    | 0.0                            | <b>45,877.1</b>                          | -2,654.5       | <b>43,222.6</b>   |
| <b>003/2013</b> | 15,428.5          | -        | 628.6                      | 584.1                          | <b>16,641.2</b>                          | 435.9          | <b>17,077.1</b>   |
| <b>020/2018</b> | 10,658.8          | -        | 315.5                      | -99.2                          | <b>10,974.3</b>                          | -85.5          | <b>10,888.8</b>   |
| <b>006/2015</b> | 19,059.0          | -        | 748.3                      | -                              | <b>19,807.3</b>                          | -195.0         | <b>19,612.3</b>   |
| <b>005/2019</b> | 34,856.1          | -        | 1,355.3                    | -333.4                         | <b>35,878.0</b>                          | -1,504.5       | <b>34,373.5</b>   |
| <b>011/2019</b> | 43,186.5          | 1,590.0  | 1,311.7                    | -429.4                         | <b>46,088.2</b>                          | -2,316.5       | <b>43,771.7</b>   |
| <b>004/2021</b> | -                 | 10,739.2 | 421.7                      | -                              | <b>11,160.9</b>                          | 521.2          | <b>11,682.1</b>   |

\* Values expressed in R\$ x 1,000.

Related to the **Concession Contract No. 004/2021 (Cachoeirinha 3)**, the transmission company has concluded it works covered by the Concession Contract, however, in order to receive the full RAP, it is waiting for the Distributor being connect to the substation, in accordance with the clause in the Connection Contract (CCT) signed between the concessionaires. As soon as the conditions set out in the CCT are met, the Transmitter will receive the RAP of approximately R\$12.0 million.

### 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                        | 2Q24       | 2Q23       | Δ R\$       | Δ %           | 1H24       | 1H23       | Δ R\$      | Δ %          |
|------------------------------------|------------|------------|-------------|---------------|------------|------------|------------|--------------|
| Gross Operating Revenue            | 396        | 358        | 38          | 10.7%         | 794        | 695        | 99         | 14.3%        |
| <b>Net Operating Revenue</b>       | <b>332</b> | <b>294</b> | <b>38</b>   | <b>13.1%</b>  | <b>659</b> | <b>569</b> | <b>90</b>  | <b>15.9%</b> |
| PMSO, Private Pension Fund and ADA | (143)      | (130)      | (13)        | 10.0%         | (250)      | (258)      | 9          | -3.4%        |
| Equity Income                      | 1          | 1          | 0           | 5.5%          | 5          | 2          | 3          | 148.5%       |
| <b>EBITDA</b>                      | <b>218</b> | <b>194</b> | <b>25</b>   | <b>12.7%</b>  | <b>472</b> | <b>371</b> | <b>101</b> | <b>27.1%</b> |
| Depreciation and Amortization      | (28)       | (29)       | 1           | -2.7%         | (57)       | (59)       | 1          | -2.1%        |
| Financial Income (Expense)         | (82)       | (41)       | (40)        | 97.0%         | (161)      | (82)       | (79)       | 96.1%        |
| <i>Financial Revenues</i>          | 21         | 28         | (7)         | -24.1%        | 37         | 50         | (13)       | -26.4%       |
| <i>Financial Expenses</i>          | (103)      | (69)       | (33)        | 48.1%         | (198)      | (133)      | (66)       | 49.7%        |
| Income Before Taxes                | 108        | 123        | (15)        | -12.0%        | 253        | 230        | 23         | 9.9%         |
| Income Tax / Social Contribution   | (32)       | (16)       | (16)        | 103.6%        | (59)       | (37)       | (22)       | 59.7%        |
| <b>Net Income</b>                  | <b>77</b>  | <b>107</b> | <b>(31)</b> | <b>-28.8%</b> | <b>194</b> | <b>193</b> | <b>1</b>   | <b>0.3%</b>  |

### Operational Revenue

| R\$ Million                          | 2Q24       | 2Q23       | Δ R\$     | Δ %          | 1H24       | 1H23       | Δ R\$     | Δ %          |
|--------------------------------------|------------|------------|-----------|--------------|------------|------------|-----------|--------------|
| Concession Contract 055/2001         | 344        | 311        | 33        | 10.7%        | 692        | 610        | 82        | 13.4%        |
| Sul II                               | 12         | 12         | 0         | -0.2%        | 23         | 20         | 4         | 19.3%        |
| TESB                                 | 11         | 9          | 2         | 17.2%        | 21         | 18         | 3         | 16.0%        |
| Sul I                                | 9          | 9          | 0         | 5.4%         | 18         | 16         | 2         | 15.3%        |
| Concession Contract 080/2002         | 5          | 5          | 0         | -2.3%        | 11         | 11         | 0         | -1.9%        |
| Morro Agudo                          | 5          | 5          | 0         | 2.4%         | 11         | 8          | 3         | 32.5%        |
| Piracicaba                           | 4          | 4          | 1         | 19.1%        | 8          | 7          | 1         | 12.1%        |
| Maracanaú                            | 3          | 3          | 0         | 7.0%         | 6          | 5          | 1         | 14.2%        |
| Concession Contract 004/2001 (CAC 3) | 2          | -          | 2         | -            | 4          | -          | 4         | -            |
| Regulatory Charges                   | (30)       | (34)       | 3         | -9.8%        | (67)       | (67)       | 0         | 0.6%         |
| <b>Gross Revenue</b>                 | <b>396</b> | <b>358</b> | <b>38</b> | <b>10.7%</b> | <b>794</b> | <b>695</b> | <b>99</b> | <b>14.3%</b> |
| Deductions from Revenue              | (34)       | (31)       | (3)       | 10.7%        | (68)       | (60)       | (8)       | 13.9%        |
| <b>Net Revenue</b>                   | <b>332</b> | <b>294</b> | <b>38</b> | <b>13.1%</b> | <b>659</b> | <b>569</b> | <b>90</b> | <b>15.9%</b> |

In the quarter, the increase in the **operating revenue** is mainly due to the 2023/2024 cycle tariff readjustment in concession contract 055. For the YTD the same explains. The regulatory charges, which are part of billed revenue, together with tariff subsidies, had a decrease in the quarter and were flat in the YTD.

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

| R\$ Million                                | 2Q24         | 2Q23         | Δ R\$       | Δ %          | 1H24         | 1H23         | Δ R\$    | Δ %          |
|--|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|----------|--------------|
| Personnel                                  | (36)         | (36)         | (0)         | 0.9%         | (68)         | (68)         | 0        | -0.7%        |
| Material                                   | (18)         | (1)          | (17)        | 1136.8%      | (15)         | (2)          | (13)     | 547.0%       |
| <i>Material</i>                            | (13)         | (1)          | (12)        | 794.2%       | (10)         | (2)          | (8)      | 332.7%       |
| <i>Material climate events</i>             | (5)          | -            | (5)         | -            | (5)          | -            | (5)      | -            |
| Outsourced Services                        | (29)         | (20)         | (9)         | 44.6%        | (51)         | (39)         | (12)     | 30.8%        |
| <i>Outsourced Services</i>                 | (25)         | (20)         | (5)         | 24.9%        | (47)         | (20)         | (27)     | 130.9%       |
| <i>Outsourced Services climate events</i>  | (4)          | -            | (4)         | -            | (4)          | -            | (4)      | -            |
| Private Pension Fund                       | (18)         | (15)         | (3)         | 18.3%        | (36)         | (31)         | (5)      | 14.6%        |
| Other Operating Costs/Expenses             | (14)         | (28)         | 15          | -52.2%       | (22)         | (59)         | 36       | -61.8%       |
| <b>PMSO</b>                                | <b>(115)</b> | <b>(101)</b> | <b>(14)</b> | <b>13.8%</b> | <b>(192)</b> | <b>(200)</b> | <b>7</b> | <b>-3.7%</b> |
| Depreciation and Amortization              | (28)         | (29)         | 1           | -2.7%        | (57)         | (59)         | 1        | -2.1%        |
| <b>PMSO, depreciation and amortization</b> | <b>(143)</b> | <b>(130)</b> | <b>(13)</b> | <b>10.0%</b> | <b>(250)</b> | <b>(258)</b> | <b>9</b> | <b>-3.4%</b> |

In the quarter, **PMSO** had an increase, mainly due to expenses in the Sul II project and expenses in maintenance, due to the floods (extraordinary item, as already explained in Chapter 1), partially offset by a less volume in legal expenses. In the YTD, there was a decrease, due to a lower volume of judicial expenses.

Disregarding the extraordinary effects, in the quarter, the variation would have been an increase of 3.4%, and in the YTD, a decrease of 6.7%.

## EBITDA

| R\$ Million                      | 2Q24       | 2Q23       | Δ R\$       | Δ %           | 1H24       | 1H23       | Δ R\$      | Δ %          |
|----------------------------------|------------|------------|-------------|---------------|------------|------------|------------|--------------|
| <b>Net Income</b>                | <b>77</b>  | <b>107</b> | <b>(31)</b> | <b>-28.8%</b> | <b>194</b> | <b>193</b> | <b>1</b>   | <b>0.3%</b>  |
| Depreciation and Amortization    | 28         | 29         | (1)         | -2.7%         | 57         | 59         | (1)        | -2.1%        |
| Financial Result                 | 82         | 41         | 40          | 97.0%         | 161        | 82         | 79         | 96.1%        |
| Income Tax / Social Contribution | 32         | 16         | 16          | 103.6%        | 59         | 37         | 22         | 59.7%        |
| <b>EBITDA</b>                    | <b>218</b> | <b>194</b> | <b>25</b>   | <b>12.7%</b>  | <b>472</b> | <b>371</b> | <b>101</b> | <b>27.1%</b> |

In the quarter, the increase in the EBITDA is mainly due to contract readjustments in CPFL Transmissão, partially offset by the increase in expenses. In the YTD, along with the increase in the revenue, there was a decrease in expenses.

## Financial Result

| R\$ Million                        | 2Q24        | 2Q23        | Δ R\$       | Δ %          | 1H24         | 1H23        | Δ R\$       | Δ %          |
|------------------------------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|-------------|-------------|--------------|
| Expenses with the net debt         | (98)        | (47)        | (51)        | 107.4%       | (160)        | (90)        | (69)        | 76.9%        |
| Mark-to-Market                     | 15          | 3           | 12          | 348.5%       | (6)          | 3           | (9)         | -            |
| Others financial revenues/expenses | 0           | 0           | 0           | 38.5%        | 1            | (0)         | 1           | -            |
| <b>Financial Result</b>            | <b>(83)</b> | <b>(44)</b> | <b>(39)</b> | <b>89.3%</b> | <b>(164)</b> | <b>(87)</b> | <b>(77)</b> | <b>88.8%</b> |

In the quarter, the worsening financial result was mainly due to the increase in expenses with debt charges, as a result of the fundraising that occurred last year and in the second quarter of

this year, as well as due to the migration of debentures (as explained in the financial result of Generation). The YTD results are explained by the same factors.

## Net Income

In the quarter, despite the higher EBITDA, there was a decrease in the net income, mainly due to a worse financial result, as explained before. In the YTD, net income remains stable.

### 3.3.5) Economic-Financial Performance | IFRS

| <b>R\$ Million</b>                                | <b>2Q24</b> | <b>2Q23</b> | <b>Δ R\$</b> | <b>Δ %</b>    | <b>1H24</b> | <b>1H23</b> | <b>Δ R\$</b> | <b>Δ %</b>    |
|---|-------------|-------------|--------------|---------------|-------------|-------------|--------------|---------------|
| Gross Operating Revenue                           | 550         | 540         | 10           | 1.8%          | 1,044       | 1,003       | 40           | 4.0%          |
| Net Operating Revenue                             | 485         | 474         | 11           | 2.3%          | 908         | 874         | 34           | 3.9%          |
| <b>Net Operating Revenue (ex-rev. from infras</b> | <b>269</b>  | <b>304</b>  | <b>(35)</b>  | <b>-11.4%</b> | <b>566</b>  | <b>612</b>  | <b>(46)</b>  | <b>-7.4%</b>  |
| PMSO, Private Pension Fund and ADA                | (101)       | (100)       | (1)          | 0.5%          | (182)       | (192)       | 11           | -5.6%         |
| Costs of Building the Infrastructure              | (152)       | (115)       | (37)         | 32.2%         | (240)       | (195)       | (45)         | 22.8%         |
| Equity Income                                     | 1           | 0           | 0            | 45.7%         | 4           | 3           | 1            | 16.4%         |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>                         | <b>233</b>  | <b>260</b>  | <b>(26)</b>  | <b>-10.2%</b> | <b>490</b>  | <b>489</b>  | <b>1</b>     | <b>0.1%</b>   |
| Depreciation and Amortization                     | (9)         | (14)        | 5            | -39.1%        | (20)        | (29)        | 9            | -30.8%        |
| Financial Income (Expense)                        | (83)        | (44)        | (39)         | 89.3%         | (164)       | (87)        | (77)         | 88.8%         |
| <i>Financial Revenues</i>                         | 77          | 26          | 51           | 193.4%        | 91          | 47          | 44           | 93.4%         |
| <i>Financial Expenses</i>                         | (160)       | (70)        | (90)         | 128.3%        | (256)       | (134)       | (121)        | 90.4%         |
| Income Before Taxes                               | 142         | 202         | (60)         | -29.7%        | 306         | 373         | (68)         | -18.2%        |
| Income Tax / Social Contribution                  | (40)        | (53)        | 12           | -23.1%        | (79)        | (101)       | 22           | -21.7%        |
| <b>Net Income</b>                                 | <b>102</b>  | <b>150</b>  | <b>(48)</b>  | <b>-32.0%</b> | <b>226</b>  | <b>272</b>  | <b>(46)</b>  | <b>-16.8%</b> |

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





## 3.4) COMMERCIALIZATION AND SERVICES SEGMENTS

### 3.4.1) Economic-Financial Performance

#### Commercialization

| R\$ Million                        | 2Q24       | 2Q23        | Δ R\$       | Δ %           | 1H24       | 1H23         | Δ R\$       | Δ %           |
|------------------------------------|------------|-------------|-------------|---------------|------------|--------------|-------------|---------------|
| Gross Operating Revenue            | 601        | 608         | (7)         | -1.1%         | 1,152      | 1,228        | (77)        | -6.2%         |
| <b>Net Operating Revenue</b>       | <b>508</b> | <b>509</b>  | <b>(1)</b>  | <b>-0.2%</b>  | <b>971</b> | <b>1,030</b> | <b>(58)</b> | <b>-5.7%</b>  |
| Cost of Electric Power             | (494)      | (484)       | (10)        | 2.1%          | (898)      | (990)        | 92          | -9.3%         |
| PMSO, Private Pension Fund and ADA | (20)       | (17)        | (3)         | 16.4%         | (36)       | (31)         | (4)         | 14.3%         |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>          | <b>(6)</b> | <b>8</b>    | <b>(14)</b> | <b>-</b>      | <b>38</b>  | <b>9</b>     | <b>29</b>   | <b>325.4%</b> |
| Depreciation and Amortization      | (2)        | (1)         | (0)         | 19.6%         | (3)        | (3)          | (0)         | 15.5%         |
| Financial Income (Expense)         | (6)        | (24)        | 18          | -74.5%        | (12)       | (54)         | 42          | -78.5%        |
| <i>Financial Revenues</i>          | 11         | 12          | (1)         | -10.9%        | 31         | 20           | 10          | 51.9%         |
| <i>Financial Expenses</i>          | (17)       | (36)        | 19          | -52.6%        | (42)       | (74)         | 32          | -43.0%        |
| Income Before Taxes                | (14)       | (17)        | 3           | -19.3%        | 23         | (48)         | 71          | -             |
| Income Tax / Social Contribution   | 4          | (0)         | 4           | -             | (3)        | (0)          | (3)         | 657.4%        |
| <b>Net Income (loss)</b>           | <b>(9)</b> | <b>(17)</b> | <b>7</b>    | <b>-43.7%</b> | <b>20</b>  | <b>(48)</b>  | <b>68</b>   | <b>-</b>      |

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

#### Services

| R\$ Million                        | 2Q24       | 2Q23       | Δ R\$     | Δ %          | 1H24       | 1H23       | Δ R\$      | Δ %          |
|------------------------------------|------------|------------|-----------|--------------|------------|------------|------------|--------------|
| Gross Operating Revenue            | 358        | 274        | 84        | 30.8%        | 679        | 518        | 162        | 31.2%        |
| <b>Net Operating Revenue</b>       | <b>328</b> | <b>250</b> | <b>79</b> | <b>31.5%</b> | <b>624</b> | <b>473</b> | <b>150</b> | <b>31.8%</b> |
| PMSO, Private Pension Fund and ADA | (254)      | (186)      | (68)      | 36.5%        | (466)      | (365)      | (101)      | 27.8%        |
| <b>EBITDA<sup>1</sup></b>          | <b>74</b>  | <b>64</b>  | <b>11</b> | <b>17.0%</b> | <b>158</b> | <b>109</b> | <b>49</b>  | <b>45.2%</b> |
| Depreciation and Amortization      | (14)       | (13)       | (2)       | 14.5%        | (29)       | (25)       | (4)        | 16.2%        |
| Financial Income (Expense)         | 2          | 3          | (1)       | -39.6%       | 7          | 7          | 0          | 0.4%         |
| <i>Financial Revenues</i>          | 4          | 6          | (2)       | -27.0%       | 11         | 12         | (1)        | -10.0%       |
| <i>Financial Expenses</i>          | (2)        | (3)        | 0         | -12.5%       | (4)        | (6)        | 1          | -22.3%       |
| Income Before Taxes                | 62         | 54         | 8         | 14.1%        | 135        | 90         | 45         | 50.1%        |
| Income Tax / Social Contribution   | (16)       | (14)       | (2)       | 16.1%        | (35)       | (21)       | (14)       | 69.8%        |
| <b>Net Income</b>                  | <b>46</b>  | <b>41</b>  | <b>5</b>  | <b>13.4%</b> | <b>100</b> | <b>69</b>  | <b>31</b>  | <b>44.3%</b> |

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



### Company Profile and Corporate Structure

#### Company Operation

CPFL Energia operates in the Generation, Transmission, Distribution, Commercialization and Services segments.

CPFL is the largest distribution company in volume of energy sales, with 13.1% of the national market, serving approximately 10.6 million customers in 687 municipalities. With 4,371 MW of installed capacity, it is among the largest generators in the country, with 96% of its generation portfolio coming from renewable sources.

The group also has a relevant role in the transmission segment, with an installed capacity of 15.9 MVA and more than 6,000 km of transmission lines. It also has a national operation through CPFL Soluções, providing integrated solutions in energy management and commercialization, energy efficiency, distributed generation, energy infrastructure and consulting services. To access the detailed Action Map, [click here](#).

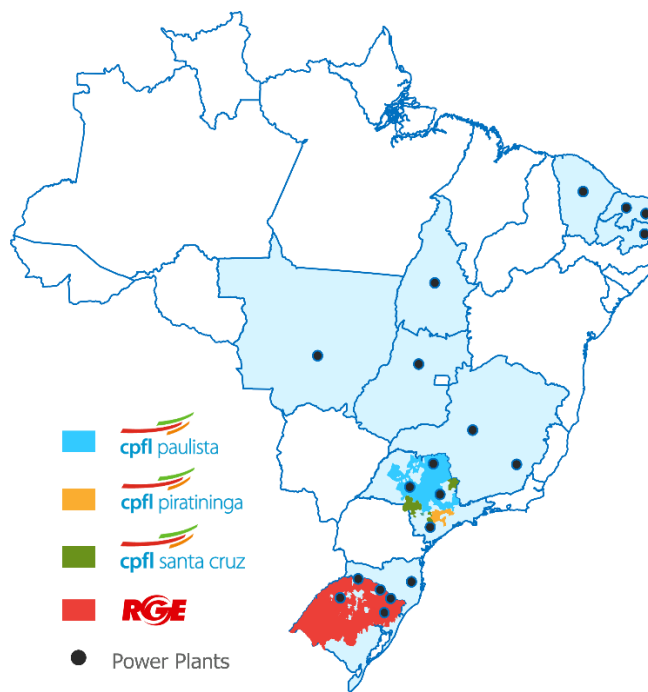
#### Growth Strategy

Aware of the uncertainties surrounding the macroeconomic scenarios intrinsic to our business and the regulatory discussions to modernize the sector, we will focus our strategic efforts on measures capable of managing costs, expanding investments and achieving CPFL Energia's sustainable growth, on the premise of maintaining our financial discipline and guaranteeing a return to our shareholders.

#### Shareholders Structure and Corporate Governance

CPFL Energia is a holding company that owns stake 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](#).



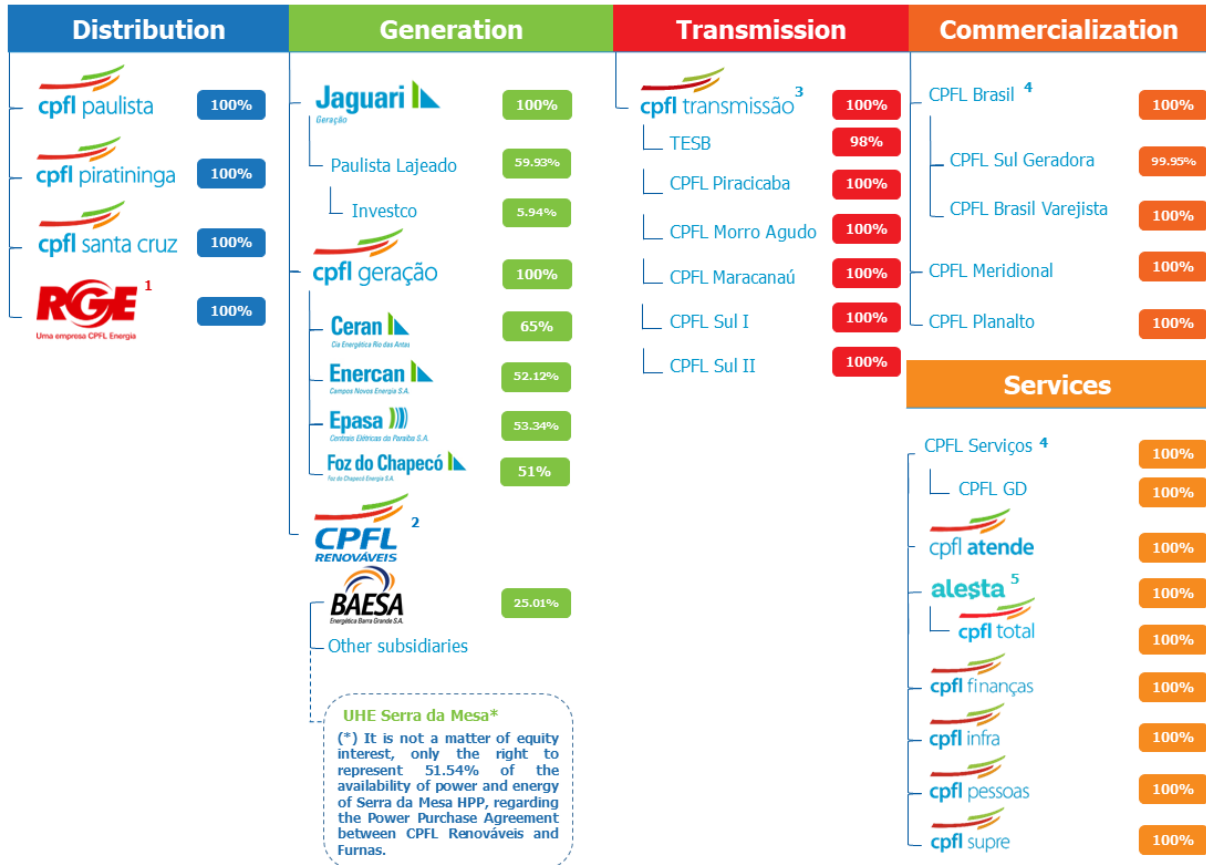


83.71%



Free Float

16.29%



Reference date: 06/30/2024

Notes:

- (1) RGE is controlled by CPFL Energia (89.0107%) and CPFL Brasil (10.9893%);
- (2) CPFL Renováveis is controlled by CPFL Energia (49.1502%) and CPFL Geração (50.8498%);
- (3) CPFL Transmissão is controlled by CPFL Brasil (100%);
- (4) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços;
- (5) Alesta is controlled by CPFL Energia (99.99%) and by CPFL Brasil (0.01%).

### Dividend Policy

The CPFL Energia dividend distribution policy determines that the Company should distribute annually as dividends, at least, 50% of the adjusted net income<sup>5</sup>. The approved Dividend Policy is merely indicative, with the purpose of signaling to the market the treatment that the Company intends to give to the distribution of dividends to its shareholders, having, therefore, a programmatic character, not binding upon the Company or its governing bodies. The Dividend Policy is available at the [IR website](#).

<sup>5</sup> The Policy also establishes the factors that will influence in the amount of distribution, as well as other factors considered relevant for the board of directors and the shareholders. It's also highlights that certain obligations contained in the Company's financial contracts may limit the amount of dividends and/or interest on equity that may be distributed.

- Contents
- CPFL Energia
- Distribution
- Generation
- Transmission
- Commercialization and Services
- Attachments

