

## Resultados CPFL 1T22

Energia para um futuro  
mais sustentável

# Resultados CPFL 1T22

- ✓ Ebitda de **R\$ 2.643 milhões**, alta de **34,4%**
- ✓ **Lucro Líquido** de **R\$ 1.162 milhões**, um aumento de **20,9%**
- ✓ Dívida Líquida de **R\$ 21,2 bilhões** e alavancagem de **2,03x Dívida Líquida/EBITDA**
- ✓ Investimentos de **R\$ 1.212 milhões**, alta de **74,2%**
- ✓ Conclusão da OPA da **CPFL Transmissão**: CPFL Cone Sul detinha **66,08%**, agora detém **99,26%**
- ✓ Divulgação do **Relatório Anual de Sustentabilidade** reforçando as práticas ESG e evolução dos nossos compromissos com a sustentabilidade

**Videoconferência em português com tradução Simultânea para o inglês (Q&A Bilíngue)**

Sexta-feira, 13 de maio de 2022 – 11h00 (BRT), 10h00 (ET)

**Plataforma Zoom – Clique para se inscrever:**

[https://us02web.zoom.us/webinar/register/WN\\_hpiO1W9BRvuEp0jDdrSgug](https://us02web.zoom.us/webinar/register/WN_hpiO1W9BRvuEp0jDdrSgug)

**Relações com Investidores**

ri@cpfl.com.br

(+55) 19 3756.8458/8887

www.cpfl.com.br/ri

## MENSAGEM DO PRESIDENTE

Iniciamos 2022 com muito aprendizado, em função dos desafios enfrentados nos anos anteriores, e com uma ótima expectativa.

Neste 1º trimestre, alcançamos mais uma vez resultados operacional e econômico-financeiro expressivos e consistentes. No segmento de Distribuição, destaco o benefício trazido pelos reajustes tarifários de 2021 e a recuperação da classe comercial, que registrou crescimento de 4,5%, com o retorno da população às atividades presenciais e o bom desempenho da construção civil. No segmento de Geração, destaco o bom resultado vindo dos reajustes contratuais ligados à inflação, assim como a melhora da hidrologia e, conseqüentemente, melhor GSF. No segmento de Transmissão, temos a contribuição expressiva da consolidação da CPFL Transmissão, que trouxe R\$ 122 milhões de EBITDA nesse trimestre. E cabe ainda destacar, para os números consolidados (ex-CPFL Transmissão), uma variação do PMSO de itens ligados à inflação abaixo do IPCA dos últimos 12 meses.

Com relação ao Capex, neste trimestre, realizamos investimentos no total de R\$ 1,2 bilhão, com crescimento de 74,2% em relação ao mesmo período de 2021. Cerca de 80% desse montante foi destinado à Distribuição, em ativos que irão compor a base de remuneração no próximo ciclo de revisão tarifária que se inicia em 2023. No ano, nossa estimativa é atingir um Capex de R\$ 4,8 bilhões.

Adicionalmente, praticando nossa disciplina financeira, finalizamos o trimestre com posição de caixa de R\$ 4,1 bilhões e a dívida líquida da CPFL Energia alcançou 2,03 vezes o EBITDA no critério de medição dos covenants financeiros.

No dia 29 de abril de 2022, na Assembleia de Acionistas foi aprovada a destinação do lucro líquido de 2021, considerando o pagamento adicional de dividendos no valor de R\$ 3.736 milhões, ou R\$ 3,24/ação, atingindo um payout de 100%. O pagamento será realizado em três parcelas, sendo que a primeira, no valor de R\$ 1.092 milhões, ou R\$ 0,95/ação já ocorreu em 11 de maio. As demais parcelas serão pagas da seguinte forma: R\$ 776 milhões, ou R\$ 0,67/ação, até 30 de junho de 2022, e R\$ 1.868 milhões, ou R\$ 1,62/ação, até 30 de dezembro de 2022.

Concluimos também nesse mês de abril, em leilão ocorrido no dia 6, a oferta pública de aquisição de ações (OPA) de emissão da CPFL Transmissão, com um investimento adicional na ordem de R\$ 1,1 bilhão. A CPFL passou a ser então detentora de 99,26% da companhia e segue com sua estratégia de balancear crescimento e pagamento de dividendos.

Por fim, mas não menos importante, gostaria de destacar a divulgação do nosso Relatório Anual de Sustentabilidade, reforçando as nossas melhores práticas ESG (Ambiental, Social e Governança), bem como a evolução dos 15 compromissos conectados aos Objetivos de

Desenvolvimento Sustentável (ODSs), que compõem os 3 pilares do nosso Plano de Sustentabilidade: Energias Sustentáveis, Soluções inteligentes e Valor Compartilhado.

Em suma, a CPFL Energia segue com seu papel de protagonista no setor elétrico. Estamos protegidos do cenário de inflação mais elevada que vem se impondo sobre a economia brasileira, temos um plano de Capex significativo para os próximos anos, adquirimos uma nova companhia no segmento de Transmissão e ainda temos condições de pagar dividendos expressivos aos nossos acionistas. Isso tudo com muito foco, colaboração e respeito pelas pessoas e pelo meio ambiente, sem deixar de lado nossa forte governança corporativa e a disciplina financeira necessária para garantir a geração de valor. E sigo confiante de que a modernização do setor elétrico nos trará ainda mais oportunidades de exercer nosso protagonismo e liderança.

**Gustavo Estrella**

Presidente da CPFL Energia

Indicadores (R\$ Milhões)	1T22	1T21	Var.
Carga na Área de Concessão - GWh	18.479	18.483	-0,02%
Vendas na Área de Concessão - GWh	17.911	18.111	-1,1%
Mercado Cativo	11.013	11.628	-5,3%
Cliente Livre	6.899	6.482	6,4%
Receita Operacional Bruta	13.425	12.484	7,5%
Receita Operacional Líquida	8.245	7.666	7,6%
EBITDA <sup>(1)</sup> consolidado	2.643	1.966	34,4%
Distribuição	1.838	1.262	45,7%
Geração	673	637	5,6%
Transmissão <sup>(2)</sup>	138	12	1015,8%
Comercialização, Serviços & Outros	(6)	55	-
Lucro Líquido	1.162	961	20,9%
Dívida Líquida <sup>(3)</sup>	21.180	15.100	40,3%
Dívida Líquida / EBITDA <sup>(3)</sup>	2,03	2,03	0,3%
Investimentos <sup>(4)</sup>	1.212	696	74,2%

Notas:

- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12. Vide cálculo no item 3.1 deste relatório;
- (2) Inclui CEEE-T (CPFL Transmissão);
- (3) No critério dos covenants, que considera a participação da CPFL Energia nos projetos de geração e na CPFL Transmissão; para esta última, considera também o EBITDA dos últimos 12 meses.
- (4) Não inclui obrigações especiais.

## ÍNDICE

<b>1) PERFIL DA EMPRESA E ESTRUTURA SOCIETÁRIA .....</b>	<b>4</b>
<b>2) DESEMPENHO OPERACIONAL .....</b>	<b>7</b>
2.1) Distribuição .....	7
2.1.1) Carga líquida de perdas na área de concessão.....	7
2.1.2) Vendas na Área de Concessão .....	7
2.1.3) Perdas .....	8
2.1.4) DEC e FEC .....	9
2.1.5) Inadimplência.....	10
2.2) Geração .....	10
2.2.1) Capacidade Instalada .....	10
2.2.2) Projetos em operação e construção.....	11
2.3) Comercialização.....	11
2.4) Transmissão .....	12
2.4.1) CPFL Transmissão .....	12
2.4.2) Portfólio Demais Transmissoras .....	13
<b>3) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA .....</b>	<b>14</b>
3.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	14
3.2) Endividamento.....	21
3.2.1) Dívida (IFRS).....	21
3.2.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros .....	24
3.3) Investimentos.....	26
3.3.1) Investimentos Realizados.....	26
3.3.2) Investimentos Previstos .....	26
<b>4) MERCADO DE CAPITAIS .....</b>	<b>27</b>
4.1) Desempenho das Ações .....	27
4.2) Volume Médio Diário .....	27
<b>5) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG .....</b>	<b>28</b>
5.1) Plano de Sustentabilidade (2020-2024).....	28
5.2) Principais Indicadores ESG alinhados ao Plano.....	28
<b>6) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS .....</b>	<b>30</b>
6.1) Segmento de Distribuição .....	30
6.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	30
6.1.2) Eventos Tarifários .....	38
6.2) Segmentos de Comercialização e Serviços .....	39
6.3) Segmento de Geração.....	40
6.4) Segmento de Transmissão .....	46
6.4.1) CPFL Transmissão .....	46
6.4.1.1) Temas Regulatórios .....	46
6.4.1.2) Resultados Regulatórios.....	50
6.4.1.3) Principais Diferenças Regulatório x IFRS .....	53
<b>7) ANEXOS.....</b>	<b>54</b>





83.71% 16.29%



**Distribuição**



**Comercialização**



**Serviços**



**Geração**



Base: 31/03/2022

Notas:

- (1) A RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços + CPFL Eficiência;
- (3) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Renováveis e Furnas;
- (4) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (49,1502%) e pela CPFL Geração (50,8498%);
- (5) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%), e pela CPFL Brasil (0,01%). Está enquadrada no segmento "Outros". Para facilitar a visualização e por ter incorporado as ações da CPFL Total, está apresentada no segmento "Serviços";
- (6) A CPFL Cone Sul é subsidiária da CPFL Brasil;
- (7) A CPFL Transmissão (CEEE-T) é controlada pela CPFL Cone Sul (99,26%, a partir de 08/04/2022);
- (8) A CPFL Piracicaba, CPFL Morro Agudo, CPFL Maracanaú, CPFL Sul I e CPFL Sul II são consolidadas na CPFL Geração.

**Oferta Pública Unificada de Aquisição de Ações (OPA) de Emissão da CEEE-T**

O leilão da OPA da CEEE-T foi realizado na B3 em 6 de abril de 2022. Como resultado, a CPFL Cone Sul adquiriu 3.095.570 ações ordinárias, que representam 32,56% do total de ações dessa espécie, e 109.251 ações preferenciais, representativas de 72,08%.

Tais ações foram adquiridas pelo preço unitário de R\$ 349,29, totalizando o valor de R\$ 1.119 milhões, restando 0,32% de ações ordinárias e 27,20% de ações preferenciais em livre circulação.

Com isso, a CPFL Cone Sul passou a deter 9.586.729 ações de emissão da CEEE-T, representativas de aproximadamente 99,26% do capital social total da Companhia, sendo 9.476.391 ações ordinárias (99,68% dessa espécie) e 110.338 ações preferenciais (72,80% dessa espécie).

Para mais detalhes, favor consultar fatos relevantes e comunicados ao mercado disponíveis no [site de RI](#).<sup>1</sup>

### Governança Corporativa

O modelo de governança corporativa da CPFL Energia é baseado nos 4 princípios básicos do Sistema de Governança Corporativa no Brasil: transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

A Administração da CPFL Energia é formada pelo Conselho de Administração e pela Diretoria Executiva.

O Conselho de Administração é responsável pelo direcionamento estratégico dos negócios do Grupo CPFL, sendo composto por 7 membros (sendo 2 membros independentes), cujo prazo de mandato é de 2 anos, com possibilidade de reeleição. Possui 6 comitês de assessoramento (Auditoria, Estratégia e Processos de Gestão, Gestão de Recursos Humanos, Partes Relacionadas, Gestão de Riscos e Orçamento e Finanças Corporativas), que auxiliam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos.

A Diretoria Executiva é composta por 1 Diretor Presidente e 8 Diretores Vice-presidentes, todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, cuja responsabilidade é a execução da estratégia da CPFL Energia e de suas sociedades controladas, que são definidas pelo Conselho de Administração em linha com as diretrizes de governança corporativa.

A CPFL Energia possui um Conselho Fiscal permanente, composto por 3 membros efetivos e igual número de suplentes, todos com mandato de 1 ano, com possibilidade de reeleição, cuja função é desempenhar um papel de fiscalização independente dos administradores e com objetivo de preservar o valor da organização.

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

### 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>2</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>1</sup> Fatos Relevantes divulgados em 16 de julho de 2021, 14 de outubro de 2021, 25 de fevereiro de 2022, 7 de março de 2022, 1 de abril de 2022 e 6 de abril de 2022, bem como Comunicados ao Mercado divulgados em 27 de setembro de 2021, 1 de outubro de 2021 e 12 de novembro de 2021.

<sup>2</sup> Ela 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.

## 2) DESEMPENHO OPERACIONAL

### 2.1) Distribuição

#### 2.1.1) Carga líquida de perdas na área de concessão

Carga na Área de Concessão - GWh			
	1T22	1T21	Var.
Mercado Cativo	11.179	11.712	-4,6%
Cliente Livre	7.301	6.771	7,8%
<b>Total</b>	<b>18.479</b>	<b>18.483</b>	<b>-0,02%</b>

#### 2.1.2) Vendas na Área de Concessão

Vendas na Área de Concessão - GWh				
	1T22	1T21	Var.	Part.
Mercado Cativo	11.013	11.628	-5,3%	61,5%
Cliente Livre	6.899	6.482	6,4%	38,5%
<b>Total</b>	<b>17.911</b>	<b>18.111</b>	<b>-1,1%</b>	<b>100,0%</b>

Vendas na Área de Concessão - GWh				
	1T22	1T21	Var.	Part.
Residencial	5.603	5.697	-1,6%	31,3%
Industrial	6.203	6.314	-1,8%	34,6%
Comercial	3.040	2.909	4,5%	17,0%
Outros	3.066	3.191	-3,9%	17,1%
<b>Total</b>	<b>17.911</b>	<b>18.111</b>	<b>-1,1%</b>	<b>100,0%</b>

Notas:

- Os valores de vendas na área de concessão por distribuidora podem ser consultados na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, clique [aqui](#).
- A partir do 1T22, as vendas na área de concessão passaram a incluir também os montantes distribuídos a outras concessionárias e permissionárias, que fazem uso da rede das distribuidoras da CPFL Energia ("Uso D"), de tal forma que os montantes do mercado livre foram alterados em todo o histórico.

Destacam-se no 1T22, na área de concessão:

- **Classe Residencial (31,3% das vendas totais):** Redução de 1,6%, afetada principalmente pelo retorno cada vez maior das atividades ao modelo presencial, principalmente se comparado com o 1T21, que foi um dos momentos mais críticos da pandemia com grande incentivo ao isolamento social. Além disso, houve um forte efeito negativo de GD. Contrabalanceando esses pontos, houve um efeito positivo de temperatura na RGE, que registrou recordes de temperatura;
- **Classe Industrial (34,6% das vendas totais):** Redução de 1,8%, devido principalmente à estabilização do patamar econômico, resultado melhor que os divulgados a nível Brasil, que apresentou uma queda de 4,5% em comparação do primeiro trimestre de 2022 com 1T21;
- **Classe Comercial (17,0% das vendas totais):** Crescimento de 4,5%, devido ao efeito de recuperação desse segmento da economia após o impacto da pandemia, tendo tido ainda a temperatura um efeito relevante no período, principalmente na RGE. Todas as distribuidoras tiveram desempenho positivo;
- **Classe Outros (17,1% das vendas totais):** Redução de 3,9%, devido principalmente à migração de permissionárias para a Rede Básica. O que suavizou essa queda foi uma

melhora na economia, principalmente devido ao avanço no combate a pandemia.

Vendas no Mercado Cativo - GWh			
	1T22	1T21	Var.
Residencial	5.603	5.697	-1,6%
Industrial	975	1.125	-13,3%
Comercial	1.992	2.046	-2,6%
Outros	2.443	2.761	-11,5%
<b>Total</b>	<b>11.013</b>	<b>11.628</b>	<b>-5,3%</b>

Nota: Os valores de vendas no mercado cativo por distribuidora podem ser consultados na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, clique [aqui](#).

Cliente Livre - GWh			
	1T22	1T21	Var.
Industrial	5.228	5.189	0,8%
Comercial	1.048	864	21,3%
Outros	623	430	45,0%
<b>Total</b>	<b>6.899</b>	<b>6.482</b>	<b>6,4%</b>

Cliente Livre por Distribuidora - GWh			
	1T22	1T21	Var.
CPFL Paulista	3.104	2.978	4,2%
CPFL Piratininga	1.837	1.796	2,3%
RGE	1.694	1.458	16,2%
CPFL Santa Cruz	263	250	5,4%
<b>Total</b>	<b>6.899</b>	<b>6.482</b>	<b>6,4%</b>

Nota: A partir do 1T22, as vendas na área de concessão passaram a incluir também os montantes distribuídos a outras concessionárias e permissionárias, que fazem uso da rede das distribuidoras da CPFL Energia ("Uso D"), de tal forma que os montantes do mercado livre foram alterados em todo o histórico.

### 2.1.3) Perdas

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia foi de 8,79% nos 12 meses findos em mar/22, comparado a 9,11% em mar/21, uma redução de 0,32 p.p. Expurgando o efeito do calendário de faturamento em ambos os anos, a redução de perdas seria de 0,50 p.p. (de 9,11% em mar/21 para 8,67% em mar/22), mostrando uma melhora nesse indicador, a despeito das condições macroeconômicas adversas.

Perdas Acumuladas em 12 Meses <sup>1</sup>						
	Mar-21	Jun-21	Set-21	Dez-21	Mar-22	ANEEL
<b>CPFL Energia</b>	9,11%	9,06%	8,82%	8,71%	8,79%	<b>8,24%</b>
CPFL Paulista	9,64%	9,35%	9,09%	9,02%	9,32%	<b>8,46%</b>
CPFL Piratininga	8,06%	7,88%	7,65%	7,40%	7,43%	<b>6,51%</b>
RGE	9,18%	9,65%	9,47%	9,30%	9,11%	<b>9,15%</b>
CPFL Santa Cruz	7,87%	7,69%	7,42%	7,78%	7,55%	<b>8,29%</b>

Nota: De acordo com os critérios definidos pela Agência Reguladora (ANEEL). Para a CPFL Piratininga e RGE, clientes de alta tensão (A1) são expurgados da conta.

O grupo CPFL Energia tem intensificado a redução das perdas, com foco no combate às não técnicas, com um robusto plano de blindagem de medição e de rede em 2022.

Desde 2020 foram realizadas Mil blindagens de clientes grupo A com conjuntos de medição, 57,5 mil blindagens do grupo B com Caixas Blindadas e 7,7 mil regularizações de consumidores clandestinos.

Além disto, as principais realizações de 1T22 foram:

- (i) Blindagem das fronteiras elétricas e subestações internas;
- (ii) Mapeamento das perdas de energia através de microbalanços;
- (iii) Realização de 96,8 mil inspeções em unidades consumidoras;
- (iv) Substituição de mais de 6,4 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos eletrônicos;
- (v) Visita em 7,8 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;
- (vi) Disciplina de mercado através da publicação de 90 notícias relacionadas aos operativos de combate à fraude e furtos pela CPFL;
- (vii) Intensificação de ações de combate às perdas de energia em regiões com alta carga histórica no 1T, como Plano Safra e Plano Verão.

#### 2.1.4) DEC e FEC

O DEC (Duração Equivalente de Interrupções) mede a duração média, em horas, de interrupção por consumidor no ano e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupções) indica o número médio de interrupções por consumidor no ano. Tais indicadores medem a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

Indicadores DEC								
Distribuidora								
	2018	2019	2020	2021	1T21	1T22	Var. %	ANEEL <sup>1</sup>
CPFL Energia	8,62	8,83	7,66	7,52	7,91	7,38	-6,7%	n.d
CPFL Paulista	6,17	6,72	6,81	6,21	6,97	5,90	-15,4%	<b>6,79</b>
CPFL Piratininga	5,94	6,49	5,83	5,95	6,11	5,58	-8,7%	<b>6,19</b>
RGE <sup>2</sup>	14,44	14,01	10,83	10,84	10,89	11,06	1,6%	<b>10,77</b>
CPFL Santa Cruz <sup>3</sup>	6,01	5,56	4,89	5,66	5,14	5,79	12,6%	<b>8,12</b>

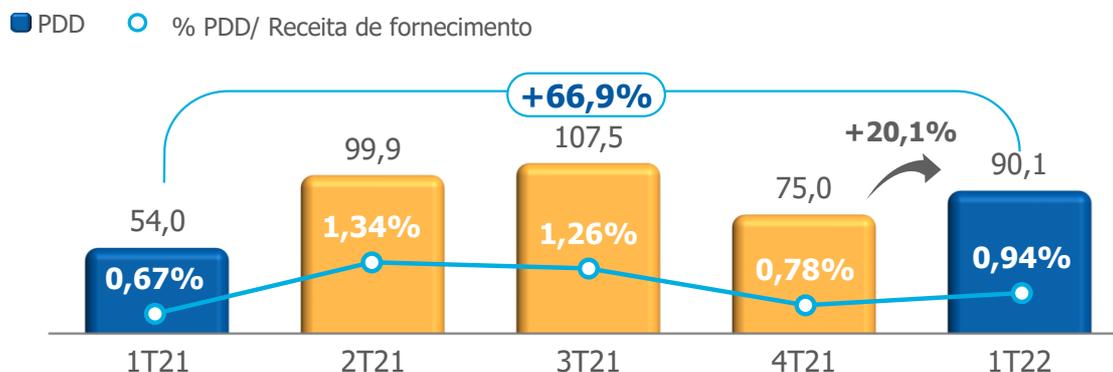
Indicadores FEC								
Distribuidora	FEC (interrupções)							
	2018	2019	2020	2021	1T21	1T22	Var. %	ANEEL <sup>1</sup>
CPFL Energia	4,68	4,93	4,54	4,40	4,63	4,28	-7,6%	n.d
CPFL Paulista	4,03	4,38	4,27	4,24	4,40	4,09	-7,0%	<b>5,46</b>
CPFL Piratininga	3,89	4,34	4,32	4,13	4,51	3,99	-11,5%	<b>5,13</b>
RGE <sup>2</sup>	6,10	6,25	5,27	4,83	5,16	4,80	-7,0%	<b>7,69</b>
CPFL Santa Cruz <sup>3</sup>	5,09	4,25	3,68	4,21	3,99	4,01	0,5%	<b>6,92</b>

Notas:

- (1) Limite da ANEEL;
- (2) Desde 2019, as concessões da RGE e RGE Sul foram unificadas, tornando-se uma única distribuidora para fins de apuração de indicadores técnicos;
- (3) Desde 2018, as concessões da CPFL Santa Cruz, Sul Paulista, Mococa, Jaguari e Leste Paulista tornaram-se uma única distribuidora para fins de apuração de indicadores técnicos.

No consolidado das distribuidoras, o valor anualizado do DEC e do FEC no 1T22 foi menor do que no 1T21 (-6,7% e -7,6%, respectivamente). Esses resultados refletem as ações de manutenção e os investimentos em melhorias nas distribuidoras do grupo CPFL Energia.

### 2.1.5) Inadimplência



A PDD apresentou um aumento de 20,1% (R\$ 15,1 milhões) no 1T22 em relação ao 4T21, que foi beneficiado por algumas negociações extraordinárias. Em comparação com o 1T21, houve um aumento de 66,9% (R\$ 36,1 milhões), explicado principalmente pelo ticket médio mais alto em função dos reajustes tarifários aplicados ao longo de 2021 e da adoção da bandeira "escassez hídrica".

No 1T22, o índice de PDD/Receita bruta de fornecimento ficou em 0,94%, acima do nível histórico de 0,7% a 0,8%. A inadimplência segue pressionada pela conjuntura econômica do país e pela adoção da bandeira tarifária de "escassez hídrica".

Além disso, para combater o avanço no nível de inadimplência, a CPFL vem mantendo alto volume de ações de cobrança, tendo como destaque:

- (i) Manutenção da volumetria de ações de cobrança, com realização de 574 mil cortes no 1T22;
- (ii) Refinamento do algoritmo de priorização de ação de cobrança, para definição da melhor ação para cada cliente, baseado no seu score de probabilidade de pagamento da fatura.

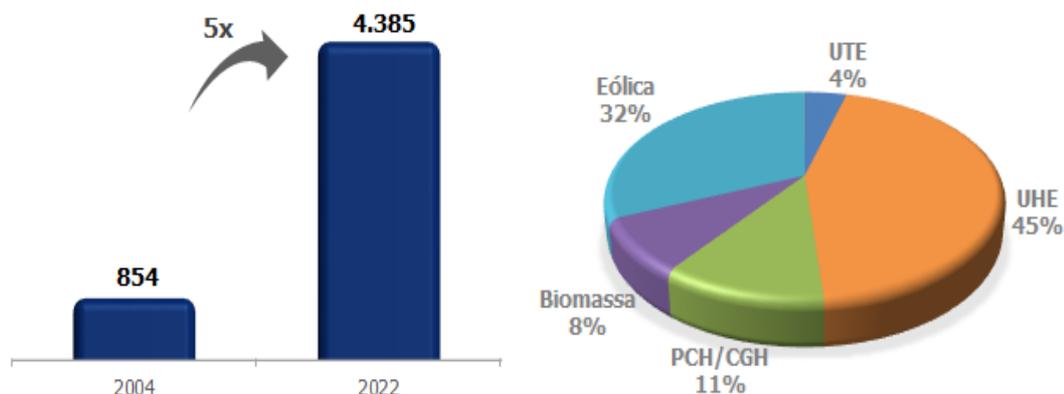
## 2.2) Geração

### 2.2.1) Capacidade Instalada

Em 31 de março de 2022, a capacidade instalada da Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, é de 4.385 MW.

No 2º semestre de 2021, os 4 parques eólicos do Complexo Gameleira entraram em operação comercial, adicionando 81,7 MW de capacidade instalada ao portfólio em operação. Os parques Costa das Dunas (28,4 MW), Figueira Branca (10,7 MW), Gameleira (17,8 MW) e Farol de Touros (24,9 MW) entraram em operação em junho, julho, agosto e setembro, respectivamente.

## Capacidade Instalada (MW)



Nota: Gráfico de abertura por fonte não considera 1 MW de Geração Solar da Usina Tanquinho.

### 2.2.2) Projetos em operação e construção

Em MW	Portfólio						Total
	UTE	UHE	PCH/CGH	Biomassa	Eólica	Solar	
Em operação	182	1.966	475	370	1.391	1	4.385
Em construção	-	-	28	-	-	-	28
Em desenvolvimento	-	-	96	-	1.764	2.539	4.399
<b>Total</b>	<b>182</b>	<b>1.966</b>	<b>599</b>	<b>370</b>	<b>3.155</b>	<b>2.540</b>	<b>8.812</b>

Em 31 de março de 2022, o portfólio de projetos do segmento de Geração (considerando a participação da CPFL Energia em cada empreendimento) totaliza 8.812 MW de capacidade instalada. As usinas em operação totalizam 4.385 MW, compreendendo 8 UHEs (1.966 MW), 49 parques eólicos (1.391 MW), 48 PCHs e CGHs (475 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW), 2 UTEs (182 MW) e 1 usina solar (1 MW).

Ainda está em construção a PCH Lucia Cherobim, de 28 MW. Adicionalmente, possuímos projetos eólicos, solares e de PCHs em desenvolvimento totalizando 4.399 MW.

### PCH Lucia Cherobim

A PCH Lucia Cherobim, projeto localizado no Estado do Paraná, tem previsão de entrada em operação em 2024. Em março de 2022, o avanço físico realizado do projeto era de 18,53%. A capacidade instalada é de 28,0 MW e a garantia física é de 16,6 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão de energia nova (A-6) de 2018 (preço: R\$ 233,27/MWh – mar/22).

## 2.3) Comercialização

### Número de Unidades Consumidoras

Em mar/22, o número de unidades consumidoras da CPFL Brasil foi de 1.435, uma redução de 22,9% em relação ao mesmo período de 2021. Isso ocorreu devido a um menor volume de

contratos celebrados para o ano de 2022.



## 2.4) Transmissão

### 2.4.1) CPFL Transmissão

#### Portfólio

Portfólio - CPFL TRANSMISSÃO								
Contrato de Concessão	Início da Concessão	Final da Concessão	Participação CPFL -T	Status Operacional	Data de Conclusão	Índice de Reajuste	RAP Ciclo 2021-2022 (R\$ milhões)	RAP Prevista
055/2001	31/12/2002	31/12/2042	100%	Operacional	-	IPCA	832	
080/2002	18/12/2002	18/12/2032	100%	Operacional	-	IGP-M	20	
004/2021	31/03/2021	31/03/2051	100%	Em construção	2024	IPCA	-	9
TESB	27/07/2011	27/07/2041	94%	Em construção	2022	IPCA	18	33
ETAU	18/12/2002	18/12/2032	10%	Operacional	-	IGP-M	51	-
TPAE	19/11/2009	19/11/2039	10%	Operacional	-	IPCA	10	

#### ENS – Energia Não Suprida (MWh)

A CPFL Transmissão apresenta no decorrer dos anos um excelente desempenho operacional. 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. No 1T22, o ENS totalizou 416,02 MWh vs. 422,30 MWh no 1T21, queda de 1,5%.

#### 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). No 1T22, a PVd totalizou 0,913% vs. 0,427% no 1T21, alta de 53,2%.

A variação no desempenho do indicador é justificada por 2 eventos de indisponibilidade de ativos, ocorridos ainda em 2021, que afetaram os resultados do 1T22 em R\$ 0,7 milhão.

## 2.4.2) Portfólio Demais Transmissoras

Portfólio em Operação						
Projeto	Localização	RAP (R\$ milhões)	Capex (R\$ milhões)	Entrada em operação	Nº subestações	
Piracicaba	SP	13,7	100	Jul/15	1	
Morro Agudo	SP	16,9	100	Jul/17	1	

Portfólio em Construção							
Projeto	Localização	RAP (R\$ milhões)	Capex estimado pela Aneel (R\$ milhões)	Entrada em operação	Nº subestações	KM rede	Realizado
Maracanaú <sup>1</sup>	CE	9,1	102	mai/22	1	2	96,12%
Sul I	SC	30,9	366	Mar/24	1	320	61,98%
Sul II	RS	32,0	349	Mar/23	3	85	71,58%

Nota: (1) Projeto já energizado, aguardando a liberação dos últimos testes pela contraparte para a entrada em operação comercial que deve acontecer em maio

### 3) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

#### 3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Milhões)			
	1T22	1T21	Var.
Receita Operacional Bruta	13.425	12.484	7,5%
Receita Operacional Líquida	9.287	8.288	12,1%
Receita com construção de infraestrutura	1.042	623	67,4%
<b>Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)</b>	<b>8.245</b>	<b>7.666</b>	<b>7,6%</b>
Custo com Energia Elétrica	(4.677)	(4.977)	-6,0%
<b>Margem de Contribuição</b>	<b>3.568</b>	<b>2.688</b>	<b>32,7%</b>
PMSO	(969)	(760)	27,5%
Demais Custos e Despesas Operacionais	(1.585)	(1.099)	44,2%
Equivalência Patrimonial	115	90	27,3%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>2.643</b>	<b>1.966</b>	<b>34,4%</b>
Resultado Financeiro	(432)	(121)	256,7%
Lucro Antes da Tributação	1.741	1.421	22,5%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.162</b>	<b>961</b>	<b>20,9%</b>

Notas:

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

(2) A DRE completa pode ser consultada na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, clique [aqui](#).

CPFL Energia - Principais indicadores financeiros por segmento de negócio (R\$ milhões)					
	Distribuição	Geração	Transmissão	Outros	Consolidado
<b>1T22</b>					
EBITDA <sup>1</sup>	1.838	673	138	(6)	<b>2.643</b>
Resultado Financeiro	(288)	(137)	109	(116)	<b>(432)</b>
Lucro Líquido	839	294	147	(119)	<b>1.162</b>
<b>1T21</b>					
EBITDA <sup>1</sup>	1.262	637	12	55	<b>1.966</b>
Resultado Financeiro	(88)	(52)	0	19	<b>(121)</b>
Lucro Líquido	597	338	11	15	<b>961</b>
<b>Variação (%)</b>					
EBITDA <sup>1</sup>	45,7%	5,6%	1015,8%	-	<b>34,4%</b>
Resultado Financeiro	225,5%	166,8%	40283,9%	-	<b>256,7%</b>
Lucro Líquido	40,7%	-13,1%	1279,7%	-	<b>20,9%</b>

Notas:

(1) A análise por segmento de negócio é apresentada no capítulo 6;

(2) A abertura do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio pode ser consultada na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, clique [aqui](#).

### 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	1T22	1T21	Var.
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	305	252	21,0%
Despesas legais e judiciais	(40)	(23)	70,0%
Baixa de ativos	(21)	(37)	-43,3%
Outros itens extraordinários:			
CPFL Santa Cruz - efeitos da revisão tarifária (laudo de avaliação da BRR)	-	7	-
CPFL Santa Cruz - PIS/Cofins sobre ICMS	-	(34)	-

Efeitos no EBITDA (Consolidação CPFL Transmissão) - R\$ milhões	1T22	1T21	Var.
CPFL Transmissão - EBITDA IFRS (-) EBITDA Regulatório	35	-	-

Efeitos no resultado financeiro - R\$ milhões	1T22	1T21	Var.
Consolidação CPFL Transmissão	111	-	-
Marcação a mercado (MTM)	(11)	(24)	-55,7%

Nota: A abertura desses efeitos por empresa pode ser consultada na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, clique [aqui](#).

**Impacto da aquisição da CPFL Transmissão:** Com a consolidação dos números da CPFL Transmissão realizada a partir de 01/10/2021, os principais impactos no 1T22 na CPFL Energia foram:

- (i) R\$ 330 milhões na receita operacional bruta, representando um aumento de 2,6% no trimestre;
- (ii) R\$ 251 milhões na receita operacional líquida (ex-receita de construção), representando um aumento de 3,3% no trimestre;
- (iii) R\$ 127 milhões no PMSO, representando um aumento de 16,8% no trimestre;
- (iv) R\$ 121 milhões no Ebitda, representando um aumento de 6,2% no trimestre;
- (v) R\$ 111 milhões de receita financeira líquida, abatendo a variação do resultado financeiro em 91,4% no trimestre;
- (vi) R\$ 136 milhões no Lucro Líquido, representando um aumento de 14,2% no trimestre.

Tais valores foram os considerados para efeitos de consolidação da CPFL Transmissão no grupo CPFL Energia no 1T22, ou seja, já refletem os efeitos da combinação de negócios. Dessa forma, os valores podem diferir daqueles apresentados nas Demonstrações Financeiras Trimestrais (ITR) do 1T22 da CPFL Transmissão.

Desconsiderando os efeitos da consolidação da CPFL Transmissão sobre o 1T22, as variações seriam conforme abaixo:

<b>DRE Consolidado - CPFL ENERGIA Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$ Milhões)</b>			
	<b>1T22</b>	<b>1T21</b>	<b>Var.</b>
Receita Operacional Bruta	13.095	12.484	4,9%
Receita Operacional Líquida	9.019	8.288	8,8%
Receita com construção de infraestrutura	1.025	623	64,6%
<b>Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)</b>	<b>7.995</b>	<b>7.666</b>	<b>4,3%</b>
Custo com Energia Elétrica	(4.677)	(4.977)	-6,0%
<b>Margem de Contribuição</b>	<b>3.318</b>	<b>2.688</b>	<b>23,4%</b>
PMSO	(856)	(760)	12,6%
Demais Custos e Despesas Operacionais	(1.537)	(1.099)	39,8%
Equivalência Patrimonial	114	90	26,6%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>2.522</b>	<b>1.966</b>	<b>28,3%</b>
Resultado Financeiro	(542)	(121)	348,1%
Lucro Antes da Tributação	1.522	1.421	7,1%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.026</b>	<b>961</b>	<b>6,7%</b>

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

**As explicações abaixo devem ser lidas em conjunto com os impactos, listados na página anterior, relacionados à consolidação da CPFL Transmissão, nova empresa do grupo CPFL Energia, para entendimento completo dos valores reportados nas Demonstrações Financeiras Trimestrais do 1T22.**

## Receita Operacional

No 1T22, a receita operacional bruta atingiu R\$ 13.095 milhões, representando um aumento de 4,9% (R\$ 611 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 9.019 milhões no 1T22, registrando um aumento de 8,8% (R\$ 731 milhões).

A abertura da receita operacional líquida por segmento de negócio é apresentada na tabela abaixo:

<b>Receita Operacional Líquida Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$ Milhões)</b>			
	<b>1T22</b>	<b>1T21</b>	<b>Var.</b>
Distribuição	7.847	7.093	10,6%
Geração	815	754	8,2%
Transmissão	127	48	164,6%
Comercialização	533	592	-9,9%
Serviços	231	199	16,4%
Eliminações e Outros	(534)	(398)	34,4%
<b>Total</b>	<b>9.019</b>	<b>8.288</b>	<b>8,8%</b>

Para mais detalhes sobre a variação da receita por segmento, vide capítulo 6 – Performance dos negócios.

## Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$ Milhões)			
	1T22	1T21	Var.
<b>Energia Comprada para Revenda</b>			
Energia de Itaipu Binacional	651	972	-33,0%
PROINFA	170	97	75,7%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	2.865	3.077	-6,9%
Crédito de PIS e COFINS	(320)	(363)	-11,8%
<b>Total</b>	<b>3.366</b>	<b>3.783</b>	<b>-11,0%</b>
<b>Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição</b>			
Encargos da Rede Básica	686	780	-12,1%
Encargos de Transporte de Itaipu	63	83	-24,2%
Encargos de Conexão	23	48	-51,1%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	18	15	14,8%
ESS / EER	662	389	70,4%
Crédito de PIS e COFINS	(141)	(120)	17,3%
<b>Total</b>	<b>1.311</b>	<b>1.194</b>	<b>9,8%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>4.677</b>	<b>4.977</b>	<b>-6,0%</b>

### Energia comprada para revenda

No 1T22, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 3.366 milhões, uma redução de 11,0% (R\$ 417 milhões), devido principalmente a:

- (i) Redução de 33,0% na **energia de Itaipu** (R\$ 321 milhões), em função da variação cambial, que reduziu o preço médio de energia (-30,6%);
- (ii) Redução de 6,9% na **energia adquirida em leilões, contratos bilaterais e mercado de curto prazo** (R\$ 212 milhões), devido ao menor preço médio (-9,5%), parcialmente compensada pela maior quantidade física (+2,8%);

Parcialmente compensada por:

- (iii) Aumento de 75,7% no **PROINFA** (R\$ 73 milhões);
- (iv) Redução de 11,8% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 43 milhões).

Quantidade física Sem consolidação da CPFL Transmissão (GWh)			
	1T22	1T21	Var.
Energia de Itaipu Binacional	2.496	2.587	-3,5%
PROINFA	218	222	-2,2%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	15.390	14.964	2,8%
<b>Total</b>	<b>18.104</b>	<b>17.774</b>	<b>1,9%</b>

Preço médio Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$/MWh)			
	1T22	1T21	Var.
Energia de Itaipu Binacional	260,76	375,72	-30,6%
PROINFA	780,38	434,22	79,7%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	186,16	205,62	-9,5%
<b>Total</b>	<b>203,58</b>	<b>233,24</b>	<b>-12,7%</b>

### **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**

No 1T22, os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 1.311 milhões, um aumento de 9,8% (R\$ 117 milhões), devido a:

- (i) Aumento de 70,4% nos **encargos setoriais (ESS/EER)** (R\$ 274 milhões), devido principalmente ao ESS – Encargo de Serviços do Sistema. A variação desse encargo se deu em função da necessidade de acionamento de usinas térmicas fora da ordem de mérito no 1T22, devido a condições hidrológicas limitadas e à necessidade de garantir a segurança energética do país. Já no EER – Encargo de Energia de Reserva, o aumento percebido no 1T22 é decorrente da necessidade de um aporte de recursos na conta de energia de reserva e decorrente de um PLD menor;

Parcialmente compensados por:

- (ii) Redução de 14,7% nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição) (R\$ 136 milhões);
- (iii) Aumento de 17,3% no **crédito de PIS/Cofins** (R\$ 21 milhões).

### **PMSO**

<b>PMSO Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$ milhões)</b>				
	<b>1T22</b>	<b>1T21</b>	<b>Variação</b>	
			<b>R\$ MM</b>	<b>%</b>
Pessoal	411	363	48	13,2%
Material	105	73	32	44,0%
Serviços de Terceiros	131	147	(16)	-11,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	209	177	32	18,1%
<i>PDD</i>	<i>90</i>	<i>54</i>	<i>36</i>	<i>66,8%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>32</i>	<i>23</i>	<i>9</i>	<i>37,8%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>24</i>	<i>37</i>	<i>(13)</i>	<i>-35,2%</i>
<i>Outros</i>	<i>62</i>	<i>62</i>	<i>(0)</i>	<i>-0,2%</i>
<b>Total PMSO</b>	<b>856</b>	<b>760</b>	<b>96</b>	<b>12,6%</b>

O PMSO atingiu R\$ 856 milhões no 1T22, um aumento de 12,6% (R\$ 96 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 9,4% (R\$ 56 milhões) nas despesas ligadas à inflação, comparado ao IPCA de 11,30% nos últimos 12 meses. Destaque para o custo de pessoal, com alta de 13,2% (R\$ 48 milhões), reflexo principalmente do acordo coletivo e do aumento do quadro de colaboradores;
- (ii) Aumento de 66,8% (R\$ 36 milhões) na provisão para devedores duvidosos, refletindo o aumento da receita de fornecimento, em função dos reajustes tarifários e da bandeira “escassez hídrica”, e a piora da inadimplência observada com o cenário macroeconômico deteriorado;
- (iii) Aumento de 37,8% (R\$ 9 milhões) nas despesas legais e judiciais devido ao maior volume de processos cíveis e trabalhistas;
- (iv) Aumento de 24,6% (R\$ 6 milhões) no opex relacionado ao Capex;
- (v) Aumento de 8,2% (R\$ 1 milhão) em ações de cobrança;

Parcialmente compensado por:

- (vi) Redução de 35,2% (R\$ 13 milhões) na baixa de ativos.

### Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais Sem consolidação da CPFL Transmissão			
	1T22	1T21	Var.
Custos com construção de infraestrutura	1.021	619	64,9%
Entidade de Previdência Privada	59	56	4,6%
Depreciação e Amortização	457	424	7,9%
<b>Total</b>	<b>1.537</b>	<b>1.099</b>	<b>39,8%</b>

### EBITDA

No 1T22, o **EBITDA** atingiu R\$ 2.522 milhões, registrando um aumento de 28,3% (R\$ 556 milhões), favorecido principalmente pelo bom resultado do segmento de Distribuição.

O EBITDA é calculado conforme a Instrução CVM 527/12 e demonstrado na tabela abaixo:

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$ milhões)			
	1T22	1T21	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.026</b>	<b>961</b>	<b>6,7%</b>
Depreciação e Amortização	457	424	7,9%
Resultado Financeiro	542	121	348,1%
Imposto de Renda / Contribuição Social	496	460	7,9%
<b>EBITDA</b>	<b>2.522</b>	<b>1.966</b>	<b>28,3%</b>

### Resultado Financeiro

Resultado Financeiro Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$ milhões)			
	1T22	1T21	Var.
Receitas	438	225	94,4%
Despesas	(980)	(346)	183,1%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(542)</b>	<b>(121)</b>	<b>348,1%</b>

No 1T22, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 542 milhões, um aumento de 348,1% (R\$ 421 milhões) se comparada ao 1T21. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Aumento de 215,1% (R\$ 481 milhões) nas **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), reflexo principalmente do aumento do CDI no período;
- (ii) Variação negativa de R\$ 45 milhões nas **demais receitas/despesas financeiras**;
- (iii) Redução de 17,7% (R\$ 26 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**, em função da substituição do IGP-M pelo IPCA como índice de atualização monetária nas faturas emitidas a partir de 01/06/2021, conforme determinação da Aneel;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Variação positiva de R\$ 117 milhões nas **atualizações do ativo e passivo financeiro setorial**;
- (v) Variação positiva de R\$ 13 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa).

### Imposto de Renda e Contribuição Social

No 1T22, Imposto de Renda e Contribuição Social registraram aumento de 25,8% (R\$ 119 milhões), explicado principalmente pelo bom desempenho do segmento de Distribuição. A alíquota efetiva saiu de 32,4% no 1T21 para 33,2% no 1T22.

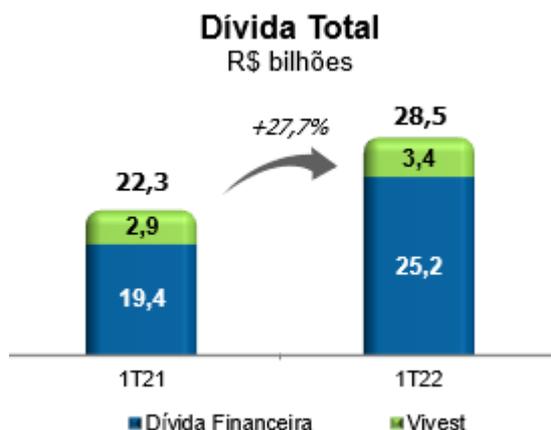
### Lucro Líquido

O **lucro líquido** foi de R\$ 1.162 milhões no 1T22, registrando um aumento de 20,9% (R\$ 201 milhões). Esse resultado reflete o aumento do EBITDA, decorrente principalmente do desempenho do segmento de Distribuição, parcialmente compensado pela maior despesa financeira líquida.

### 3.2) Endividamento

#### 3.2.1) Dívida (IFRS)

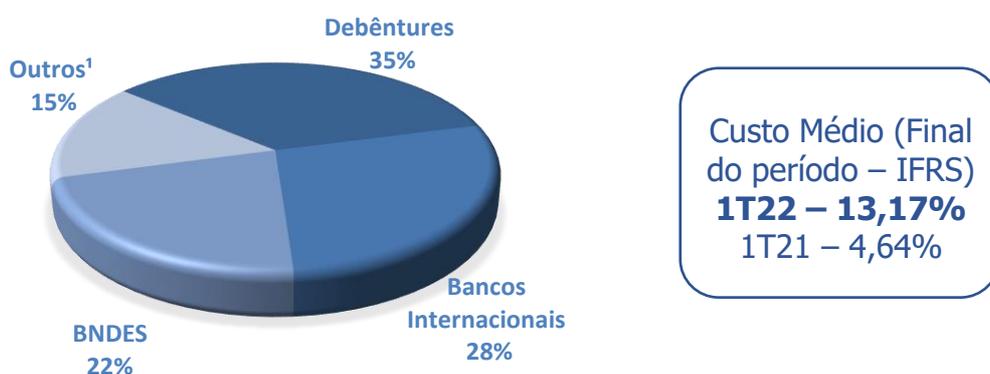
Em 31 de março de 2022, a dívida total da CPFL Energia era de R\$ 28,5 bilhões, com um aumento de 27,7% em relação ao ano anterior. A dívida financeira do grupo, que considera empréstimos e financiamentos, debêntures e mútuos, era de R\$ 25,2 bilhões na mesma data.



Notas:

- (1) Considera o efeito de marcação a mercado (MTM) e gastos com captação e emissão;
- (2) Considera os mútuos, no montante total de R\$ 2,4 bilhões, da CPFL Renováveis e da CPFL Brasil com a SGBP.

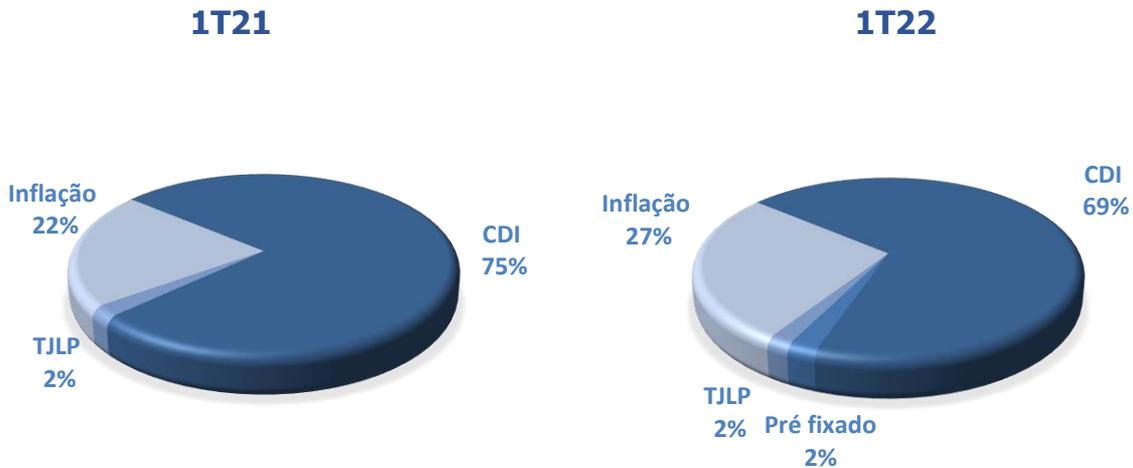
#### Perfil da Dívida – IFRS



Nota: (1) Outros: linhas de crédito e mútuos da CPFL Renováveis e CPFL Brasil com a SGBP.

É prática do grupo CPFL mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado e, por essa razão, parte das dívidas, cerca de R\$ 7,1 bilhões, possui operações de *hedge*. Para os casos em moeda estrangeira, por exemplo, que representam cerca de 28% do montante total das dívidas do grupo (em IFRS), foram contratadas operações de *swap*, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

### Indexação Pós-Hedge 1T21 vs. 1T22



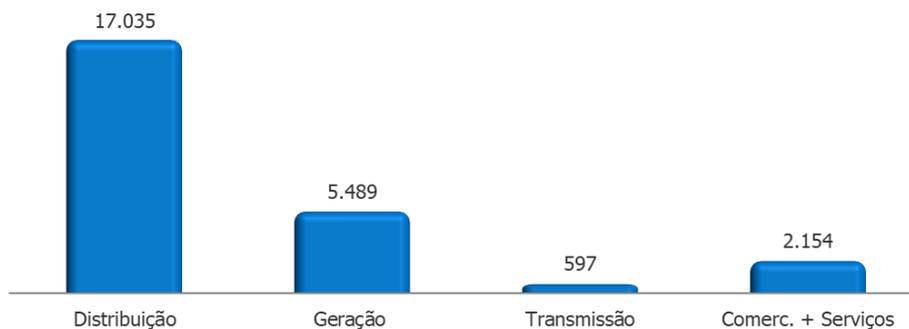
Nota: (1) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (28,0% do total no 1T22), são contratadas operações de *swap*, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

### Dívida Líquida em IFRS

IFRS   R\$ Milhões	1T22	1T21	Var. %
Dívida Financeira (incluindo Hedge)	(25.160)	(19.418)	29,6%
(+) Disponibilidades	4.077	5.568	-26,8%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(21.083)</b>	<b>(13.850)</b>	<b>52,2%</b>

Nota: Disponibilidades incluem o valor do TVM. Desta forma, para fins de comparabilidade, o 1T21 está sendo reapresentado.

### Dívida por Segmento (R\$ Milhões – IFRS)



Notas:

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

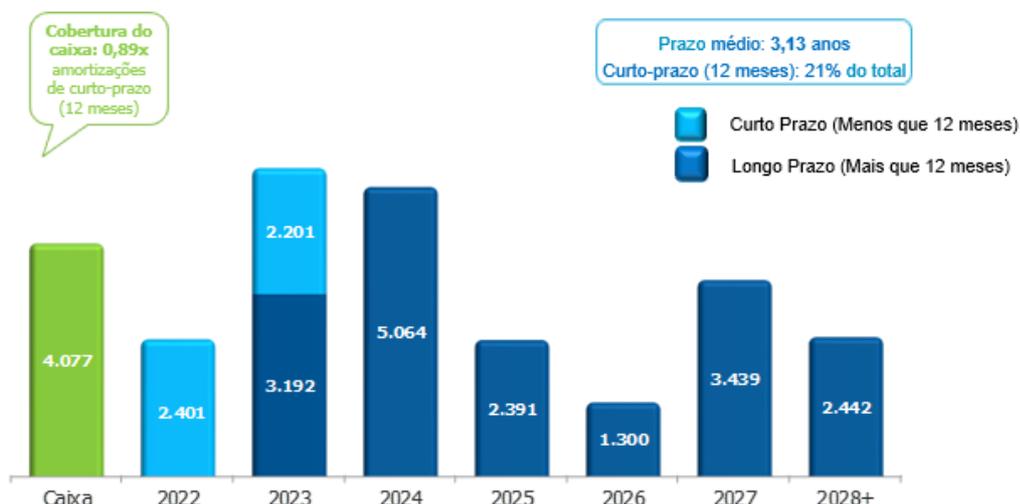
### Cronograma de Amortização da Dívida em IFRS (Março de 2022)

A CPFL Energia avalia constantemente oportunidades de mercado que viabilizem resultados financeiros que vão ao encontro das políticas e estratégias do grupo. Dessa forma, face ao amplo acesso da CPFL a diversas modalidades de captação de recursos via mercado, tanto nacional quanto internacional, o portfólio de dívidas do grupo é composto por diferentes modalidades e instrumentos.

A posição de caixa ao final do 1T22 possuía índice de cobertura de **0,89x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar a totalidade dos compromissos de amortização de 2022. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **3,13 anos**.

O cronograma de amortização da dívida financeira abaixo considera apenas o principal da dívida e derivativos.

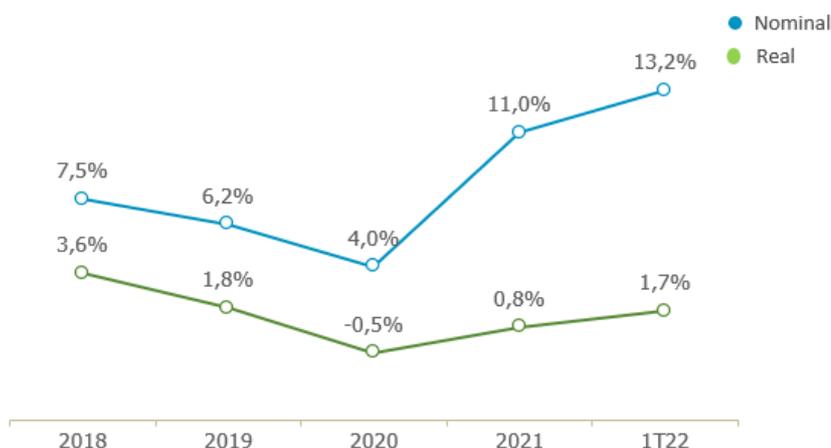
### Cronograma de amortização da dívida (IFRS)



Notas:

- (1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos. Para se chegar ao total da dívida financeira de R\$ 25.160 milhões, faz-se a inclusão dos encargos, do efeito de Marcação a Mercado (MTM) e do custo de captação;
- (2) Considera os mútuos da CPFL Renováveis e CPFL Brasil com a SGBP;
- (3) Caixa está considerando o saldo de TVM de R\$ 581 milhões, de acordo com o critério dos *covenants*.

### Custo da Dívida Bruta<sup>1</sup> no critério IFRS



Nota: (1) O cálculo considera o custo médio de dívida do final do período, para melhor refletir as variações nas taxas de juros.

## Ratings

A tabela a seguir demonstra os ratings corporativos da CPFL Energia.

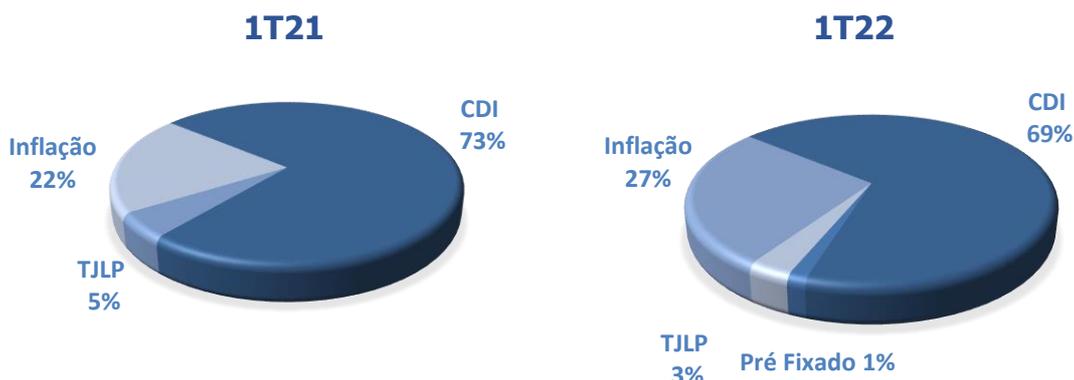
Rating CPFL Energia - Crédito Corporativo			
Agência	Escala	Rating	Perspectiva
Standard & Poor's	Nacional Brasil	brAAA	Estável
Fitch Rating	Nacional Brasil	AAA(bra)	Estável
Moody's	Nacional Brasil	Aaa.br	Estável

Nota: Em 08 de fevereiro de 2022, a agência Fitch Rating afirmou o rating AAA(bra) à CPFL Energia e suas subsidiárias.

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

## Indexação e Custo da Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

### Indexação<sup>1</sup> Pós-Hedge<sup>2</sup> – 1T21 vs. 1T22



Notas:

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

(2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (28,0% do total), são contratadas operações de *swap*, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

## Dívida Líquida no Critério dos *Covenants* Financeiros e Alavancagem

No final do 1T22, a Dívida Líquida Pro forma atingiu **R\$ 25.432 milhões**, um aumento de **27,5%** em relação à posição de dívida líquida no final do 1T21, no montante de **R\$ 19.948 milhões**.

A reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA Pro Forma da CPFL Energia, para fins de cálculo dos *covenants* financeiros, está disponível na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, no site de RI. Para acessá-la, clique [aqui](#).

Critério Covenants   R\$ Milhões	1T22	1T21	Var.%
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> ) <sup>1</sup>	(25.432)	(19.948)	27,5%
(+) Disponibilidades <sup>3</sup>	4.251	4.847	-12,3%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(21.180)</b>	<b>(15.100)</b>	<b>40,3%</b>
EBITDA <i>Pro forma</i> <sup>2</sup>	10.423	7.451	39,9%
<b>Dívida Líquida / EBITDA</b>	<b>2,03</b>	<b>2,03</b>	<b>0,3%</b>

Notas:

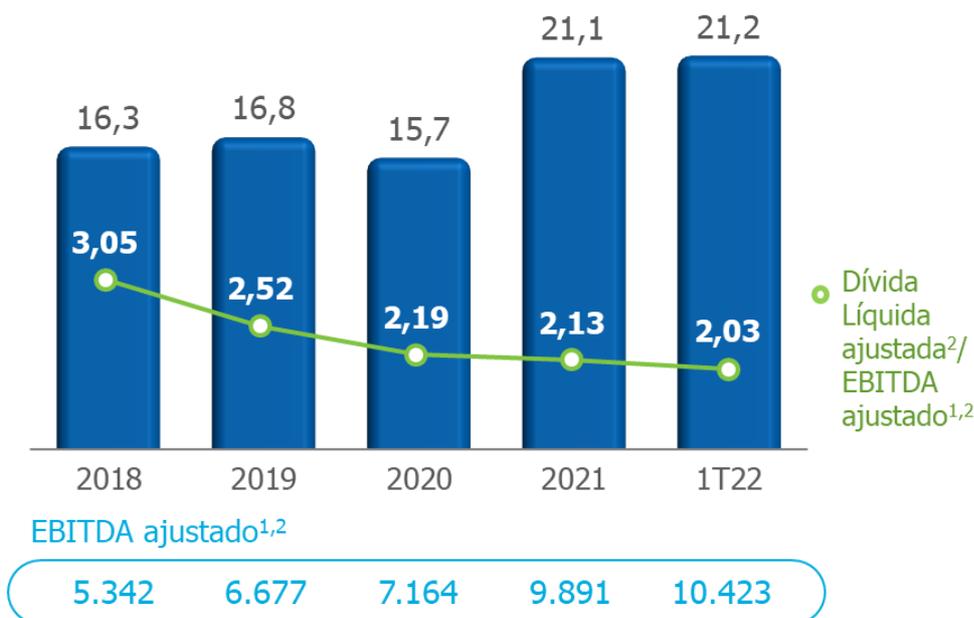
(1) Considera a consolidação proporcional dos ativos de Geração e da CPFL Transmissão, além do mútuo com a SGBP. Para mais detalhes, a conciliação entre os saldos IFRS e *covenants* estará em nossa planilha interativa;

(2) EBITDA *Pro forma* no critério de apuração dos *covenants* financeiros: (a) ajustado de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas; (b) considera resultado dos últimos 12 meses da CPFL Transmissão. Para mais detalhes, a conciliação entre os saldos IFRS e *covenants* está na Base Histórica de Informações da CPFL Energia;

(3) Inclui Títulos e Valores Mobiliários (TVM).

Considerando-se que a Dívida Líquida *Pro forma* totalizou R\$ **21.180 milhões** e o EBITDA *Pro forma* dos últimos 12 meses atingiu R\$ **10.423 milhões**, a relação Dívida Líquida/EBITDA *Pro forma* ao final do 1T22 alcançou **2,03x**.

### Alavancagem no critério *covenants* financeiros – R\$ bilhões



Notas:

(1) EBITDA dos últimos 12 meses, inclusive para a CPFL Transmissão, de acordo com critério dos *covenants* financeiros;

(2) Ajustado pela consolidação proporcional dos ativos de Geração e da CPFL Transmissão, bem como considerando o contrato de mútuo com a SGBP.

### 3.3) Investimentos

#### 3.3.1) Investimentos Realizados

Investimentos (R\$ Milhões)			
Segmento	1T22	1T21	Var.
Distribuição	975	597	63,4%
Geração	62	44	41,2%
Comercialização	1	3	-66,7%
Serviços e Outros <sup>1</sup>	4	14	-72,0%
Transmissão <sup>2</sup>	170	38	344,7%
<b>Total</b>	<b>1.212</b>	<b>696</b>	<b>74,2%</b>

Notas:

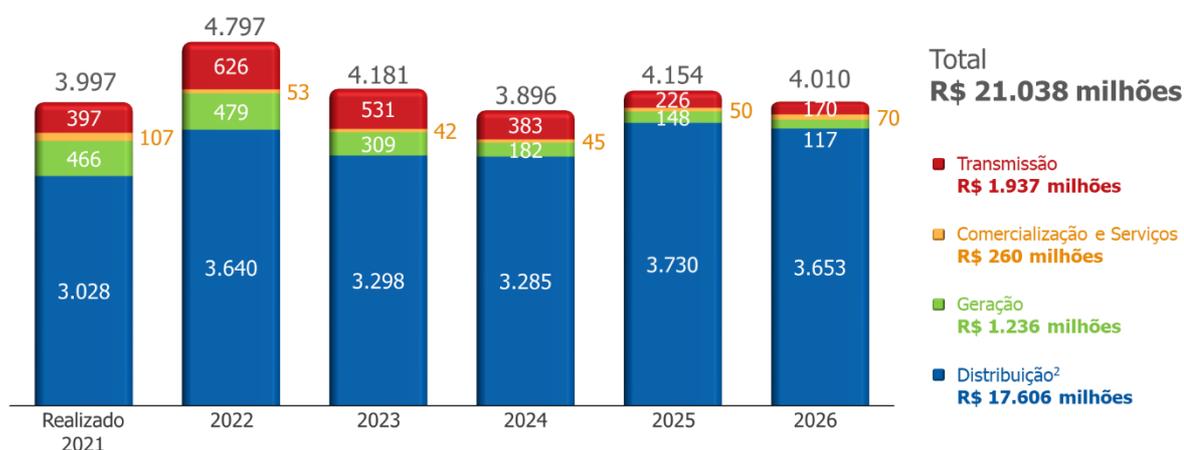
- (1) Outros - refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados;  
 (2) Transmissão - transmissoras não possuem ativos imobilizados; assim, considera-se a adição de ativos contratuais.

No 1T22, os investimentos foram de R\$ 1.212 milhões, um aumento de 74,2%, comparado aos R\$ 696 milhões registrados no 1T21. Destacamos os investimentos realizados pela CPFL Energia no segmento de Distribuição, no valor de R\$ 975 milhões, destinados principalmente a obras de atendimento ao cliente e expansão do setor, juntamente com melhorias e modernização.

#### 3.3.2) Investimentos Previstos

Em 11 de novembro de 2021, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para o Orçamento Anual de 2022 e Projeções Plurianuais 2022/2026 da Companhia, a qual foi previamente debatida com o Comitê de Orçamento e Finanças Corporativas.

#### Investimentos Previstos (R\$ milhões)<sup>1</sup>



Notas:

- 1) Moeda constante;  
 2) Não leva em consideração as Obrigações Especiais (dentro outros itens financiados pelos consumidores).

## 4) MERCADO DE CAPITAIS

### 4.1) Desempenho das Ações

A CPFL Energia tem suas ações negociadas na B3, no Novo Mercado, segmento com o mais elevado nível de governança corporativa.

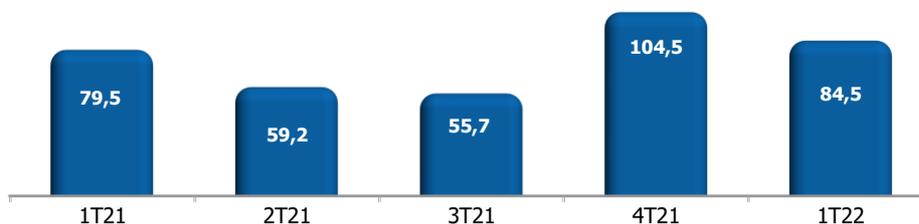
B3				
Data	CPFE3	IEE	IBOV	
31/03/2022	R\$ 32,27	84.843	120.260	
31/12/2021	R\$ 26,83	76.305	104.822	
31/03/2021	R\$ 27,42	80.913	116.634	
<b>Var. Tri</b>	<b>20,3%</b>	<b>11,2%</b>	<b>14,7%</b>	
<b>Var. 12M</b>	<b>17,7%</b>	<b>4,9%</b>	<b>3,1%</b>	

### 4.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação da CPFL Energia no 1T22 foi de R\$ 84,5 milhões, representando um aumento de 6,3% em relação ao 1T21.

#### Volume Médio Diário na B3

R\$ Milhões



## 5) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG

### 5.1) Plano de Sustentabilidade (2020-2024)

O Plano de Sustentabilidade (2020-2024), integrado ao Plano Estratégico do grupo CPFL Energia, define as diretrizes para que possamos “fornecer energia sustentável, acessível e confiável em todos os momentos, tornando a vida das pessoas mais segura, saudável e próspera nas regiões onde operamos”. Nosso objetivo corporativo é impulsionar a transição para um modelo mais sustentável de produzir e consumir energia, potencializando os impactos positivos do nosso modelo de negócio na comunidade e cadeia de valor.

Para isso, identificamos três pilares que sustentam a maneira como conduzimos nossos negócios e executamos nossa estratégia: Energias Sustentáveis, Soluções Inteligentes e Valor Compartilhado. Dentro dos pilares, assumimos 15 compromissos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas. Definimos também os habilitadores: ética, desenvolvimento de colaboradores & inclusão e transparência. Os compromissos estão disponíveis no site de RI da CPFL Energia: <http://www.cpfl.com.br/ri>

### 5.2) Principais Indicadores ESG alinhados ao Plano

Abaixo listamos alguns indicadores alinhados ao Plano Sustentabilidade, que passaremos a divulgar trimestralmente para acompanhamento.



#### ENERGIAS SUSTENTÁVEIS - Buscando a menor pegada ambiental possível

Tema	Indicador	Unidade	1T22	1T21	Var.
Energia renovável	Total de energia gerada por fontes renováveis	GWh	1.895	2.787	-32,0%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	685	1.384	-50,5%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	420	421	-0,1%
	↳ Solar	GWh	0,1	0,4	-69,5%
	↳ Eólica	GWh	728	902	-19,2%
	↳ Biomassa	GWh	61	80	-23,5%
Economia circular	Nº de transformadores reformados	unidade	2.363	2.600	-9,1%
	Volume de alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa	toneladas	1.714	1.653	3,7%
Recursos naturais	Consumo de água (prédios administrativos)	1.000 m³	34	30	13,3%
	Consumo de energia (prédios administrativos)	MWh	9.254	9.104	1,6%



#### SOLUÇÕES INTELIGENTES - Oferecendo soluções para o futuro da energia

Tema	Indicador	Unidade	1T22	1T21	Var.
Smart Grid	% de carga de energia telemedida	%	55,4%	54,4%	1,8%
	Número de religadores automáticos instalados	unidade	14.934	13.304	12,3%
Digitalização	% de digitalização dos canais de atendimento	%	90%	89%	2,1%
	Número de contas digitais	milhões	4,1	3,4	19,5%
	% de faturas pagas por meio digital	%	66,5%	60,5%	9,9%
Inovação	Investimento em inovação (P&D Aneel) <sup>1</sup>	R\$ Milhões	10,9	12,4	-12,2%
Soluções de baixo carbono	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ Milhões	2,9	0,7	332,9%
	Número de projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável	unidade	16	18	-11,1%

Notas

<sup>1</sup> Considera apenas os investimentos que estão 100% sob gestão da CPFL Energia



**VALOR COMPARTILHADO - Maximizando nossos impactos positivos na comunidade e na cadeia de valor**

Tema	Indicador	Unidade	1T22	1T21	Var.
Transformação social	Investimento em ações de Eficiência Energética (PEE Aneel)	R\$ Milhões	21,0	31,3	-33,0%
	Investimento através do Instituto CPFL <sup>1</sup>	R\$ Milhões	0,0	0,0	-
	Número total de hospitais beneficiados pelo Programa CPFL nos Hospitais <sup>2</sup>	nº de hospitais	250	102	145,1%
	Número de pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil pessoas	159,6	127,0	25,7%
Saúde e Segurança	Número de famílias baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética (PEE Aneel)	mil famílias	2,0	16,5	-87,9%
	Número de inspeções de segurança realizadas no quadro próprio e em contratadas	mil inspeções	6,3	5,1	22,0%
	Número de auditorias realizadas nas empresas contratadas	nº de auditorias	216	200	8,0%
	Taxa de frequência de acidentes (próprios)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	1,4	1,2	13,0%
	Taxa de frequência de acidentes (contratadas)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	3,5	2,4	46,4%
	Número de acidentes fatais com a população	nº de acidentes	6	3	100,0%

Notas <sup>1</sup> Os investimentos do Instituto CPFL iniciam a partir do 2T  
<sup>2</sup> Referente aos projetos concluídos. Contando projetos ainda em andamento o número de beneficiados é de 325

A importância e o sucesso do programa **CPFL nos Hospitais** fizeram com que a companhia renovasse as ações, criando uma segunda fase. Instituições de saúde paulistas e gaúchas já estão recebendo projetos como parte do **CPFL nos Hospitais 2.0**.

A previsão é de que sejam investidos mais de **R\$ 140 milhões até 2024** com a ampliação do escopo de atuação do programa. A partir de agora, a previsão é que os projetos também sejam executados, em maior número, em APAEs, Instituições de Longa Permanência de Idosos (ILPIs) e postos e unidades de saúde de menor porte.



**HABILITADORES**

Tema	Indicador	Unidade	1T22	1T21	Var.
Ética	% de colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	50%	83%	-39,8%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Número de horas de treinamento <sup>1</sup>	1.000 horas	150	280	-46,5%
	% de negros na companhia	%	27,5%	25,7%	7,2%
	% de mulheres em cargos de liderança	%	21,1%	17,6%	19,9%
Transparência	Número de Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	nº	2	2	-
	Número de mulheres no Conselho de Administração	nº	0	0	-

Nota: <sup>1</sup> Considera o programa de requalificação profissional

Em Dezembro de 2021, lançamos um novo **Código de Conduta Ética**. Assim, foram reiniciados os treinamentos relacionados à Ética e Integridade na companhia, considerando agora as atualizações de conteúdo realizadas.

## 6) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS

### 6.1) Segmento de Distribuição

#### 6.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Milhões)			
	1T22	1T21	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>11.783</b>	<b>11.145</b>	<b>5,7%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>7.847</b>	<b>7.093</b>	<b>10,6%</b>
Custo com Energia Elétrica	(4.309)	(4.542)	-5,1%
Custos e Despesas Operacionais	(1.948)	(1.512)	28,9%
Resultado do Serviço	1.590	1.039	53,0%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>1.838</b>	<b>1.262</b>	<b>45,7%</b>
Resultado Financeiro	(288)	(88)	225,5%
Lucro Antes da Tributação	1.302	951	36,9%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>839</b>	<b>597</b>	<b>40,7%</b>

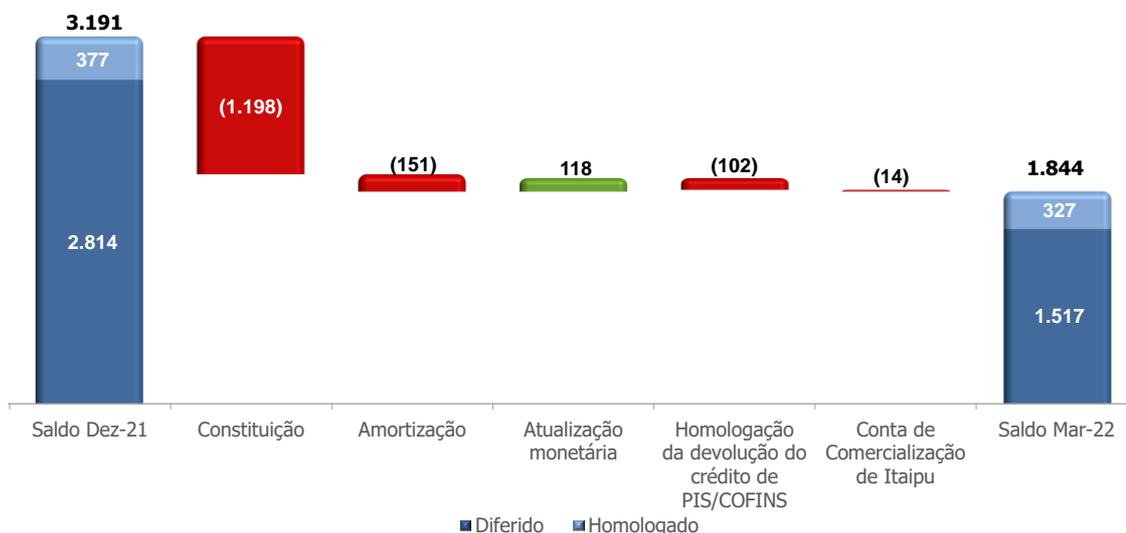
Notas:

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

(2) A DRE completa pode ser consultada na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, clique [aqui](#).

### Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 31 de março de 2022, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 1.844 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2021, houve uma redução de R\$ 1.347 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo se deu pela constituição de um passivo de R\$ 1.198 milhões, principalmente nas linhas: (i) Custos com Energia Elétrica (R\$ 1.463 milhões); (ii) bandeira tarifária faturada (R\$ 503 milhões)<sup>3</sup>; e (iii) encargo do serviço do sistema ("ESS") e encargo de energia de reserva ("EER") (R\$ 195 milhões); parcialmente compensados por constituição de ativos: (iv) conta de desenvolvimento energético ("CDE") (R\$ 450 milhões); (v) outros componentes financeiros (R\$ 384 milhões); e (vi) demais itens (R\$ 129 milhões). A amortização foi de R\$ 151 milhões e a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 118 milhões.

Houve ainda a homologação da devolução para os consumidores do crédito de PIS/Cofins da CPFL Santa Cruz e da RGE, no montante de R\$ 102 milhões. Além disso, a Aneel homologou o repasse do saldo da conta de Itaipu, no montante de R\$ 14 milhões para as distribuidoras da CPFL, decisão tomada com o intuito de mitigar o aumento das tarifas.

## Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)			
	1T22	1T21	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>			
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	11.255	9.447	19,1%
Energia Elétrica de Curto Prazo	91	145	-37,4%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	913	584	56,3%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	(1.348)	252	-
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	471	383	23,1%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	305	259	17,7%
Outras Receitas e Rendas	142	113	25,3%
Multas DIC e FIC	(46)	(38)	20,3%
<b>Total</b>	<b>11.783</b>	<b>11.145</b>	<b>5,7%</b>
<b>Deduções da Receita Operacional Bruta</b>			
ICMS	(2.130)	(1.946)	9,4%
PIS e COFINS	(732)	(972)	-24,8%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.436)	(1.012)	41,9%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(67)	(63)	6,1%
PROINFA	(55)	(44)	25,7%
Bandeiras Tarifárias	494	(7)	-
Outros	(11)	(8)	35,6%
<b>Total</b>	<b>(3.936)</b>	<b>(4.052)</b>	<b>-2,9%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>7.847</b>	<b>7.093</b>	<b>10,6%</b>

No 1T22, a receita operacional bruta atingiu R\$ 11.783 milhões, um aumento de 5,7% (R\$ 637 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 19,1% (R\$ 1.809 milhões) na **Receita com Venda de Energia** (cativo + clientes livres), em decorrência:

<sup>3</sup> Desde jan/22 as Bandeiras Tarifárias deixaram de ser contabilizadas nas Deduções da Receita Operacional Bruta e passaram a compor o saldo dos Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.

- a. do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras, na percepção do consumidor, no período entre 1T21 e 1T22 (aumentos médios de 8,95% na CPFL Paulista, em abril de 2021, de 9,95% na RGE, em junho de 2021, e de 12,40% na CPFL Piratininga, em outubro de 2021);
  - b. da revisão tarifária com reajuste médio positivo na percepção do consumidor de 9,95% na CPFL Santa Cruz, em março de 2021;
  - c. da adoção da bandeira "escassez hídrica" nos 3 meses do 1T22, comparada à adoção da bandeira amarela nos 3 meses do 1T21;
- (ii) Aumento de 56,3% (R\$ 329 milhões) na **Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão**, que tem contrapartida nos custos operacionais;
  - (iii) Aumento de 17,7% (R\$ 46 milhões) na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, decorrente do aumento da base de ativos, parcialmente compensado pela variação do IPCA (de 2,48% no 1T21 para 2,30% no 1T22) e pela contabilização do laudo da BRR da revisão tarifária da CPFL Santa Cruz – item extraordinário, que registrou um ganho de R\$ 7 milhões no 1T21, afetando a base de comparação;
  - (iv) Aumento de 23,1% (R\$ 88 milhões) em **Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários**;
  - (v) Aumento de 25,3% (R\$ 29 milhões) em **outras receitas e rendas**;  
Parcialmente compensados pela:
    - (vi) Variação de R\$ 1.601 milhões na contabilização do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**, passando de um ativo de R\$ 252 milhões registrado no 1T21 para um passivo de R\$ 1.348 milhões no 1T22. Tal variação foi afetada também pela inclusão do saldo de bandeiras tarifárias de dezembro de 2021, antes contabilizadas em deduções da receita operacional, e considerado como ativo regulatório apenas na homologação das tarifas, conforme despacho ANEEL nº 2.904/21 (que aprovou a versão 2022 do MCSE), no valor de R\$ 494 milhões;
    - (vii) Redução de 37,4% (R\$ 54 milhões) em **Energia Elétrica de Curto Prazo**, decorrente de PLD menor;
    - (viii) Aumento de 20,3% (R\$ 8 milhões) em **multas compensatórias**.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.936 milhões no 1T22, representando uma redução de 2,9% (R\$ 116 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução de R\$ 501 milhões na contabilização das **bandeiras tarifárias**, devido à reclassificação da bandeira tarifária para o Ativo e Passivo Financeiro Setorial, como já explicado acima;
- (ii) Redução de 2,0% (R\$ 57 milhões) nos **impostos** (ICMS e PIS/Cofins);

Parcialmente compensados pela:

- (iii) Aumento de 41,9% (R\$ 424 milhões) na **CDE**, decorrente do aumento de R\$ 289 milhões da cota CDE Uso e um aumento de R\$ 132 milhões devido a inclusão da CDE Conta Covid, principalmente na CPFL Paulista e CPFL Piratininga;
- (iv) Aumento de 15,5% (R\$ 18 milhões) nos **demais itens**.

A receita operacional líquida foi de R\$ 7.847 milhões no 1T22, representando um aumento de 10,6% (R\$ 754 milhões).

## Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)			
	1T22	1T21	Var.
<b>Energia Comprada para Revenda</b>			
Energia de Itaipu Binacional	651	972	-33,0%
PROINFA	170	97	75,7%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	2.397	2.630	-8,9%
Crédito de PIS e COFINS	(279)	(324)	-14,0%
<b>Total</b>	<b>2.939</b>	<b>3.374</b>	<b>-12,9%</b>
<b>Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição</b>			
Encargos da Rede Básica	709	756	-6,2%
Encargos de Transporte de Itaipu	63	83	-24,2%
Encargos de Conexão	66	46	43,6%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	10	2,0%
ESS / EER	661	392	68,7%
Crédito de PIS e COFINS	(140)	(119)	17,3%
<b>Total</b>	<b>1.370</b>	<b>1.168</b>	<b>17,3%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>4.309</b>	<b>4.542</b>	<b>-5,1%</b>

### Energia Comprada para Revenda

No 1T22, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 2.939 milhões, o que representa uma redução de 12,9% (R\$ 435 milhões), devido a:

- (i) Redução de 33,0% (R\$ 321 milhões) no custo com **Energia de Itaipu**, devido principalmente à variação cambial, que levou a um menor preço médio de compra (-30,6%);
- (ii) Redução de 8,9% (R\$ 233 milhões) no custo com **energia adquirida no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo**, devido às reduções no volume (-1,2%) e no preço médio de compra (-7,7%);

Parcialmente compensados pela:

- (iii) Redução de 14,0% (R\$ 46 milhões) no **crédito de PIS e COFINS**;
- (iv) Aumento de 75,7% (R\$ 73 milhões) no **Proinfa**, devido principalmente a um aumento no preço médio de compra (+79,7%) já com o reajuste aplicado pela ANEEL nas cotas de custeio do Proinfa, conforme resolução nº. 2.995/2021, para o ano de 2022.

Quantidade física (GWh)	1T22	1T21	Var.
Energia de Itaipu Binacional	2.496	2.587	-3,5%
PROINFA	218	222	-2,2%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	12.008	12.154	-1,2%
<b>Total</b>	<b>14.721</b>	<b>14.963</b>	<b>-1,6%</b>

Tarifa média (R\$/MWh)	1T22	1T21	Var.
Energia de Itaipu Binacional	260,76	375,72	-30,6%
PROINFA	780,38	434,22	79,7%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	199,62	216,38	-7,7%
<b>Total</b>	<b>199,64</b>	<b>225,51</b>	<b>-11,5%</b>

### **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**

No 1T22, os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** foram de R\$ 1.370 milhões, representando um aumento de 56,0% (R\$ 492 milhões), devido a:

- (i) Variação de R\$ 269 milhões nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, devido principalmente ao ESS – Encargo de Serviços do Sistema. A variação desse encargo se deu em função da necessidade de acionamento de usinas térmicas fora da ordem de mérito no 1T22, devido a condições hidrológicas limitadas e à necessidade de garantir a segurança energética do país. Já no EER – Encargo de Energia de Reserva, o aumento percebido no 1T22 é decorrente da necessidade de um aporte de recursos na conta de energia de reserva e de um PLD menor;

Parcialmente compensados pela:

- (i) Aumento 17,3% (R\$ 21 milhões) no **crédito de PIS/Cofins**;
- (ii) Redução de 5,2% (R\$ 47 milhões) nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição), principalmente devido à redução nos reajustes anuais das transmissoras, ocasionado pelo reperfilamento da RBSE.

### **PMSO**

	PMSO (R\$ milhões)			
	1T22	1T21	Variação	
			R\$ MM	%
Pessoal	255	235	20	8,3%
Material	65	47	18	38,4%
Serviços de Terceiros	220	213	7	3,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	189	154	35	22,7%
<i>PDD</i>	90	54	36	66,9%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	32	20	12	59,6%
<i>Baixa de Ativos</i>	26	37	(11)	-29,4%
<i>Outros</i>	42	44	(2)	-4,9%
<b>Total PMSO</b>	<b>729</b>	<b>649</b>	<b>80</b>	<b>12,3%</b>

No 1T22, o **PMSO** atingiu R\$ 729 milhões, um aumento de 12,3% (R\$ 80 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Itens ligados à inflação com aumento de 6,9% (R\$ 33 milhões): pessoal (R\$ 20 milhões), manutenção de frota (R\$ 6 milhões), poda de árvores (R\$ 3 milhões), entre outros, comparado ao IPCA de 11,30% nos últimos 12 meses;
- (ii) Aumento de 66,9% (R\$ 36 milhões) na provisão para devedores duvidosos, refletindo o aumento da receita de fornecimento, em função dos reajustes tarifários e da bandeira “escassez hídrica”, e a piora da inadimplência devido ao cenário macroeconômico deteriorado;
- (iii) Aumento de 59,6% (R\$ 12 milhões) nas despesas legais e judiciais, principalmente na RGE e na CPFL Piratininga;
- (iv) Aumento de 20,1% (R\$ 6 milhões) em despesas com manutenção de linhas, redes e subestações, associadas aos esforços de Capex;
- (v) Aumento de 11,3% (R\$ 3 milhões) em ações de cobrança;

Parcialmente compensados pela:

- (vi) Redução de 29,4% (R\$ 11 milhões) em baixa de ativos.

### Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais			
	1T22	1T21	Var.
Custos com construção de infraestrutura	913	584	56,3%
Entidade de Previdência Privada	58	56	3,9%
Depreciação e Amortização	234	208	12,5%
<b>Total</b>	<b>1.205</b>	<b>848</b>	<b>42,1%</b>

### EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 1.838 milhões no 1T22, um aumento de 45,7% (R\$ 576 milhões), explicado principalmente pelos efeitos positivos de mercado e dos reajustes tarifários entre 1T21 e 1T22, além de um maior ativo financeiro da concessão (R\$ 53 milhões) e um ganho em outras receitas (R\$ 26 milhões), parcialmente compensado pelo aumento no PMSO (R\$ 43 milhões) e PDD (R\$ 36 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)			
	1T22	1T21	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>839</b>	<b>597</b>	<b>40,7%</b>
Depreciação e Amortização	248	222	11,7%
Resultado Financeiro	288	88	225,5%
IR/CS	463	354	30,6%
<b>EBITDA</b>	<b>1.838</b>	<b>1.262</b>	<b>45,7%</b>

## EBITDA por Distribuidora

EBITDA por Distribuidora			
Distribuidoras	1T22	1T21	Var.
CPFL Paulista	686	492	39,5%
CPFL Piratininga	347	270	28,6%
RGE	736	474	55,0%
CPFL Santa Cruz	69	25	175,6%
<b>EBITDA</b>	<b>1.838</b>	<b>1.262</b>	<b>45,7%</b>

Nota: As DREs por distribuidora completas podem ser consultadas na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, clique [aqui](#).

### CPFL Paulista:

O EBITDA totalizou R\$ 686 milhões no 1T22, um aumento de 39,5% (R\$ 194 milhões), explicado pelo reajuste tarifário favorecido pela alta do IGP-M, que permitiu uma atualização da parcela B de 31,21% em abril de 2021. Além disso, pela atualização do ativo financeiro da concessão, que contribuiu com R\$ 26 milhões e outras receitas com R\$ 11 milhões. Em contrapartida, houve aumentos de R\$ 22 milhões na PDD e de R\$ 3 milhões em entidade de previdência privada.

### CPFL Piratininga:

O EBITDA totalizou R\$ 347 milhões no 1T22, um aumento de 28,6% (R\$ 77 milhões), explicado pelo reajuste tarifário favorecido pela alta do IGP-M, que permitiu uma atualização da parcela B de 24,79% em outubro de 2021. Além disso, outras receitas contribuíram com R\$ 7 milhões. Em contrapartida, houve aumento de R\$ 9 milhões na PDD.

### RGE:

O EBITDA totalizou R\$ 736 milhões no 1T22, um aumento de 55,0% (R\$ 261 milhões), explicado pelo reajuste tarifário favorecido pelo IGP-M, que levou a um reajuste de parcela B de 37,22% em junho de 2021. Além disso, pela atualização do ativo financeiro da concessão, que contribuiu com R\$ 22 milhões. Em contrapartida, houve aumento de R\$ 16 milhões no PMSO e de R\$ 4 milhões na PDD.

### CPFL Santa Cruz:

O EBITDA totalizou R\$ 69 milhões no 1T22, um aumento de 175,6% (R\$ 44 milhões), explicado pela aplicação da revisão tarifária periódica (RTP) em março de 2021, que reajustou a parcela B em 18,89%. Além disso, no 1T21, foi registrada a reversão do ganho registrado em 2019 relativo ao processo judicial para exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e Cofins, no valor de R\$ 34 milhões, reduzindo a base de comparação no 1T22.

## Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	1T22	1T21	Var.
<b>Receitas</b>	399	172	132,0%
<b>Despesas</b>	(687)	(260)	163,7%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(288)</b>	<b>(88)</b>	<b>225,5%</b>

No 1T22, o resultado financeiro registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 288 milhões, aumento de 225,5% (R\$ 199 milhões) se comparada ao 1T21. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Aumento de 159,6% (R\$ 288 milhões) nas **despesas com a dívida líquida**, decorrente principalmente do aumento do CDI;
- (ii) Redução de 17,7% (R\$ 26 milhões) nos **acréscimos, multas moratórias e atualizações monetárias**, devido à substituição do IGP-M pelo IPCA nas faturas emitidas a partir de 01/06/2021, conforme determinação da ANEEL;
- (iii) Variação negativa de R\$ 17 milhões nas **demais receitas e despesas financeiras**;  
Parcialmente compensadas por:
- (iv) Variação positiva de R\$ 117 milhões na **atualização de ativos/passivos financeiros setoriais**;
- (v) Variação positiva de R\$ 15 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa).

## Lucro Líquido

O **Lucro Líquido** totalizou R\$ 839 milhões no 1T22, um aumento de 40,7% (R\$ 243 milhões). Esse aumento é devido ao aumento do EBITDA, parcialmente compensado pela piora no resultado financeiro, devido às maiores despesas com dívida líquida.

## 6.1.2) Eventos Tarifários

## Datas de referência

Revisões Tarifárias					
Distribuidora	Periodicidade	Data da Próxima Revisão	Ciclo	Data dos Processos Tarifários	Vencimento das Concessões
CPFL Paulista	A cada 5 anos	Abril de 2023	5º CRTP	8 de abril	20 de novembro de 2027
RGE	A cada 5 anos	Junho de 2023	5º CRTP	19 de junho	06 de novembro de 2027
CPFL Piratininga	A cada 4 anos	Outubro de 2023	6º CRTP	23 de outubro	23 de outubro de 2028
CPFL Santa Cruz	A cada 5 anos	Março de 2026	6º CRTP	22 de março	07 de julho de 2045

## Reajustes tarifários anuais em 2021 e 2022

Reajustes tarifários anuais (RTAs)				
	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	3.017	3.018	2.880	2.966
<b>Reajuste</b>	<b>7,82%</b>	<b>12,77%</b>	<b>15,23%</b>	<b>14,78%</b>
Parcela A	5,44%	7,27%	5,88%	2,11%
Parcela B	2,69%	4,27%	10,81%	6,05%
Componentes Financeiros	-0,31%	1,23%	-1,45%	6,62%
<b>Efeito para o consumidor<sup>1</sup></b>	<b>8,83%</b>	<b>14,97%</b>	<b>9,95%</b>	<b>12,40%</b>
Data de entrada em vigor	22/03/2022	08/04/2022	19/06/2021	23/10/2021

Nota (1): o efeito para o consumidor também é impactado pelo componente financeiro retirado na última revisão ou reajuste tarifário.

## 6.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

### Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Segmento de Comercialização (R\$ Milhões)			
	1T22	1T21	Var %
<b>Receita Operacional Bruta</b>	605.084	676.112	-10,5%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>533.379</b>	<b>592.248</b>	<b>-9,9%</b>
Custo com Energia Elétrica	(574.514)	(564.976)	1,7%
Custos e Despesas Operacionais	(12.903)	(11.052)	16,7%
Resultado do Serviço	(54.037)	16.219	-
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>(53.012)</b>	<b>17.162</b>	<b>-</b>
Resultado Financeiro	(48.891)	16.284	-
Lucro Antes da Tributação	(102.928)	32.504	-
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(86.345)</b>	<b>21.641</b>	<b>-</b>

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

DRE Consolidado - Segmento de Serviços (R\$ Milhões)			
	1T22	1T21	Var %
<b>Receita Operacional Bruta</b>	251.753	216.930	16,1%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>231.335</b>	<b>198.679</b>	<b>16,4%</b>
Custos e Despesas Operacionais	(183.202)	(161.127)	13,7%
Resultado do Serviço	48.133	37.552	28,2%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>57.291</b>	<b>45.159</b>	<b>26,9%</b>
Resultado Financeiro	226	227	-0,6%
Lucro Antes da Tributação	48.359	37.779	28,0%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>35.566</b>	<b>28.114</b>	<b>26,5%</b>

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

### 6.3) Segmento de Geração

Desde o release do 4T21, o resultado do segmento de Geração deixou de considerar as transmissoras do grupo, que passaram a ser consolidadas no segmento de Transmissão (Capítulo 6.4).

DRE Consolidado - Segmento de Geração (R\$ Milhões)			
	1T22	1T21	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	882	814	8,4%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>815</b>	<b>754</b>	<b>8,2%</b>
Custo com Energia Elétrica	(140)	(102)	36,9%
Custos e Despesas Operacionais	(300)	(282)	6,4%
Resultado do Serviço	375	370	1,5%
Equivalência Patrimonial	114	90	26,6%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>673</b>	<b>637</b>	<b>5,6%</b>
Resultado Financeiro	(137)	(52)	166,8%
Lucro Antes da Tributação	352	408	-13,8%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>294</b>	<b>338</b>	<b>-13,1%</b>

Notas:

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

(2) A DRE completa pode ser consultada na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, clique [aqui](#).

### Receita Operacional

No 1T22, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 882 milhões, um aumento de 8,4% (R\$ 69 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 815 milhões, registrando um aumento de 8,2% (R\$ 62 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de 7,8% (R\$ 63 milhões) no **Suprimento de Energia Elétrica**;
- Aumento de R\$ 9 milhões em **Outras Receitas**;

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Aumento de 11,7% (R\$ 7 milhões) em **Deduções da Receita Operacional**, principalmente em impostos (PIS/COFINS);
- Redução de 70,2% (R\$ 3 milhões) em **Fornecimento de Energia**.

## Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica Consolidado - R\$ milhões			
	1T22	1T21	Var.
Energia de curto prazo	16	31	-49,2%
Energia Comprada em Contratos Bilaterais, ACR e ACL	89	42	109,6%
Crédito de PIS e COFINS	(7)	(4)	109,2%
<b>Energia Comprada para Revenda</b>	<b>97</b>	<b>70</b>	<b>39,2%</b>
Encargos da Rede Básica	32	28	13,2%
Encargos de Conexão	3	3	8,7%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	9	7	38,8%
ESS/EER	0	(4)	-
Crédito de PIS e COFINS	(2)	(1)	18,6%
<b>Encargos de Uso do Sistema de Distribuição</b>	<b>43</b>	<b>33</b>	<b>32,1%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>140</b>	<b>102</b>	<b>36,9%</b>

No 1T22, o Custo com Energia Elétrica atingiu R\$ 140 milhões, o que representa um aumento de 36,9% (R\$ 38 milhões) comparado ao 1T21, devido a:

- (i) Aumento de 109,6% (R\$ 46 milhões) no **custo com energia adquirida em contratos bilaterais, ACR e ACL**, devido ao aumento na quantidade física (+113,8%);
- (ii) Aumento de 32,1% (R\$ 10 milhões) nos **Encargos de Uso do Sistema de Distribuição**;

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- (iii) Redução de 49,2% (R\$ 15 milhões) no **custo com energia de curto prazo**, devido à redução no preço médio de compra (-54,6%);
- (iv) Aumento de 109,2% (R\$ 4 milhões) em **Créditos de PIS e COFINS**.

Quantidade física (GWh)	1T22	1T21	Var.
Energia de curto prazo	327	292	11,8%
Energia Adquirida por meio de Contratos Bilaterais e no Ambiente de Contratação Livre - ACL	1.408	659	113,8%
<b>Total</b>	<b>1.735</b>	<b>951</b>	<b>82,4%</b>
Preço médio (R\$/MWh)	1T22	1T21	Var.
Energia de curto prazo	48,02	105,70	-54,6%
Energia Adquirida por meio de Contratos Bilaterais e no Ambiente de Contratação Livre - ACL	63,08	64,34	-2,0%
<b>Total</b>	<b>60,24</b>	<b>77,06</b>	<b>-21,8%</b>

## PMSO

PMSO (R\$ milhões)				
	1T22	1T21	Variação	
			R\$ MM	%
Pessoal	40	32	8	24,8%
Material	9	3	5	161,4%
Serviços de Terceiros	48	45	3	7,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	19	23	(4)	-19,3%
<i>Baixa de Ativos</i>	(0)	1	(1)	-
<i>Prêmio do Risco do GSF</i>	6	6	1	10,7%
<i>Despesas legais e judiciais</i>	1	2	(1)	-59,0%
<i>Outros</i>	12	15	(3)	-19,0%
<b>Total PMSO</b>	<b>116</b>	<b>104</b>	<b>12</b>	<b>11,5%</b>

O PMSO atingiu R\$ 116 milhões no 1T22, um aumento de 11,5% (R\$ 12 milhões) em relação ao 1T21. A alta de 20,4% (R\$ 16 milhões) nas linhas de **Pessoal, Material e Serviços de Terceiros**, foi impulsionada pelo acordo coletivo, o maior número de colaboradores e a intensificação de atividades de manutenção dos ativos. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela redução de 19,3% (R\$ 4 milhões) nos **outros custos e despesas operacionais**.

## Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais			
	1T22	1T21	Var.
Entidade de Previdência Privada	(1)	(1)	72,9%
Depreciação e Amortização	(141)	(135)	4,6%
Amortização do Intangível da Concessão	(42)	(42)	-1,1%
<b>Total</b>	<b>(183)</b>	<b>(177)</b>	<b>3,2%</b>

## Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)			
	1T22	1T21	Var. %
<b>Projetos</b>			
UHE Barra Grande	0	(3)	-
UHE Campos Novos	52	44	16,5%
UHE Foz do Chapecó	42	34	23,3%
UTE Epasa	21	15	38,0%
<b>Total</b>	<b>114</b>	<b>90</b>	<b>26,6%</b>

Notas:

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

(2) A DRE completa dos projetos pode ser consultada na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, clique [aqui](#).

Abaixo as principais variações de cada projeto:

#### Barra Grande:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)			
BARRA GRANDE	1T22	1T21	Var. %
Receita Líquida	21	15	34,2%
Custos/Desp. Operacionais	(11)	(9)	29,9%
Depreciação e Amortização	(4)	(3)	14,2%
Resultado Financeiro	(5)	(7)	-33,9%
IR/CS	(0)	1	-
<b>Lucro Líquido</b>	<b>0</b>	<b>(3)</b>	<b>-</b>

No 1T22, a receita líquida apresentou um aumento de 34,2% (R\$ 5 milhões), enquanto os custos e despesas operacionais tiveram um aumento de 29,9% (R\$ 3 milhões); ambos os aumentos se devem a variações na quantidade e no preço de energia. A despesa financeira líquida apresentou uma redução de 33,9% (R\$ 3 milhões), devido às despesas com UBP, indexadas por IGP-M.

#### Campos Novos:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)			
CAMPOS NOVOS	1T22	1T21	Var. %
Receita Líquida	115	94	22,5%
Custos/Desp. Operacionais	(28)	(19)	45,0%
Depreciação e Amortização	(7)	(6)	11,5%
Resultado Financeiro	(3)	(2)	45,8%
IR/CS	(27)	(23)	16,4%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>52</b>	<b>44</b>	<b>16,5%</b>

No 1T22, a receita líquida apresentou um aumento de 22,5% (R\$ 21 milhões), principalmente em função do reajuste de contratos, por IGP-M e dólar, que ocorre principalmente nos meses de abril e outubro. Os custos e despesas operacionais tiveram aumento de 45,0% (R\$ 9 milhões), devido principalmente ao maior volume de energia comprada no ACL. A despesa financeira líquida teve alta de 45,8% (R\$ 1 milhão), impactada principalmente pelo maior encargo de dívidas.

#### Foz do Chapecó:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)			
FOZ DO CHAPECO	1T22	1T21	Var. %
Receita Líquida	144	122	17,6%
Custos/Desp. Operacionais	(39)	(29)	34,2%
Depreciação e Amortização	(14)	(12)	19,9%
Resultado Financeiro	(28)	(31)	-10,2%
IR/CS	(21)	(17)	22,0%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>42</b>	<b>34</b>	<b>23,3%</b>

No 1T22, a receita líquida apresentou um aumento de 17,6% (R\$ 21 milhões), principalmente em função de reajustes contratuais, em sua maior parte por IGP-M. Os custos e despesas operacionais apresentaram aumento de 34,2% (R\$ 10 milhões). Na despesa financeira líquida, houve redução de 10,2% (R\$ 3 milhões), devido principalmente à renda de aplicações financeiras, em função do maior saldo de caixa e da alta do CDI.

#### Epasa:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)			
EPASA	1T22	1T21	Var. %
Receita Líquida	39	95	-59,0%
Custos/Desp. Operacionais	(5)	(63)	-91,6%
Depreciação e Amortização	(12)	(12)	0,0%
Resultado Financeiro	3	(1)	-
IR/CS	(3)	(3)	1,4%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>21</b>	<b>15</b>	<b>38,0%</b>

No 1T22, a receita líquida apresentou uma redução de R\$ 56 milhões e os custos e despesas operacionais tiveram redução de R\$ 58 milhões, em função do menor volume de geração. Houve uma receita financeira líquida de R\$ 3 milhões, comparada a uma despesa líquida de R\$ 1 milhão no 1T21, devido ao maior saldo de caixa e alta do CDI, além da menor despesa com dívida.

#### EBITDA

No 1T22, o **EBITDA** foi de R\$ 673 milhões, um aumento de 5,6% (R\$ 35 milhões), devido principalmente aos reajustes contratuais, parcialmente compensados pelo pior desempenho da geração eólica.

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)			
	1T22	1T21	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>294</b>	<b>338</b>	<b>-13,1%</b>
Depreciação e Amortização	183	177	3,2%
Resultado Financeiro	137	52	166,8%
Imposto de Renda / Contribuição Social	58	70	-17,0%
<b>EBITDA</b>	<b>673</b>	<b>637</b>	<b>5,6%</b>

#### Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	1T22	1T21	Var.
Receitas	29	30	-3,0%
Despesas	(167)	(82)	103,9%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(137)</b>	<b>(52)</b>	<b>166,8%</b>

No 1T22, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 137 milhões, um aumento de 166,8% (R\$ 86 milhões), devido principalmente às maiores despesas com a dívida líquida (R\$ 72 milhões).

### **Imposto de Renda e Contribuição Social**

No 1T22, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 58 milhões, uma alíquota efetiva de 16,5%, comparada a um resultado negativo de R\$ 70 milhões no 1T21, uma redução de 17,0% (R\$ 12 milhões).

### **Lucro Líquido**

No 1T22, o **lucro líquido** foi de R\$ 294 milhões, uma redução de 13,1% (R\$ 44 milhões), comparado a R\$ 338 milhões no 1T21. Esse resultado é reflexo principalmente da perda registrada no resultado financeiro, em função das maiores despesas com dívida líquida.

## 6.4) Segmento de Transmissão

### Desempenho Econômico-Financeiro – IFRS (CPFL Transmissão + 5 projetos)

<b>DRE Consolidado - Segmento de Transmissão (R\$ Milhões)</b>			
	<b>1T22</b>	<b>1T21</b>	<b>Var.</b>
<b>Receita Operacional Bruta</b>	462	52	780,1%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>395</b>	<b>48</b>	<b>723,1%</b>
Custos e Despesas Operacionais	(271)	(36)	661,0%
Resultado do Serviço	124	12	901,3%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>138</b>	<b>12</b>	<b>1015,8%</b>
Resultado Financeiro	109	0	40283,9%
Lucro Antes da Tributação	234	13	1747,2%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>147</b>	<b>11</b>	<b>1279,7%</b>

Notas:

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

(2) A DRE completa pode ser consultada na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, clique [aqui](#).

#### 6.4.1) CPFL Transmissão

##### 6.4.1.1) Temas Regulatórios

###### Revisão Tarifária Periódica ("RTP")

O Contrato de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica nº 055/2001-ANEEL, celebrado entre a União e a Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – 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.

O contrato estabeleceu que a transmissora recebesse pela prestação do serviço, a Receita Anual Permitida ("RAP") reajustada anualmente e revisada a cada 5 (cinco) anos, a partir de 1º de julho de 2013, conforme regulamentação. Assim, a primeira RTP foi prevista para 1º de julho de 2018.

Entretanto, a metodologia a ser aplicada nesta RTP resultou de um longo processo iniciado em agosto de 2017, que passou por 3 etapas da Audiência Pública nº 041/2017, sendo finalizada somente em 2020, mediante a publicação da versão 4.0 do Submódulo 9.1, dos Procedimentos de Regulação Tarifária ("PRORET"), o qual foi aprovado pela Resolução Normativa (REN) nº 880, de 7 de abril de 2020.

Nesse sentido, em 30 de junho de 2020, foi publicada a Resolução Homologatória nº 2.709, que homologou o resultado provisório da Revisão Periódica da RAP do Contrato de Concessão nº 055/2001-ANEEL, com vigência a partir de 1º de julho de 2018. O resultado foi provisório uma vez que a Base de Remuneração Regulatória ("BRR") encontrava-se em caráter preliminar, sem a consolidação da fiscalização conduzida pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF). Dessa forma, ficou consignado que os valores definitivos seriam

processados após a conclusão das atividades de fiscalização da BRR e que, os ajustes necessários e consequentes efeitos financeiros seriam considerados em reajuste tarifário subsequente, ocorrido com a Resolução Homologatória ("REH") nº 2.725/2020. O índice de reposicionamento provisório da RAP revisada (ativos que entraram em operação até 31 de janeiro de 2018) em 2020 foi **7,17%**.

Devido à interposição de Recurso Administrativo em face da REH nº 2.709/2020, a Diretoria Colegiada da ANEEL publicou, em 22 de abril de 2021, a REH nº 2.845, alterando o resultado provisório homologado em 2020. Com os ajustes realizados, o índice de reposicionamento provisório em 2021 passou a **7,53%**.

Posteriormente, com a finalização do processo de fiscalização da BRR, bem como da análise recursal aprovada pela REH nº 2.845/2021, em 13 de outubro de 2021, a ANEEL homologou o resultado definitivo da RTP de 2018 da RAP, associada ao Contrato de Concessão nº 055/2001, sob responsabilidade da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T, através da publicação da REH nº 2.960/2021, que apresentou o índice de reposicionamento definitivo de **3,11%**.

Entretanto, foi identificada a necessidade de realização de novos ajustes nas planilhas de cálculos da referida REH, mediante a formalização de recurso administrativo. Os efeitos financeiros (ajustes nos valores recebidos a maior em detrimento ao resultado provisório) decorrentes desta alteração devem ser aplicados no reajuste da RAP do ciclo 2022-2023, a vigorar de 1º de julho de 2022 a 30 de junho de 2023, nos termos do Submódulo 9.3 do PRORET, desde que o recurso seja deliberado antes da realização do referido reajuste.

### Portaria MME 120/2016 – RBSE

Com o intuito de regulamentar e operacionalizar o estabelecido na Lei nº 12.783/2013, referente ao pagamento dos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000 ("RBSE"), o Ministério de Minas e Energia ("MME") emitiu a Portaria nº 120, em 20 de abril de 2016. Em consonância com a referida Portaria, a ANEEL emitiu a REN nº 762, de 21 de fevereiro de 2017, definindo em seu Art. 2º que o custo de capital das concessionárias de transmissão de energia elétrica, seria composto por parcelas de remuneração e quota de reintegração regulatória.

Entretanto, em abril de 2017, alguns usuários do sistema de transmissão acabaram se insurgindo judicialmente contra o pagamento da parcela de remuneração de capital próprio ("ke") devida às transmissoras, visando à suspensão dos efeitos sobre suas tarifas, obtendo decisões liminares favoráveis.

A partir de julho de 2017, a Companhia passou a receber as remunerações relativas aos ativos de transmissão de RBSE existentes em 31 de maio de 2000, referente ao contrato de concessão nº 055/2001, através da sua RAP. O pagamento do parâmetro ("ke") não foi realizado até a reversão das decisões judiciais suspensivas, ocorridas no final de 2019. Com isso, no processo tarifário subsequente ao reconhecimento desse direito (julho de 2020), a ANEEL incluiu o pagamento desses valores suspensos ("ke") às transmissoras nos processos de RTP de suas RAPs.

Na REH de reajuste do ano subsequente, a ANEEL procedeu com o recálculo do saldo devedor, constituído pelo custo de capital remunerado à taxa de custo de capital próprio ("ke") até a data do início do efetivo pagamento (1º de julho de 2020). Concomitante foi implantado pela ANEEL o "reperfilamento" do pagamento do componente financeiro no prazo de 8 anos (ciclos de 2020/2021 a 2027/2028), assegurado o valor presente líquido da operação.

## Reajuste Tarifário Anual ("RTA")

A RAP é a remuneração que as transmissoras recebem pela prestação do serviço de transmissão de energia elétrica a partir da entrada em operação comercial das instalações, conforme previsto no contrato de concessão.

A RAP é dividida em Rede Básica de Novas Instalações ("RBNI"), Rede Básica Sistema Existente ("RBSE"), Rede Básica Licitada ("RBL") e Receita de Conexão ao Sistema de Transmissão ("CCT"). A RBNI é referente às Novas Instalações da Transmissão, que entraram em operação a partir de janeiro de 2013. A RBSE diz respeito aos ativos não depreciados de maio de 2000 até o final de dezembro de 2012, definidos no Anexo da Resolução nº 166, de 31 de maio de 2000, convalidados pela Lei nº 12.783/13. Esses dois conjuntos de ativos geram a maior parcela da RAP. A RBL é a receita oriunda dos contratos licitados. A Receita de Conexão ao Sistema de Transmissão é a remuneração que a transmissora recebe dos usuários conectados às Demais Instalações de Transmissão ("DITs") pela prestação do serviço de transmissão. As DITs são compostas, por exemplo, por linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, não integrantes da Rede Básica. O crescimento da receita é devido à variação do IPCA e à entrada em operação de projetos de reforços e melhorias.

De acordo com a REH nº 2.959/2021, para o ciclo 2021/2022, a receita (RAP) somada à parcela de ajuste (PA) do Contrato de Concessão nº 055/2001, totaliza R\$ 832 milhões, líquida de PIS e COFINS, composta por:

- (i) Correção monetária do ciclo 2020/2021(IPCA), no total de R\$ 55 milhões;
- (ii) Ampliações de instalações, entrada em operação de novos reforços e melhorias durante o ciclo de 2020/2021, incrementaram R\$ 23 milhões;
- (iii) Redução unilateral do Contrato de Concessão nº 055/2001 devido a Supressão SE Porto Alegre 4 e baixas de outros ativos em final de vida útil, que reduziu a receita em R\$ 17 milhões;
- (iv) Reperfilamento do componente financeiro da PRT MME 120/2016, por 8 anos a contar do ciclo 2020/2021, que resultou em um impacto negativo de R\$ 152 milhões;
- (v) Parcela de ajuste PA considerando os efeitos da retroatividade da Revisão Tarifária em 2018 (parcela 2 de 3), no valor de R\$ 87 milhões, parcialmente compensada pela devolução da receita recebida antecipadamente e outros ajustes do ciclo 2020/2021 de – R\$18 milhões, que totaliza uma PA positiva de R\$ 69 milhões.

Reajuste Tarifário Ciclo 2021/2022						
REH 2725/2020 (*)	IPCA	Ampliações, reforços e melhorias	PAL 4 e baixas de ativos (**)	Reperfilamento RBSE	Parcela de ajuste	REH 2959/2021
853.868	55.107	23.584	(17.364)	(152.120)	69.298	832.373

(\*) Valores homologados não considerando a Parcela de ajuste – PA;

(\*\*) Redução Unilateral do Contrato de Concessão nº 055/2001 - Supressão SE Porto Alegre 4 e baixas de outros ativos em final de vida útil.

O Contrato de concessão nº 080/2002 foi reajustado pelo IGP-M, com incremento de 37% totalizando R\$ 20 milhões. A Parcela de Ajuste foi negativa na ordem de R\$ 0,5 milhão referente a devolução da receita recebida antecipadamente.

A receita da controlada TESB - Contrato de Concessão nº 001/2011 somada a Parcela de Ajuste para o ciclo 2020/2021 totaliza R\$ 18 milhões:

- (i) Correção monetária de R\$ 1,6 milhão relativos aos ativos do ciclo 2020/2021;
- (ii) Entrada em operação do módulo geral da SE Candelária resultando no incremento de R\$ 0,7 milhão;
- (iii) Parcela de Ajuste negativa na ordem de - R\$ 3,7 milhões, devido a devolução de receita recebida antecipadamente e aos descontos previstos na REN 905/2020 para instalações classificadas como RBF ou DITC que entraram em operação comercial com pendência não impeditiva própria.

Reajuste Tarifário Ciclo 2021/2022				
REH 2725/2020 (*)	IPCA	Entrada em Operação	Parcela de Ajuste	REH 2959/2021
19.767	1.591	714	(3.700)	18.372

A receita Regulatória total a Companhia referente aos Contratos de Concessão nº 055/2001, 080/2002 e da controlada TESB 001/2011, líquida de PIS e COFINS, apresenta a seguinte composição:

Receita Regulatória Ciclo 2021/2022										
Contrato de Concessão	RBSE	RBNI	RBL	Parcela Ajuste	RPC	RCDM	RPEC	Parcela Ajuste	Total 2021(*)	Total 2020 (*)
055/2001	467.529	126.089		24.757	105.487	63.970		44.541	832.373	992.003
080/2002			20.265					548	19.717	14.502
001/2011			19.935				2.139	3.700	18.374	16.832
	<b>467.529</b>	<b>126.089</b>	<b>40.200</b>	<b>24.757</b>	<b>105.487</b>	<b>63.970</b>	<b>2.139</b>	<b>40.293</b>	<b>870.464</b>	<b>1.023.337</b>

Nota: (\*) Valores considerando as parcelas de ajuste - PA.

### Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 055/2001-ANEEL - Supressão da SE Porto Alegre 4

Decorrente da celebração do Contrato de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica nº 3/2021 entre a ANEEL e a MEZ 5 Energia, ocorrido em 31/03/2021 (lote 5 do Leilão nº 1/2020-ANEEL), foi assinado o Quarto Termo Aditivo do Contrato de Concessão nº 55/2001-ANEEL. Este termo aditivo visa o reequilíbrio econômico-financeiro em virtude da redução unilateral do contrato em razão da retirada da SE 230/13,8 kV Porto Alegre 4, que resultou na redução da receita na ordem de R\$ 13.114.858,05.

### Contrato de Concessão nº 4/2021-ANEEL

Em 31 de março de 2021, foi celebrado o Contrato de Concessão nº 4/2021-ANEEL, que regula a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica para construção, operação e manutenção das instalações de transmissão na SE 230/138 kV Cachoeirinha 3, referente ao Lote 6 do Edital do Leilão nº 01/2020-ANEEL. A Companhia receberá pela prestação do serviço público de transmissão, a RAP no montante de R\$ 9.234.372,00 reajustados, a partir da entrada em operação dos ativos, prevista para 2024.

### 6.4.1.2) Resultados Regulatórios

#### *Disclaimer:*

Esse capítulo contém os resultados regulatórios (Demonstrações Contábeis Regulatórias preparadas para a Aneel, agência reguladora do setor elétrico) e faz uma análise do desempenho da CPFL Transmissão independente de sua data de aquisição pelo grupo CPFL Energia. **Esse conteúdo, portanto, tem apenas fins de análise do desempenho regulatório/gerencial, seguindo as práticas do mercado para negócios de transmissão, não servindo como reporte oficial da Companhia para a Comissão de Valores Mobiliários (CVM), que segue estrita e rigidamente os padrões contábeis internacionais do IFRS.**

A CPFL Transmissão foi adquirida e teve seus saldos incorporados ao balanço consolidado da CPFL Energia a partir de 01/10/2021. As comparações a seguir são apenas ilustrativas para efeitos de análise do seu desempenho no 1T22 x 1T21. Os valores não foram auditados e ainda estão sujeitos a alterações.

DRE Regulatório - CPFL Transmissão (R\$ Milhões)			
	1T22	1T21	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	287	330	-13,2%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>225</b>	<b>264</b>	<b>-14,9%</b>
Custos e Despesas Operacionais	(168)	(143)	17,6%
Equivalência Patrimonial	-	13	-100,0%
<b>EBITDA</b>	<b>86</b>	<b>164</b>	<b>-47,7%</b>
Resultado Financeiro	111	(77)	-
<b>Lucro Antes da Tributação</b>	<b>168</b>	<b>58</b>	<b>191,1%</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>103</b>	<b>9</b>	<b>1037,4%</b>

### Receita Operacional

Receita Operacional - CPFL Transmissão (R\$ Milhões)			
	1T22	1T21	Var.
<b>Receita de Uso da Rede Elétrica</b>			
Contrato de Concessão 055/2001	277	322	-13,9%
Contrato de Concessão 080/2002	5	4	33,2%
Contrato de Concessão 004/2021	-	-	-
TESB	5	5	1,3%
<b>Encargos Regulatórios</b>	<b>(36)</b>	<b>(36)</b>	<b>2,3%</b>
<b>Receita Bruta</b>	<b>287</b>	<b>330</b>	<b>-13,2%</b>
<b>Deduções da Receita</b>	<b>(62)</b>	<b>(66)</b>	<b>-6,5%</b>
<b>Receita Líquida</b>	<b>225</b>	<b>264</b>	<b>-14,9%</b>

No 1T22, a receita operacional bruta atingiu R\$ 287 milhões, uma redução de 13,2% (R\$ 43 milhões), explicada principalmente por:

- (i) reperfilamento do componente financeiro da RBSE (-R\$ 38 milhões);
  - (ii) variação da parcela de ajuste (-R\$21 milhões);
- parcialmente compensados por:

- (iii) atualização da RAP por IPCA, somada ao acréscimo de receita de novos investimentos na rede básica (R\$ 14 milhões).

Os encargos regulatórios que fazem parte da receita faturada, junto às subvenções tarifárias, ficaram estáveis no trimestre.

As deduções da receita atingiram R\$ 62 milhões no 1T22, redução de 6,5% (R\$ 4 milhões) em relação ao 1T21, justificada pela redução dos tributos PIS/COFINS, decorrente da redução na receita operacional. As deduções da receita bruta referem-se aos impostos (PIS/COFINS) e encargos regulatórios (CDE, PROINFA, P&D e Taxa de Fiscalização) que são repassados na tarifa.

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

PMSO e Depreciação/Amortização			
	1T22	1T21	Var.
Pessoal	(107)	(91)	17,8%
Material	(2)	(1)	32,1%
Serviços de Terceiros	(15)	(21)	-32,0%
Outros	(16)	1	-
<b>PMSO</b>	<b>(139)</b>	<b>(113)</b>	<b>23,1%</b>
Depreciação e Amortização	(29)	(30)	-3,4%
<b>TOTAL</b>	<b>(168)</b>	<b>(143)</b>	<b>17,6%</b>

O PMSO foi de R\$ 139 milhões no 1T22, um aumento de 23,1% (R\$ 26 milhões) em relação ao 1T21, devido principalmente a:

- (i) variação em pessoal, ocasionada pela implementação do Programa de Incentivo à Aposentadoria - PIA e pelo impacto da regularização do acordo coletivo de trabalho (R\$ 16 milhões);
- (ii) aumento na provisão para contingências judiciais trabalhistas (R\$ 4 milhões);
- (iii) reconhecimento de provisão de autos de infração regulatórios (R\$ 4 milhões).

No 1T22, o item Depreciação e Amortização atingiu R\$ 29 milhões, uma redução de 3,4% (R\$ 1 milhão) em relação ao 1T21.

## Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)			
	1T22	1T21	Var. %
<b>Empreendimentos</b>			
FOTE	-	4	-100,0%
TSLE	-	9	-100,0%
TPAE	-	-	-
ETAU	-	1	-
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>-100,0%</b>

No 1T22, não houve resultado de equivalência patrimonial registrado na contabilidade regulatória, resultando em uma redução de R\$ 14 milhões, justificada essencialmente pelos resultados de FOTE e TSLE no 1T21. Esses empreendimentos foram alienados no decorrer de 2021, fazendo parte do processo de privatização da Companhia.

## EBITDA

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)			
	1T22	1T21	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>103</b>	<b>9</b>	<b>1037,5%</b>
Depreciação e Amortização	29	30	-3,4%
Resultado Financeiro	(110)	77	-
Imposto de Renda / Contribuição Social	65	49	34,1%
<b>EBITDA</b>	<b>86</b>	<b>164</b>	<b>-47,7%</b>

O EBITDA Regulatório do 1T22 foi de R\$ 86 milhões, uma redução de 47,7% (R\$ 78 milhões) em relação aos R\$ 164 milhões registrados no 1T21, devido principalmente a:

- (i) redução da receita líquida, justificada essencialmente pelo reperfilamento do componente financeiro da RBSE (R\$ 39 milhões);
- (ii) acréscimo em PMSO ocasionado pela implementação do Programa de Incentivo à Aposentadoria – PIA, pelo impacto do acordo coletivo de trabalho, e reconhecimento de contingências trabalhistas e regulatórias (R\$ 24 milhões).

## Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	4T21	4T20	Var. %
Receitas	125	12	955,9%
Despesas	(15)	(89)	-82,7%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>110</b>	<b>(77)</b>	<b>-</b>

No 1T22, o resultado financeiro foi uma **receita financeira líquida** de R\$ 110 milhões, ante uma despesa financeira líquida de R\$ 77 milhões no 1T21, o que resultou em uma variação de R\$ 187 milhões, devido principalmente a:

- (i) variação cambial vinculada aos financiamentos contratados em moeda estrangeira (R\$ 160 milhões), em função da valorização do real frente ao dólar (valorização de 20,3% no 1T22 versus desvalorização de 11,1% no 1T21);
- (ii) rendimento de aplicações financeiras (R\$ 17 milhões);
- (iii) outros efeitos (R\$ 10 milhões).

## Imposto de Renda e Contribuição Social

No 1T22, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 65 milhões, comparada a um resultado negativo de R\$ 48 milhões no 1T21, um aumento de 34,1% (R\$ 17 milhões), justificada pelo reconhecimento de IRPJ e CSLL diferidos passivos, conforme alinhamento de práticas exercidas no Grupo CPFL.

## Lucro Líquido

No 1T22, o **lucro líquido** atingiu R\$ 103 milhões, aumento de 1037,5% (R\$ 94 milhões), comparado ao 1T21. O resultado no período reflete o efeito positivo no resultado financeiro, justificado pela variação cambial vinculada aos financiamentos contratados em moeda estrangeira, parcialmente compensado pela redução do EBITDA e pelo aumento de Imposto de Renda e Contribuição Social reconhecidos no período.

### 6.4.1.3) Principais Diferenças - Regulatório x IFRS

**Receita:** No IFRS, as receitas relativas aos investimentos realizados ao longo da concessão são reconhecidas através do fluxo de caixa do ativo contratual, o qual é remunerado pela taxa estimada dos projetos. Na contabilidade regulatória, os investimentos são tratados como ativo imobilizado, sendo depreciados ao longo de sua vida útil, sendo a Receita contabilizada através do faturamento, no prazo da concessão, assemelhando-se à receita percebida no fluxo de caixa operacional.

**Custo de Construção:** No IFRS, os custos de implementação de infraestrutura que se referem aos valores de investimento realizados, considerando a mão de obra aplicada, são reconhecidos no resultado. Inexistente na contabilidade regulatória.

**Depreciação:** No IFRS, os ativos relativos à concessão são classificados como ativo contratual ou ativo financeiro. O ativo imobilizado do IFRS é composto por bens pertencentes à Companhia e não vinculados à concessão. Na contabilidade regulatória o ativo da concessão é considerado imobilizado, sofrendo depreciação ao longo da sua vida útil.

**Outras Despesas (Provisões):** No IFRS, o Ativo Contratual está mensurado a valor justo e devem ser reconhecidas no resultado as perdas referentes a valor não recuperável sobre os bens que o compõem. Essa perda é apurada através dos investimentos futuros vinculados a obrigações que, segundo fluxo de caixa descontado, não seriam recuperáveis ao longo da concessão, devido a atraso de obras que trazem como consequência a redução da RAP prevista. Na contabilidade regulatória, a regra de mensuração a valor justo não é aplicável.

**IR/CSLL:** Como consequência das diferenças temporárias entre as bases de cálculo societárias e regulatórias, são constituídos os respectivos tributos diferidos sobre tais montantes.

## 7) ANEXOS

As tabelas que constavam desse capítulo nas versões anteriores do Release de Resultados da CPFL Energia 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](#).