

## Resultados CPFL 1T23

Energia para um futuro  
mais sustentável

# Resultados CPFL 1T23

- **EBTIDA** de **R\$ 3.530 milhões (+33,6%)**
- **Lucro Líquido** de **R\$ 1.651 milhões (+42,1%)**
- Dívida Líquida de **R\$ 22,8 bilhões** e alavancagem de **1,70x Dívida Líquida/EBITDA**
- Aprovação da Proposta de **dividendos no valor de R\$ 2.422 milhões, R\$ 2,10/ação**; primeira parcela, no valor de **R\$ 1 bilhão**, será paga no dia 16 de maio de 2023
- Revisão tarifária da **CPFL Paulista** em abr/23, com reajuste de **+4,89%** para os consumidores e aumento de **+0,67%** na **Parcela B**
- Revisão tarifária da **RGE**, em jun/23, com **BRR líquida preliminar de R\$ 11,2 bilhões**
- **CPFL Piratininga, CPFL Paulista, RGE e CPFL Santa Cruz** foram reconhecidas no prêmio **Melhores em Gestão** pela Fundação Nacional de Qualidade (FNQ)
- **Expansão da Alesta** para atender os clientes da **RGE**, além da CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL Santa Cruz
- 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, 12 de maio de 2023 – 11h00 (BRT), 10h00 (ET)

Plataforma Zoom – Clique para se inscrever:

[https://us02web.zoom.us/webinar/register/WN\\_N9BHwVj7R8eRXq8wn9vgZg](https://us02web.zoom.us/webinar/register/WN_N9BHwVj7R8eRXq8wn9vgZg)

Relações com Investidores

ri@cpfl.com.br

(+55) 19 3756.8458

www.cpfl.com.br/ri

## MENSAGEM DO PRESIDENTE

Começamos o ano de 2023 com expressivos resultados operacionais e financeiros em todos os nossos segmentos, atingindo um Ebitda de R\$ 3,53 bilhões, um crescimento de 33,6% e lucro líquido de R\$ 1,65 bilhão, alta de 42,1%, ambos comparados ao 1T22.

Gostaria de começar falando do segmento de Transmissão. Nesse trimestre, temos a contribuição expressiva da CPFL Transmissão, que trouxe ganho de R\$ 76 milhões de Ebitda nesse trimestre. Destaque para a redução significativa de PMSO, com importantes R\$ 56 milhões na linha de pessoal, colhendo os frutos da nossa estratégia de turnaround aplicada naquela companhia, que trouxe o resultado da sinergia alcançada desde a aquisição da CPFL Transmissão.

No segmento de Distribuição, destaco o benefício trazido pelos reajustes tarifários de 2022. Apesar da redução em torno de 15% da tarifa percebida pelo consumidor, em função da retirada das bandeiras “escassez hídrica” no 2T22 e da menor alíquota de ICMS, os reajustes de parcela B foram aplicados, preservando nossos retornos. O Ebitda desse segmento registrou alta de 26,6%.

Além disso, melhoramos nossa PDD em aproximadamente 23% quando comparamos com o mesmo período do ano passado. Nas vendas de energia destaque para a classe residencial que, assim como no último trimestre de 2022, manteve-se positiva no 1T23, apesar do forte avanço da geração distribuída em nossas áreas de concessão, devido ao bom desempenho da massa de renda real, favorecida pela queda da inflação, e redução das tarifas.

No segmento de Geração, destaco a melhor performance de vento quando comparado com o mesmo período de 2022. A geração eólica subiu aproximadamente 17%. Outros fatores positivos foram a consolidação de Enercan, os reajustes contratuais ligados à inflação, assim como a melhora da hidrologia e, conseqüentemente, melhor GSF.

Com relação ao Capex, neste trimestre, realizamos investimentos no total de R\$ 1,1 bilhão, sendo aproximadamente 87% desse montante destinado à Distribuição. No ano, continuamos com nossa estimativa de atingir um Capex de R\$ 5,2 bilhões.

Adicionalmente, finalizamos o trimestre com posição de caixa de R\$ 5,1 bilhões e a dívida líquida da CPFL Energia alcançou 1,70 vezes o Ebitda, no critério de medição dos *covenants* financeiros. No dia 28 de abril de 2023, na Assembleia de Acionistas, foi aprovada a destinação do lucro líquido de 2022, considerando o pagamento de dividendos no valor de R\$ 2,4 bilhões, ou R\$ 2,10/ação. O pagamento será realizado em parcelas, sendo a primeira no dia 16 de maio de 2023, no valor de R\$ 1 bilhão ou R\$ 0,87/ação, e o restante até 31 de dezembro de 2023.

Para este ano de 2023, nosso foco tem sido a aplicação do processo de Revisão Tarifária das três maiores distribuidoras do grupo: CPFL Paulista, RGE e CPFL Piratininga. O processo da CPFL Paulista foi concluído no último mês de abril, com reajuste de 4,89% para o consumidor e aumento de 0,67% na Parcela B, com uma BRR Líquida de R\$ 10,6 bilhões. A Aneel também divulgou números preliminares para a RGE, com uma BRR Líquida estimada em R\$ 11,2 bilhões.

Por fim, gostaria de destacar a recente divulgação do nosso Relatório Anual de Sustentabilidade, reforçando as nossas melhores práticas ESG (Ambiental, Social e Governança), alinhadas aos 23 compromissos do nosso Plano ESG 2030, conectados à Agenda

2030 e aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODSs) das Nações Unidas. Outro marco importante foi a comemoração dos 20 anos do Instituto CPFL, no último mês de março. Nossa plataforma de Investimento Social desde 2003, o Instituto atua em frentes de trabalho que centralizam o planejamento e execução de ações alinhadas à nossa Política de Investimento Social.

Em suma, a CPFL Energia segue confiante em seu papel de protagonista no setor elétrico. Temos um plano de Capex desafiador para os próximos anos e estamos atentos a novas oportunidades de crescimento, desde que estejam de acordo com a disciplina financeira que sempre marcou nossa atuação. Tenho certeza de que seguimos trilhando o melhor caminho para trazer elevados retornos aos nossos acionistas, sempre com muito foco, colaboração e respeito pelas pessoas e pelo meio ambiente, sem deixar de lado nossa forte governança corporativa.

**Gustavo Estrella**

Presidente da CPFL Energia

Indicadores (R\$ Milhões)	1T23	1T22	Var.
Carga na Área de Concessão - GWh	18.519	18.524	-0,03%
Vendas na Área de Concessão - GWh	17.690	17.911	-1,2%
Mercado Cativo	10.604	11.013	-3,7%
Cliente Livre	7.086	6.899	2,7%
Receita Operacional Bruta	13.410	13.425	-0,1%
Receita Operacional Líquida	9.839	9.287	5,9%
EBITDA <sup>(1)</sup> consolidado	3.530	2.643	33,6%
Distribuição	2.327	1.838	26,6%
Geração	937	673	39,2%
Transmissão <sup>(2)</sup>	229	138	65,7%
Comercialização, Serviços & Outros	38	(6)	-
Lucro Líquido	1.651	1.162	42,1%
Dívida Líquida <sup>(3)</sup>	(27.617)	(25.160)	9,8%
Dívida Líquida / EBITDA <sup>(3)</sup>	1,70	2,03	-16,3%
Investimentos <sup>(4)</sup>	1.082	1.212	-10,7%

Notas:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Resolução CVM 156/22. Vide cálculo no item 3.1 deste relatório;

(2) Inclui a CPFL Transmissão;

(3) No critério dos *covenants* financeiros, que considera a participação da CPFL Energia nos projetos de geração e na CPFL Transmissão;

(4) Não inclui obrigações especiais.

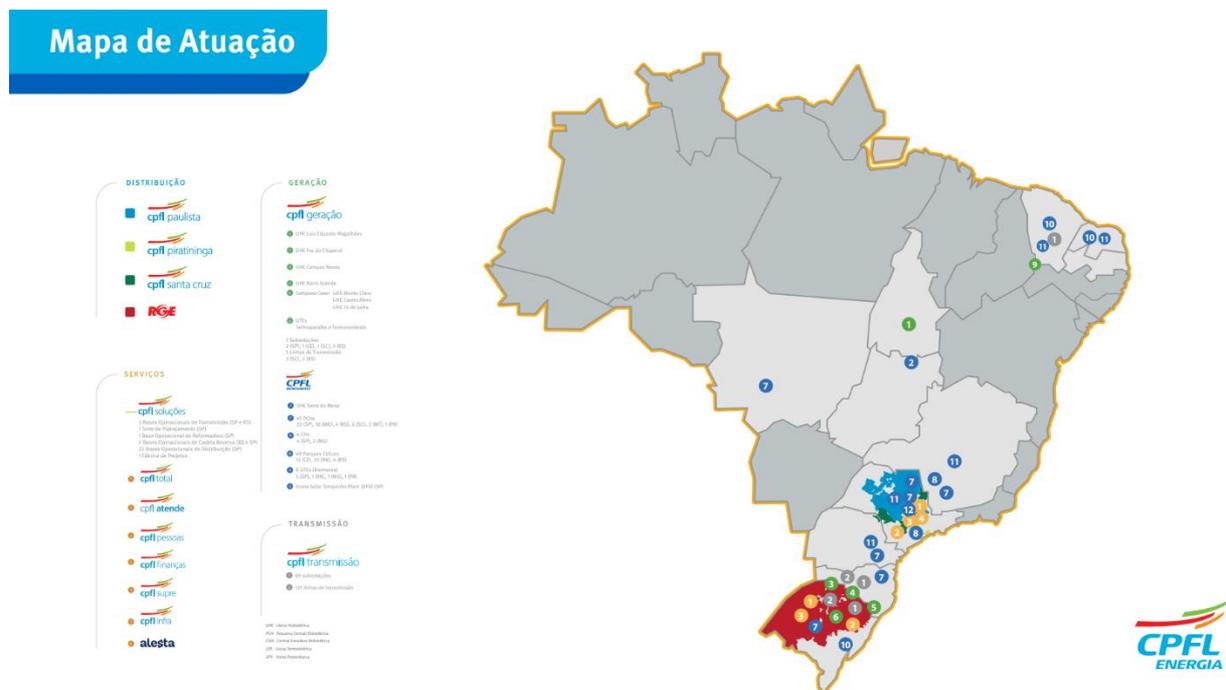
## ÍNDICE

<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 em construção .....	11
2.3) Transmissão .....	11
2.3.1) CPFL Transmissão .....	11
2.3.2) Portfólio Demais Transmissoras .....	12
<b>3) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA .....</b>	<b>13</b>
3.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	13
3.2) Endividamento .....	19
3.2.1) Dívida no Critério IFRS.....	19
3.2.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros .....	22
3.3) Investimentos.....	24
3.3.1) Investimentos Realizados.....	24
3.3.2) Investimentos Previstos .....	24
<b>4) MERCADO DE CAPITAIS .....</b>	<b>25</b>
4.1) Desempenho das Ações.....	25
4.2) Volume Médio Diário .....	25
<b>5) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG .....</b>	<b>26</b>
5.1) Plano ESG 2030 .....	26
5.2) Principais Indicadores ESG alinhados ao Plano .....	26
<b>6) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS .....</b>	<b>28</b>
6.1) Segmento de Distribuição .....	28
6.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	28
6.1.2) Eventos Tarifários .....	35
6.2) Segmentos de Comercialização e Serviços .....	36
6.3) Segmento de Geração .....	37
6.4) Segmento de Transmissão .....	43
6.4.1) CPFL Transmissão .....	43
6.4.1.1) Temas Regulatórios .....	43
6.4.1.2) Resultados Regulatórios .....	47
6.4.1.3) Principais Diferenças - Regulatório x IFRS.....	50
<b>7) ANEXOS.....</b>	<b>50</b>

## 1) PERFIL DA EMPRESA E ESTRUTURA SOCIETÁRIA

### Área de Atuação

A CPFL Energia atua nos segmentos de Geração, Transmissão, Distribuição, Comercialização e Serviços, com presença em 11 Estados de todas as regiões do país.



A CPFL é a maior distribuidora em volume de energia vendida, com 14% de participação no mercado nacional, atendendo cerca de 10,4 milhões de clientes em 687 municípios. Com 4.411 MW de capacidade instalada, é a quarta maior geradora privada do país, estando entre os líderes em geração renovável, com atuação em fontes hidrelétrica, solar, eólica e biomassa. O grupo atua de forma relevante também no segmento de transmissão, atendendo 87 subestações, que somam potência instalada de 14,9 mil MVA e mais de 6 mil quilômetros de linhas de transmissão. Conta ainda com uma operação nacional por meio da CPFL Soluções, fornecendo soluções integradas em gestão e comercialização de energia, eficiência energética, geração distribuída, infraestrutura energética e serviços de consultoria.

### Estrutura Societária

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



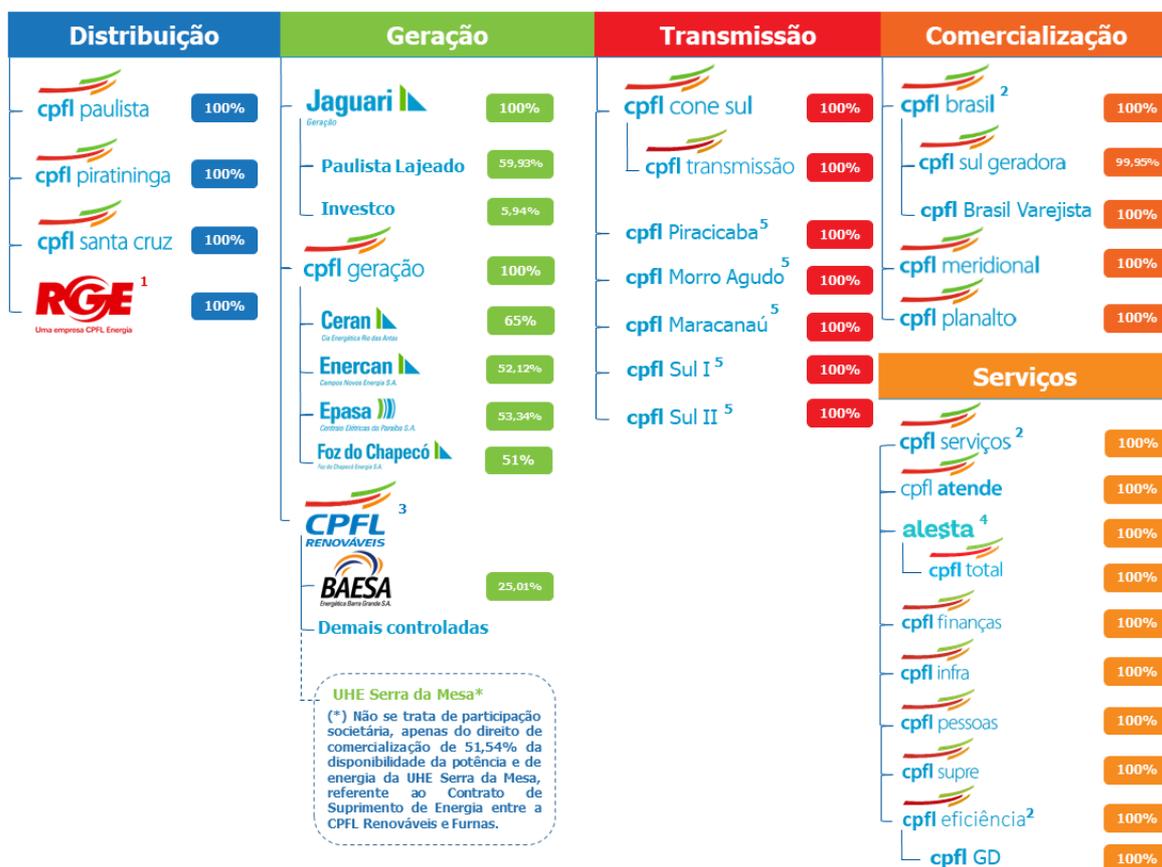
STATE GRID  
CORPORATION OF CHINA

83,71%



Free Float

16,29%



Base: 31/03/2023

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) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (49,1502%) e pela CPFL Geração (50,8498%);
- (4) 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";
- (5) A CPFL Piracicaba, CPFL Morro Agudo, CPFL Maracanaú, CPFL Sul I e CPFL Sul II são consolidadas na CPFL Geração.

### 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 5 comitês de assessoramento

que auxiliam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos, sendo eles: (i) Comitê de Auditoria (não estatutário); (ii) Comitê de Partes Relacionadas; (iii) Comitê de Pessoas; (iv) Comitê de Finanças e Gestão de Risco; e (v) Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG.

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>1</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> 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			
	1T23	1T22	Var.
Mercado Cativo	10.993	11.202	-1,9%
Cliente Livre	7.526	7.322	2,8%
<b>Total</b>	<b>18.519</b>	<b>18.524</b>	<b>-0,03%</b>

#### 2.1.2) Vendas na Área de Concessão

Vendas na Área de Concessão - GWh				
	1T23	1T22	Var.	Part.
Mercado Cativo	10.604	11.013	-3,7%	59,9%
Cliente Livre	7.086	6.899	2,7%	40,1%
<b>Total</b>	<b>17.690</b>	<b>17.911</b>	<b>-1,2%</b>	<b>100,0%</b>

Vendas na Área de Concessão - GWh				
	1T23	1T22	Var.	Part.
Residencial	5.645	5.603	0,7%	31,9%
Industrial	6.142	6.203	-1,0%	34,7%
Comercial	3.036	3.040	-0,1%	17,2%
Outros	2.868	3.066	-6,5%	16,2%
<b>Total</b>	<b>17.690</b>	<b>17.911</b>	<b>-1,2%</b>	<b>100,0%</b>

Notas:

(1) 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](#);

(2) 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 **1T23**, na área de concessão:

- **Classe Residencial (31,9% das vendas totais):** crescimento de 0,7%, associado sobretudo ao resultado positivo de macroeconomia na classe, ampliado pelo crescimento vegetativo das unidades consumidoras e o efeito calendário favorável no período. Em contrapartida, houve impacto referente ao incremento de geração distribuída (GD), além do efeito de temperatura que se mostrou negativo no trimestre;
- **Classe Industrial (34,7% das vendas totais):** redução de 1,0%, refletindo o baixo desempenho econômico no setor, tendo em vista que a produção industrial apresenta um cenário pouco favorável no trimestre, que se pode observar pelo dado divulgado para a média nacional, que fechou em -0,4%, e pela queda no consumo dos setores mais representativos na área de concessão como alimentos, químicos, plástico e borracha. Além disso, temos o impacto referente ao incremento de geração distribuída (GD);
- **Classe Comercial (17,2% das vendas totais):** redução de 0,1%, pressionada pelo incremento de geração distribuída (GD), além do efeito de temperatura desfavorável no trimestre. Esses impactos foram parcialmente compensados pelo efeito positivo da

Resolução Normativa (REN) Aneel nº 1000/2021, que determinou a revisão cadastral das unidades consumidoras, especialmente consumidores rurais e públicos, que recebem benefícios tarifários, recadastrando-os como comerciais em caso de não comprovação do atendimento dos critérios para receber o benefício tarifário;

- **Classe Outros (16,2% das vendas totais):** redução de 6,5%, atribuída sobretudo ao incremento de geração distribuída (GD), que se mostrou mais acentuado nesse trimestre, especialmente no segmento rural e em unidades consumidoras situadas no estado do Rio Grande do Sul. Destacam-se ainda, a migração de permissionárias para a Rede Básica, seguida do impacto da REN Aneel nº 1000/2021, conforme explicado anteriormente. Além disso, o efeito do alto volume de chuvas ocorrido na área rural das concessionárias localizadas no estado de São Paulo impactou negativamente a classe.

Vendas no Mercado Cativo - GWh			
	1T23	1T22	Var.
Residencial	5.645	5.603	0,7%
Industrial	889	975	-8,7%
Comercial	1.869	1.992	-6,2%
Outros	2.201	2.443	-9,9%
<b>Total</b>	<b>10.604</b>	<b>11.013</b>	<b>-3,7%</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			
	1T23	1T22	Var.
Industrial	5.252	5.228	0,5%
Comercial	1.167	1.048	11,4%
Outros	667	623	7,0%
<b>Total</b>	<b>7.086</b>	<b>6.899</b>	<b>2,7%</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 8,44% nos 12 meses findos em mar/23, comparado a 8,79% em mar/22, apresentando uma redução de 0,35 p.p. Desconsiderando o efeito do calendário de faturamento, em ambos os períodos, a redução de perdas seria de 0,52 p.p. (8,67% em mar/22 vs. 8,15% em mar/23), indicando a evolução do indicador, além de apontar para uma perspectiva positiva para o ano.

Perdas Acumuladas em 12 Meses <sup>1</sup>						
	Mar-22	Jun-22	Set-22	Dez-22	Mar-23	ANEEL <sup>2</sup>
<b>CPFL Energia</b>	8,79%	8,76%	8,55%	8,39%	8,44%	<b>8,18%</b>
CPFL Paulista	9,32%	9,05%	8,76%	8,70%	8,49%	<b>8,36%</b>
CPFL Piratininga	7,43%	7,43%	7,47%	7,36%	7,43%	<b>6,47%</b>
RGE	9,11%	9,52%	9,29%	8,86%	9,34%	<b>9,17%</b>
CPFL Santa Cruz	7,55%	7,39%	6,82%	7,08%	7,23%	<b>8,30%</b>

Notas:

- (1) De acordo com os critérios definidos pela Agência Reguladora (Aneel), exceto pela não consideração dos efeitos de geração distribuída (GD). Para a CPFL Piratininga e RGE, clientes de alta tensão (A1) são expurgados da conta;
- (2) Limite Aneel referente a 31/03/2023.

O grupo CPFL Energia busca continuamente a redução das perdas, com alto volume de investimentos em tecnologia, focados sobretudo no combate às perdas não técnicas, em um robusto plano de blindagem de medição e de rede em 2023.

As principais realizações do 1T23 foram:

- (i) Blindagem das fronteiras elétricas e subestações internas;
- (ii) Mapeamento das perdas de energia através de microbalanços;
- (iii) Realização de 105 mil inspeções em unidades consumidoras;
- (iv) Substituição de mais de 3,8 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos eletrônicos;
- (v) Visita em 11,6 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;
- (vi) Disciplina de mercado através da publicação de 107 notícias relacionadas aos operativos de combate à fraude e furtos pela CPFL.

#### 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.

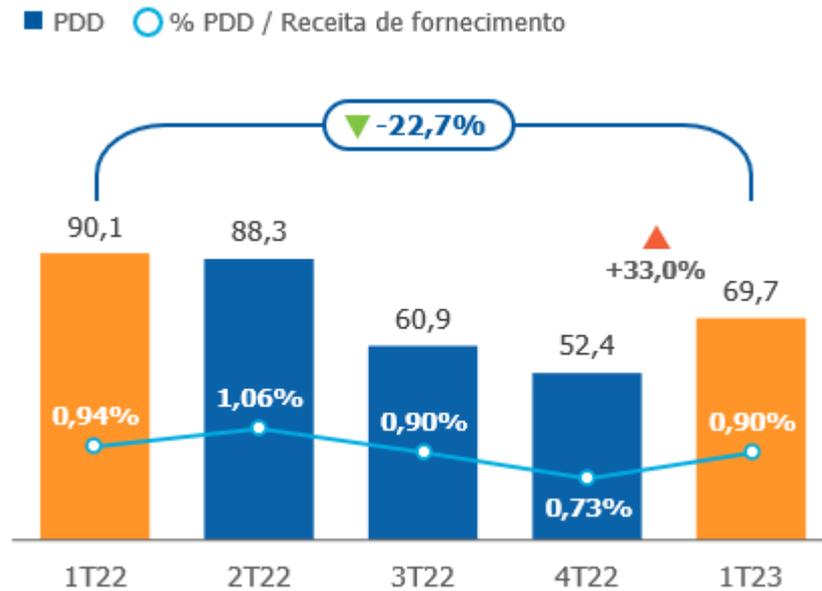
Indicadores DEC								
Distribuidora	DEC (horas)							ANEEL <sup>1</sup>
	2019	2020	2021	2022	1T22	1T23	Var. %	
CPFL Energia	8,83	7,66	7,52	6,76	7,38	6,40	-13,3%	n.d
CPFL Paulista	6,72	6,81	6,21	5,25	5,90	5,14	-12,9%	6,41
CPFL Piratininga	6,49	5,83	5,95	4,95	5,58	4,80	-14,0%	6,04
RGE	14,01	10,83	10,84	10,55	11,06	9,67	-12,6%	10,54
CPFL Santa Cruz	5,56	4,89	5,66	4,74	5,79	4,53	-21,8%	7,99

Indicadores FEC								
Distribuidora	FEC (interrupções)							ANEEL <sup>1</sup>
	2019	2020	2021	2022	1T22	1T23	Var. %	
CPFL Energia	4,93	4,54	4,40	3,88	4,28	3,74	-12,6%	n.d
CPFL Paulista	4,38	4,27	4,24	3,56	4,09	3,46	-15,4%	5,09
CPFL Piratininga	4,34	4,32	4,13	3,65	3,99	3,54	-11,3%	4,99
RGE	6,25	5,27	4,83	4,63	4,80	4,43	-7,7%	7,21
CPFL Santa Cruz	4,25	3,68	4,21	3,22	4,01	3,06	-23,7%	6,56

Nota: (1) Limite Aneel referente a 2023.

No consolidado das distribuidoras, o valor anualizado do DEC e do FEC no 1T23 foi menor do que no 1T22 (-13,3% e -12,6%, respectivamente), resultados que podem ser atribuídos à contínua busca por melhoria por parte da CPFL na sua operação, tanto através de novos investimentos como de uma forte operação de manutenção em sua rede.

### 2.1.5) Inadimplência



No 1T23, a PDD apresentou uma redução de 22,7% (R\$ 20 milhões) em relação ao 1T22 e um aumento de 33,0% (R\$ 17 milhões) em relação ao 4T22.

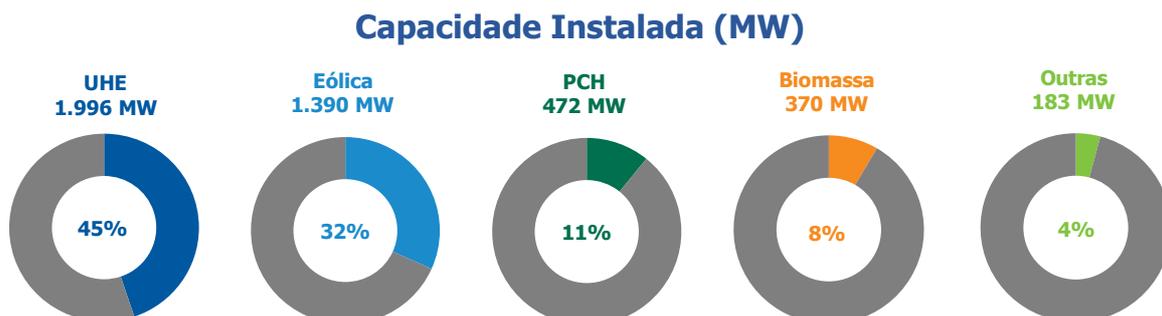
O índice de PDD/Receita bruta de fornecimento alcançou 0,90% no 1T23, uma leve melhora em relação ao 0,94% no 1T22, porém situando-se acima do patamar da **média histórica** de **0,7%** a **0,8%**. Como componentes que impulsionaram esse resultado, destacam-se: (i) aumento da massa de renda real; (ii) retirada da bandeira "escassez hídrica"; e (iii) redução da alíquota de ICMS, fatores que contribuíram para a melhora do cenário de inadimplência no período recente.

Ademais, a CPFL vem mantendo um alto volume de ações de cobrança, tendo como principal destaque, a manutenção da volumetria das ações de cobrança com a realização de 1.851 ações de negativas, 389 mil protestos e 628 mil cortes no 1T23.

## 2.2) Geração

### 2.2.1) Capacidade Instalada

Em 31 de março de 2023, a capacidade instalada da Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, é de 4.411 MW.



Nota: Em "Outras" é considerado 1MW de Geração Solar e 182 MW de UTEs.

## 2.2.2) Projetos em operação e em construção

Em MW	Portfólio						Total
	UTE	UHE	PCH/CGH	Biomassa	Eólica	Solar	
Em operação	182	1.996	472	370	1.390	1	4.411
Em construção	-	-	28	-	-	-	28
Em desenvolvimento	-	-	96	-	1.764	2.539	4.399
<b>Total</b>	<b>182</b>	<b>1.996</b>	<b>596</b>	<b>370</b>	<b>3.154</b>	<b>2.540</b>	<b>8.838</b>

Em 31 de março de 2023, o portfólio de projetos do segmento de Geração (considerando a participação da CPFL Energia em cada empreendimento) totalizava 8.838 MW de capacidade instalada. As usinas em operação totalizam 4.411 MW, compreendendo 8 UHEs (1.996 MW), 49 parques eólicos (1.390 MW), 46 PCHs e CGHs (472 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 (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 2023, o avanço físico realizado do projeto era de 29,89%. 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\$ 248,07/MWh – mar/23).

## 2.3) Transmissão

### 2.3.1) 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 2022-2023 (R\$ milhões)	RAP Prevista
055/2001	31/12/2002	31/12/2042	100%	Operacional	-	IPCA	918	-
080/2002	18/12/2002	18/12/2032	100%	Operacional	-	IGP-M	22	-
004/2021	31/03/2021	31/03/2051	100%	Em construção	2024	IPCA	-	11
TESB	27/07/2011	27/07/2041	94%	Em construção	2023	IPCA	28	14
ETAU	18/12/2002	18/12/2032	10%	Operacional	-	IGP-M	57	-
TPAE	19/11/2009	19/11/2039	10%	Operacional	-	IPCA	11	-

### ENS – Energia Não Suprida (MWh)

O indicador de Energia Não Suprida (ENS) consiste na análise do quantitativo da energia interrompida por indisponibilidade de ativos de Transmissão e, portanto, constata o impacto efetivo da indisponibilidade para a sociedade. No 1T23, o ENS totalizou 302,51 MWh vs. 422,30 MWh no 1T22, uma redução de 28%, justificada principalmente pelos eventos que ocorreram no 1T23 terem sido de menores proporções que os ocorridos no 1T22.

### 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 1T23, a PVd totalizou 0,855% vs. 0,913% no 1T22, uma redução de 6,4%. A variação no desempenho do indicador é justificada pelo fato dos eventos de indisponibilidade de ativos terem sido de menor impacto no 1T23 em relação ao 1T22.

### 2.3.2) Portfólio Demais Transmissoras

Projeto	Localização	Portfólio em Operação			
		RAP (R\$ milhões)	Capex (R\$ milhões)	Entrada em operação	Nº subestações
Piracicaba	SP	14,1	100	Jul/15	1
Morro Agudo	SP	17,5	100	Jul/17	1
Maracanaú	CE	10,3	102,2	Mai/22	1
Sul I	SC	33,5	366	Fev/23	1
Sul II	RS	43,1	349	Mar/23	3

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

#### 3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Milhões)			
	1T23	1T22	Var.
Receita Operacional Bruta	13.410	13.425	-0,1%
Receita Operacional Líquida	9.839	9.287	5,9%
Receita com construção de infraestrutura	925	1.042	-11,2%
<b>Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)</b>	<b>8.914</b>	<b>8.245</b>	<b>8,1%</b>
Custo com Energia Elétrica	(4.376)	(4.677)	-6,4%
<b>Margem de Contribuição</b>	<b>4.538</b>	<b>3.569</b>	<b>27,2%</b>
PMSO	(1.054)	(969)	8,8%
Demais Custos e Despesas Operacionais	(1.498)	(1.585)	-5,5%
Equivalência Patrimonial	80	115	-30,8%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>3.530</b>	<b>2.643</b>	<b>33,6%</b>
Resultado Financeiro	(551)	(432)	27,6%
Lucro Antes da Tributação	2.440	1.741	40,2%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.651</b>	<b>1.162</b>	<b>42,1%</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](#).

CPFL Energia - Principais indicadores financeiros por segmento de negócio (R\$ milhões)					
	Distribuição	Geração	Transmissão	Outros	Consolidado
<b>1T23</b>					
EBITDA <sup>1</sup>	2.327	937	229	38	<b>3.530</b>
Resultado Financeiro	(345)	(140)	(43)	(23)	<b>(551)</b>
Lucro Líquido	1.118	453	123	(43)	<b>1.651</b>
<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>Variação (%)</b>					
EBITDA <sup>1</sup>	26,6%	39,2%	65,7%	-	<b>33,6%</b>
Resultado Financeiro	20,1%	1,8%	-	-80,6%	<b>27,6%</b>
Lucro Líquido	33,2%	54,0%	-16,9%	-64,1%	<b>42,1%</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	1T23	1T22
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	361	305
Despesas legais e judiciais	(59)	(40)
Baixa de ativos	(29)	(21)
Outros itens extraordinários:		
CPFL Paulista - efeitos da Revisão tarifária (laudo de avaliação da BRR)	136	-

Efeitos no EBITDA (Consolidação CPFL Transmissão) - R\$ milhões	1T23	1T22
CPFL Transmissão - EBITDA IFRS (-) EBITDA Regulatório	48	35

Efeitos no EBITDA (Consolidação Enercan) - R\$ milhões	1T23	1T22
Enercan - Equivalência e Consolidação	203	52

Efeitos no resultado financeiro - R\$ milhões	1T23	1T22
Acréscimos e multas moratórias	83	122
Marcação a mercado (MTM)	88	(11)

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](#).



**Nas explicações abaixo, a partir de novembro de 2022, a SPE Enercan (UHE Campos Novos) passou a ser 100% consolidada, linha a linha. Até outubro, ela era contabilizada por equivalência patrimonial. Esses efeitos não foram expurgados e contribuem para o crescimento dos indicadores apresentados abaixo. Mais detalhes sobre esse impacto podem ser vistos no Capítulo 6.3 – Segmento de Geração.**

## Receita Operacional

No 1T23, a receita operacional bruta atingiu R\$ 13.410 milhões, representando uma redução de 0,1% (R\$ 14 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 9.839 milhões no 1T23, registrando um aumento de 5,9% (R\$ 552 milhões).

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

Receita Operacional Líquida (R\$ Milhões)			
	1T23	1T22	Var.
Distribuição	8.215	7.847	4,7%
Geração	1.127	815	38,3%
Transmissão	399	395	1,1%
Comercialização	520	533	-2,5%
Serviços	224	233	-4,0%
Eliminações e Outros	(647)	(536)	20,7%
<b>Total</b>	<b>9.839</b>	<b>9.287</b>	<b>5,9%</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 (R\$ Milhões)			
	1T23	1T22	Var.
<b>Energia Comprada para Revenda</b>			
Itaipu	462	651	-29,0%
PROINFA	101	170	-40,5%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.879	2.865	0,5%
Crédito de PIS e COFINS	(304)	(320)	-4,9%
<b>Total</b>	<b>3.137</b>	<b>3.366</b>	<b>-6,8%</b>
<b>Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição</b>			
Encargos da Rede Básica	923	687	34,4%
Encargos de Transporte de Itaipu	73	63	16,1%
Encargos de Conexão	28	23	20,9%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	21	18	17,1%
ESS / EER	328	662	-50,4%
Crédito de PIS e COFINS	(134)	(141)	-5,2%
<b>Total</b>	<b>1.239</b>	<b>1.311</b>	<b>-5,5%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>4.376</b>	<b>4.677</b>	<b>-6,4%</b>

### Energia comprada para revenda

No 1T23, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 3.137 milhões, uma redução de 6,8% (R\$ 228 milhões), devido principalmente a:

- (i) Redução de 29,0% na energia de **Itaipu** (R\$ 189 milhões), principalmente em função da variação cambial (-27,2%);
- (ii) Redução de 40,5% no **PROINFA** (R\$ 69 milhões), em função da redução dos valores das quotas de custeio homologadas para o ano de 2023 e o aumento do nível de migrações dos clientes cativos para o ambiente livre;

Parcialmente compensadas por:

- (iii) Aumento de 0,5% na energia adquirida em **leilões, contratos bilaterais e mercado de curto prazo** (R\$ 14 milhões);
- (iv) Redução de 4,9% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 16 milhões).

Quantidade física (GWh)	1T23	1T22	Var.
Itaipu	2.434	2.496	-2,5%
PROINFA	223	218	2,7%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	15.154	15.390	-1,5%
<b>Total</b>	<b>17.811</b>	<b>18.104</b>	<b>-1,6%</b>

Preço médio (R\$/MWh)	1T23	1T22	Var.
Itaipu	189,81	260,76	-27,2%
PROINFA	451,94	780,38	-42,1%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	189,96	186,16	2,0%
<b>Total</b>	<b>193,22</b>	<b>203,58</b>	<b>-5,1%</b>

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

No 1T23 os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 1.239 milhões, uma redução de 5,5% (R\$ 72 milhões), devido a:

- (i) Redução de 50,4% nos **encargos setoriais (ESS/EER)** (R\$ 334 milhões), devido principalmente ao ESS – Encargo de Serviços do Sistema. A variação desse encargo se deu em função da melhoria do cenário energético percebida no 1T23, fazendo com que os custos sistêmicos fossem minimizados, em comparação com o 1T22, devido a melhora nas condições hidrológicas. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo aumento do EER – Encargo de Energia de Reserva, associado à entrada em operação de parte das usinas contratadas nos termos do 1º Procedimento Competitivo Simplificado - PCS/MME/ANEEL, ao longo de 2022, cujos efeitos, diante da comparação trimestral, aparecem apenas no 1T23;

Parcialmente compensado por:

- (ii) Aumento de 32,2% nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição) (R\$ 254 milhões), devido principalmente ao reajuste na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), a partir de julho de 2022, de acordo com a Resolução ANEEL nº 3.066/22;
- (iii) Redução de 5,2% no **crédito de PIS/COFINS** (R\$ 7 milhões).

### **PMSO**

<b>PMSO (R\$ milhões)</b>			
	<b>1T23</b>	<b>1T22</b>	<b>Var.</b>
Pessoal	492	504	-2,4%
Material	125	107	16,7%
Serviços de Terceiros	215	145	48,5%
Outros Custos/Despesas Operacionais	223	213	4,3%
<i>PDD</i>	<i>69</i>	<i>90</i>	<i>-23,8%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>59</i>	<i>40</i>	<i>48,0%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>29</i>	<i>21</i>	<i>40,0%</i>
<i>Outros</i>	<i>65</i>	<i>62</i>	<i>5,0%</i>
<b>Total PMSO</b>	<b>1.054</b>	<b>969</b>	<b>8,8%</b>

O PMSO no 1T23 atingiu R\$ 1.054 milhões, um aumento de 8,8% (R\$ 85 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 7,8% (R\$ 54 milhões) nas despesas PMSO ligadas à inflação, tais como auditoria e consultoria (R\$ 13 milhões), manutenção e conservação de edificações (R\$ 7 milhões), transporte (R\$ 5 milhões), manutenção de frota (R\$ 3 milhões), uniformes e equipamentos (R\$ 3 milhões), viagens (R\$ 3 milhões), entre outros, parcialmente compensados pela redução de 2,4% (R\$ 12 milhões) na linha de Pessoal, efeito da redução de *headcount* na execução do *turnaround* da CPFL Transmissão;
- (ii) Aumento de 48,0% (R\$ 19 milhões) nas despesas legais e judiciais;
- (iii) Aumento de 19,3% (R\$ 9 milhões) nas despesas com hardware e software;
- (iv) Aumento de 22,0% (R\$ 8 milhões) no opex relacionado ao Capex;
- (v) Aumento de 39,7% (R\$ 7 milhões) nas despesas com poda de árvore;

- (vi) Aumento de 40,0% (R\$ 8 milhões) na baixa de ativos;
- (vii) Aumento de 7,2% (R\$ 1 milhão) nas despesas com ações de cobrança;  
Parcialmente compensados por:
- (viii) Redução de 23,8% (R\$ 21 milhões) na provisão para devedores duvidosos (PDD).

### Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais			
	1T23	1T22	Var.
Custos com construção de infraestrutura	914	1.040	-12,1%
Entidade de Previdência Privada	44	74	-40,3%
Depreciação e Amortização	540	471	14,6%
<b>Total</b>	<b>1.498</b>	<b>1.585</b>	<b>-5,5%</b>

### EBITDA

No 1T23, o **EBITDA** atingiu R\$ 3.530 milhões, registrando um aumento de 33,6% (R\$ 887 milhões), com todos os segmentos apresentando resultados superiores aos verificados no 1T22, principalmente os segmentos de Distribuição e Geração.

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

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)			
	1T23	1T22	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.651</b>	<b>1.162</b>	<b>42,1%</b>
Depreciação e Amortização	540	471	14,6%
Resultado Financeiro	551	432	27,6%
Imposto de Renda / Contribuição Social	789	579	36,4%
<b>EBITDA</b>	<b>3.530</b>	<b>2.643</b>	<b>33,6%</b>

### Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	1T23	1T22	Var.
Receitas	529	564	-6,1%
Despesas	(1.081)	(995)	8,5%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(551)</b>	<b>(432)</b>	<b>27,6%</b>

## Análise Gerencial

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	1T23	1T22	Var.
Despesas com a dívida líquida	(836)	(693)	20,7%
Acréscimos e multas moratórias	83	122	-31,4%
Marcação a mercado	88	(11)	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	81	118	-31,0%
Outras receitas e despesas	32	33	-0,7%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(551)</b>	<b>(432)</b>	<b>27,6%</b>

No 1T23, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 551 milhões, um aumento de 27,6% (R\$ 119 milhões), se comparada ao 1T22. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Aumento de 20,7% (R\$ 143 milhões) nas **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), reflexo do aumento do CDI no período, passando de 2,39% no 1T22 para 3,20% no 1T23, e do maior saldo de dívida;
- (ii) Redução de 31,4% (R\$ 38 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**, reflexo da redução do IPCA (de 3,20% no 1T22 para 2,09% no 1T23) incidente sobre as contas em atraso no 1T23, se comparado ao 1T22;
- (iii) Redução de 31,0% (R\$ 36 milhões) na **atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, devido à variação do saldo (passivo financeiro setorial de R\$ 1.102 milhões em 31/03/2023, em comparação com um ativo de R\$ 1.844 milhões em 31/03/2022);
- (iv) Variação negativa de R\$ 21 milhões nas **demais receitas/despesas financeiras**;  
Parcialmente compensados por:
  - (v) Variação positiva de R\$ 99 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa), decorrente principalmente do aumento no spread de risco praticado pelo mercado no 1T23;
  - (vi) Variação positiva de R\$ 12 milhões na **atualização de créditos fiscais**;
  - (vii) Redução de R\$ 5 milhões na **atualização de contingências**;
  - (viii) Aumento de R\$ 4 milhões no **deságio na aquisição de créditos de ICMS**.

## Imposto de Renda e Contribuição Social

No 1T23, Imposto de Renda e Contribuição Social registraram um aumento de 36,4% (R\$ 210 milhões), explicado principalmente pela variação do lucro antes da tributação. A alíquota efetiva foi de 32,3% no 1T23, ante 33,2% no 1T22.

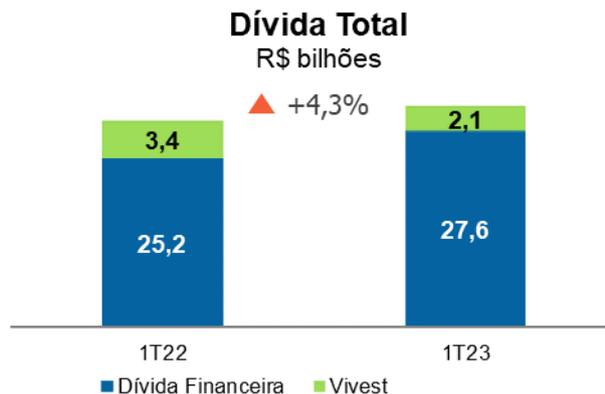
## Lucro Líquido

O **lucro líquido** foi de R\$ 1.651 milhões no 1T23, um aumento de 42,1% (R\$ 489 milhões), favorecido principalmente pelos bons resultados obtidos nos segmentos de Distribuição e Geração.

### 3.2) Endividamento

#### 3.2.1) Dívida no Critério IFRS

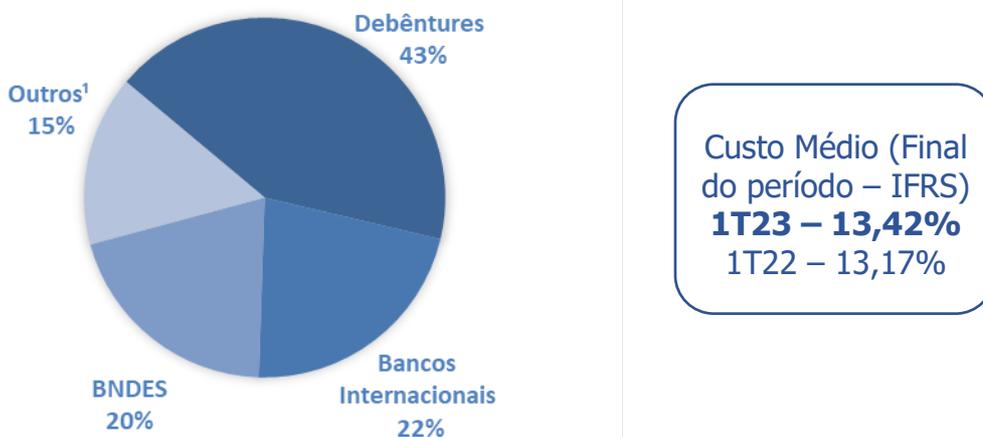
Em 31 de março de 2023, a dívida total da CPFL Energia era de R\$ 29,7 bilhões, com um aumento de 4,3% em relação ao ano anterior. A dívida financeira do grupo, que considera empréstimos e financiamentos, debêntures e mútuos, era de R\$ 27,6 bilhões na mesma data.



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.

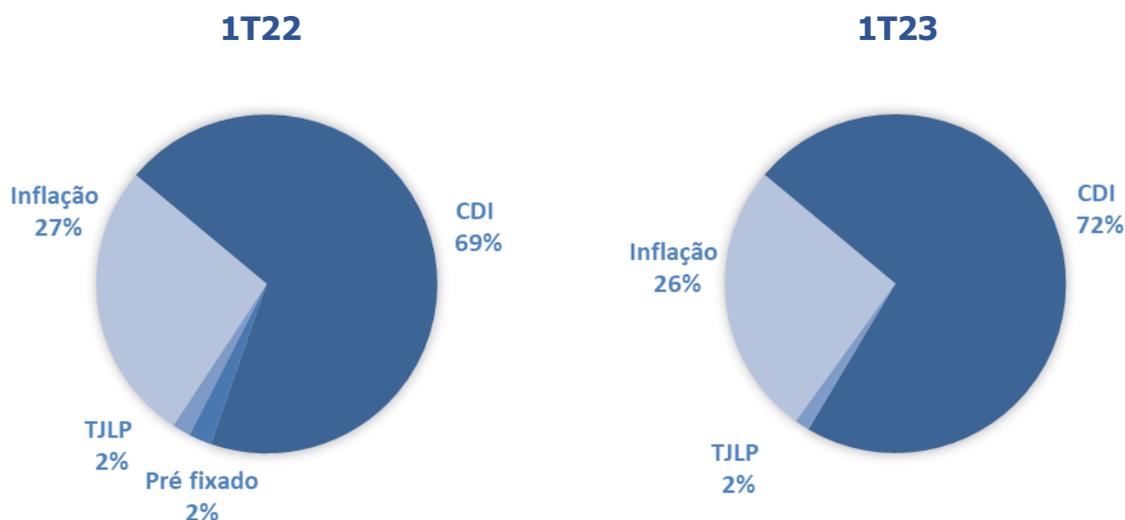
#### Perfil da Dívida – IFRS



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\$ 6,1 bilhões, possui operações de *hedge*. Para os casos em moeda estrangeira, por exemplo, que representam cerca de 21,8% 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 1T22 vs. 1T23

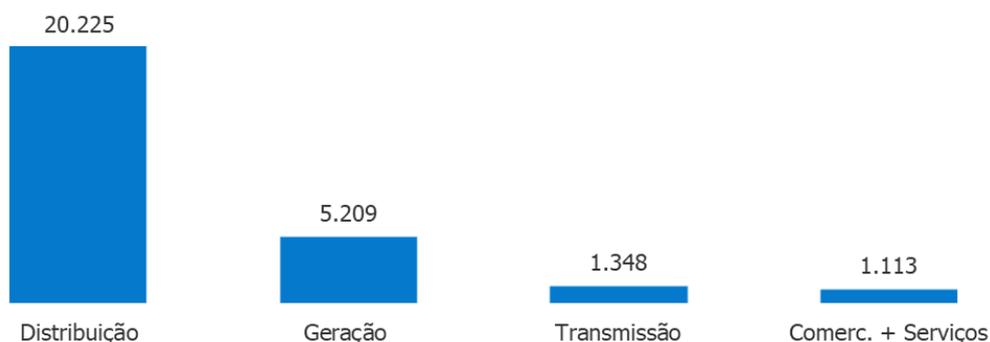


Nota: (1) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (21,8% do total no 1T23), são contratadas operações de *swap*, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

### Dívida Líquida em IFRS

IFRS   R\$ Milhões	1T23	1T22	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> )	(27.617)	(25.160)	9,8%
(+) Disponibilidades	5.071	4.077	24,4%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(22.545)</b>	<b>(21.083)</b>	<b>6,9%</b>

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



Notas:

- (1) O segmento de Geração considera CPFL Renováveis, CPFL Geração, Ceran e Enercan; 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.

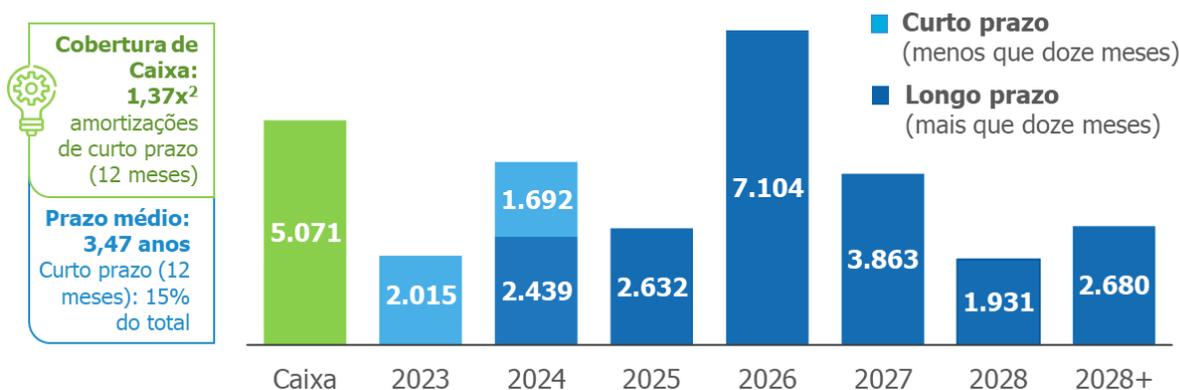
### Cronograma de Amortização da Dívida em IFRS (Março de 2023)

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 1T23 possuía índice de cobertura de **1,37x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar a totalidade dos compromissos de amortização até março de 2024. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **3,47 anos**.

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

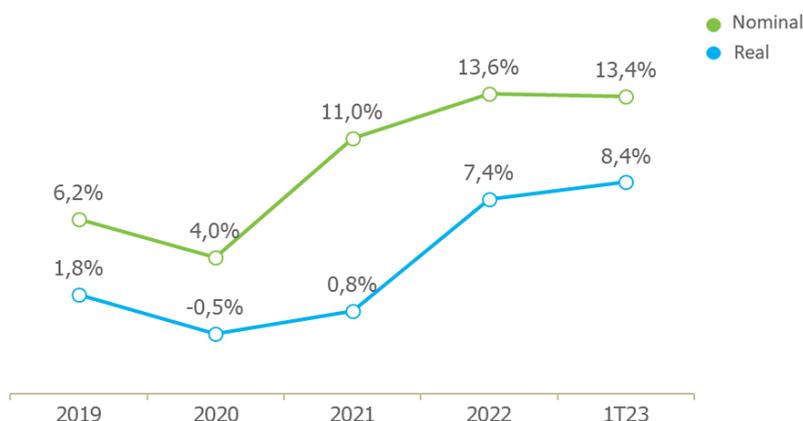
### Cronograma de amortização da dívida (IFRS)



**Notas:**

- (1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos. Para se chegar ao total da dívida financeira de R\$ 27.617 milhões, faz-se a inclusão dos encargos, do efeito de Marcação a Mercado (MTM), do custo de captação e mútuo;
- (2) Considera os mútuos da CPFL Renováveis e CPFL Brasil com a SGBP;
- (3) Caixa está considerando o saldo de TVM de R\$ 864 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

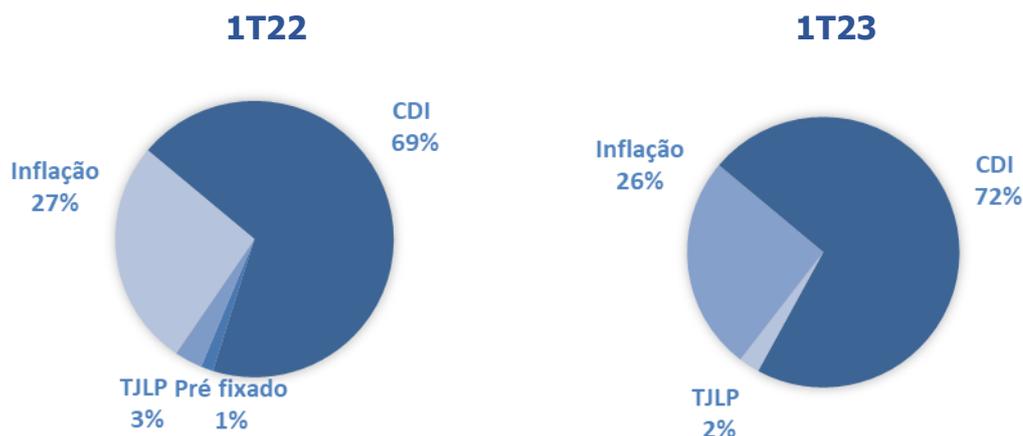
A tabela a seguir demonstra os *ratings* corporativos da CPFL Energia.

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

### 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> – 1T22 vs. 1T23



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 (21,38% 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 1T23, a Dívida Líquida *Pro forma* atingiu **R\$ 22.790 milhões**, um aumento de **7,6%** em relação à posição de dívida líquida no final do 1T22, no montante de **R\$ 21.180 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	1T23	1T22	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> ) <sup>1</sup>	(28.176)	(25.432)	10,8%
(+) Disponibilidades <sup>3</sup>	5.386	4.251	26,7%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(22.790)</b>	<b>(21.180)</b>	<b>7,6%</b>
EBITDA <i>Pro forma</i> <sup>2</sup>	13.397	10.423	28,5%
<b>Dívida Líquida / EBITDA</b>	<b>1,70</b>	<b>2,03</b>	<b>-16,3%</b>

Notas:

- (1) Considera a consolidação proporcional dos ativos de Geração e da CPFL Transmissão, além do mútuo com a SGBP;
- (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;
- (3) Inclui Títulos e Valores Mobiliários (TVM).

Considerando-se que a Dívida Líquida *Pro forma* totalizou R\$ **22.790 milhões** e o EBITDA *Pro forma* dos últimos 12 meses atingiu R\$ **13.397 milhões**, a relação Dívida Líquida/EBITDA *Pro forma* ao final do 1T23 alcançou **1,70x**.

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



Notas:

- (1) Ajustado pela consolidação proporcional dos ativos de Geração, bem como considerando o contrato de mútuo com a SGBP;
- (2) EBITDA dos últimos 12 meses, de acordo com critério dos *covenants* financeiros.

### 3.3) Investimentos

#### 3.3.1) Investimentos Realizados

Investimentos (R\$ Milhões)			
Segmento	1T23	1T22	Var.
Distribuição	878	975	-9,9%
Geração	84	62	36,2%
Comercialização	1	1	-31,2%
Serviços e Outros <sup>1</sup>	6	4	65,1%
Transmissão <sup>2</sup>	113	170	-33,7%
<b>Total</b>	<b>1.082</b>	<b>1.212</b>	<b>-10,7%</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 1T23, os investimentos foram de R\$ 1.082 milhões, uma redução de 10,7% comparado aos R\$ 1.212 milhões registrados no 1T22, isso devido a uma desaceleração após o esforço para a Revisão Tarifária.

#### 3.3.2) Investimentos Previstos

Em 27 de dezembro de 2022, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para as Projeções Plurianuais 2023-2027 da Companhia, a qual foi previamente debatida com o Comitê de Finanças Corporativas e Gestão de Riscos.



Notas:

- (1) Moeda constante;  
 (2) Não leva em consideração as Obrigações Especiais (dentre 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.

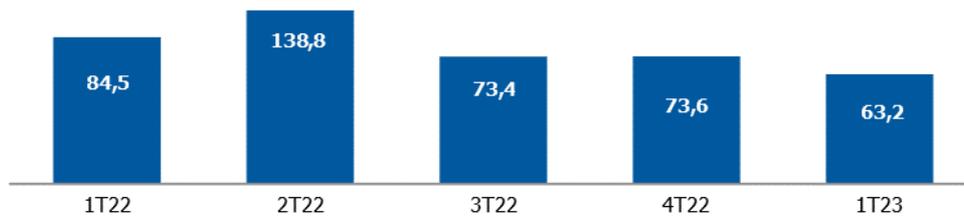
Data	B3		
	CPFE3	IEE	IBOV
31/03/2023	R\$ 31,65	74.827	101.882
30/12/2022	R\$ 33,20	78.679	109.735
31/03/2022	R\$ 32,27	85.040	119.999
<b>Var. Tri</b>	<b>-4,7%</b>	<b>-4,9%</b>	<b>-7,2%</b>
<b>Var. 12M</b>	<b>-1,9%</b>	<b>-12,0%</b>	<b>-15,1%</b>

### 4.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação da CPFL Energia no 1T23 foi de R\$ 63,2 milhões, o que representa uma redução de 14,1% em comparação com o 4T22. Em relação ao mesmo período de 2022, houve uma redução de 25,1%.

#### Volume Médio Diário na B3

R\$ Milhões



## 5) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG

### 5.1) Plano ESG 2030

O Plano ESG 2030, lançado em novembro de 2022, atualizou nosso antigo plano de sustentabilidade e traz novas diretrizes e estratégias para que possamos fornecer energia sustentável, acessível e confiável em todos os momentos, tornando a vida das pessoas mais segura, saudável e próspera nas regiões onde operamos. Nosso objetivo corporativo é impulsionar a transição para um modelo mais sustentável de produzir e consumir energia, potencializando os impactos positivos do nosso modelo de negócio na comunidade e cadeia de valor.

Para isso, identificamos quatro pilares que sustentam a maneira como conduzimos nossos negócios e executamos nossa estratégia: Soluções renováveis e inteligentes, Operações sustentáveis, Valor compartilhado com a sociedade e Atuação segura e confiável. Dentro dos pilares, assumimos 23 compromissos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas. Os compromissos estão disponíveis no [site de RI](#) da CPFL Energia.

### 5.2) Principais Indicadores ESG alinhados ao Plano

Abaixo listamos alguns indicadores alinhados ao Plano ESG 2030.

#### 1T23

 <b>Soluções Renováveis e Inteligentes</b>						
Tema	Indicador	Unidade	1T23	1T22	Var.	
Energia renovável	Total de energia gerada por fontes renováveis	GWh	2.496	1.895	31,7%	
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	1.061	685	55,0%	
	↳ PCHs e CGHs	GWh	510	420	21,4%	
	↳ Solar	GWh	0,3	0,1	169,2%	
	↳ Eólica	GWh	849	728	16,6%	
	↳ Biomassa	GWh	75	61	22,9%	
Smart Grid	Número de religadores automáticos instalados até o período	unidade	16.728	14.934	12,0%	
	% de carga de energia telemedida	%	56%	55%	1,5%	
Inovação	Investimento em inovação (P&D Aneel) no período	R\$ Milhões	7,5	10,9	-31,5%	
Descarbonização	Número de projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável até o período	unidade	67	16	318,8%	
	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ Milhões	1,2	2,9	-57,6%	
 <b>Operações Sustentáveis</b>						
Tema	Indicador	Unidade	1T23	1T22	Var.	
Economia circular	Nº de transformadores reformados no período	unidade	3.092	2.363	30,9%	
	Volume de alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa no período	toneladas	2.349	1.714	37,0%	
Ecoeficiência	Consumo de água (prédios administrativos) no período	mil m <sup>3</sup>	16	42	-62,6%	
	Consumo de energia (prédios administrativos) no período	MWh	8.651	9.709	-10,9%	



### Valor Compartilhado com a Sociedade

Tema	Indicador	Unidade	1T23	1T22	Var.
Digitalização	% de atendimentos digitais	%	91,0%	90,0%	1,1%
	% de pagamento de faturas por meio digital	%	71%	67%	5,5%
	Número de contas digitais no período	milhões de unidades	4,4	4,1	8,0%
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos (CPFL e RGE nos Hospitais)	R\$ Milhões	16,5	6,3	160,8%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades (Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente)	R\$ Milhões	93,6	21,4	337,4%
	Número de pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL no período	mil pessoas	304,9	159,6	91,0%
	Número de unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética (PEE Aneel) no período	mil unidades consumidoras	2,4	2	20,0%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Número de horas de treinamento <sup>1</sup>	mil horas	94,6	149,8	-36,9%
Diversidade	% de negros na companhia	%	27%	28%	-3,6%
	% de mulheres em cargos de liderança	%	21%	21%	0,0%
Compras sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	89%	91%	-2,2%

Nota: 1) Considera o programa de requalificação profissional



### Atuação Segura e Confiável

Tema	Indicador	Unidade	1T23	1T22	Var.
Saúde e Segurança	Taxa de frequência de acidentes (próprios)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	0,5	1,0	-47,0%
	Taxa de frequência de acidentes (contratadas)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	4,0	5,1	-21,7%
	Número de acidentes fatais com a população no período	nº de acidentes	7,0	6,0	16,7%
Ética	% de colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	91%	50%	82,0%
Transparência	Número de Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	nº	2	2	-
	Número de mulheres no Conselho de Administração	nº	1	0	-

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

## 6) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS

### 6.1) Segmento de Distribuição

#### 6.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

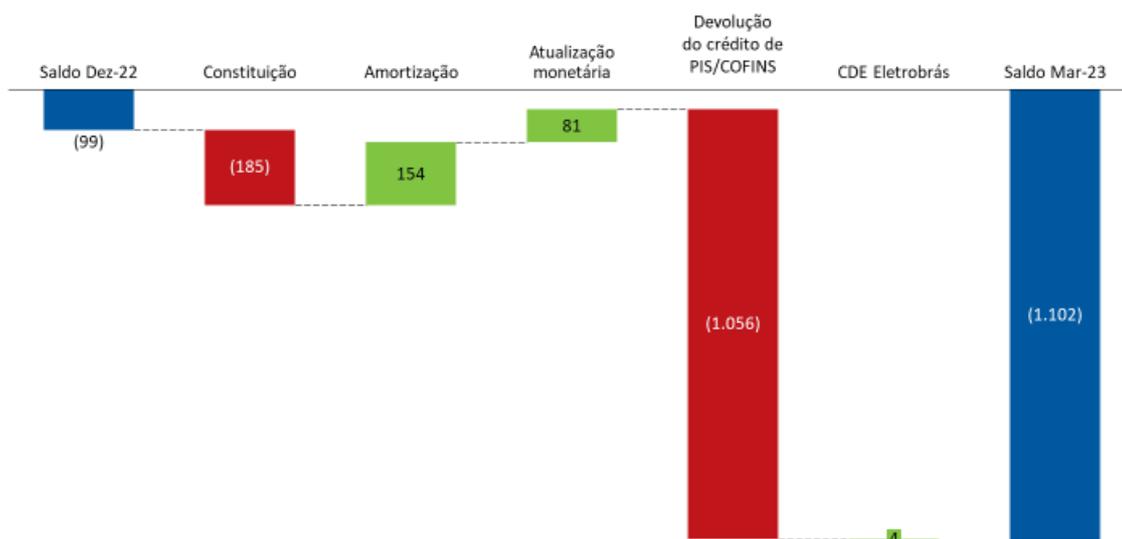
DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Milhões)			
	1T23	1T22	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>11.533</b>	<b>11.783</b>	<b>-2,1%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>8.215</b>	<b>7.847</b>	<b>4,7%</b>
Custo com Energia Elétrica	(4.214)	(4.309)	-2,2%
Custos e Despesas Operacionais	(1.961)	(1.948)	0,6%
Resultado do Serviço	2.041	1.590	28,4%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>2.327</b>	<b>1.838</b>	<b>26,6%</b>
Resultado Financeiro	(345)	(288)	20,1%
Lucro Antes da Tributação	1.695	1.302	30,2%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.118</b>	<b>839</b>	<b>33,2%</b>

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) 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 2023, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era negativo (passivo) em R\$ 1.102 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2022, houve uma variação de R\$ 1.002 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo se deu pela constituição de um passivo de R\$ 185 milhões, principalmente nas linhas:

- (i) Custos com energia elétrica (R\$ 353 milhões);
- (ii) Repasse de Itaipu (R\$ 186 milhões);
- (iii) Demais itens (R\$ 64 milhões);

Parcialmente compensado por passivos constituídos nas linhas de:

- (iv) Rede Básica (R\$ 188 milhões);
- (v) Encargo do Serviço do Sistema ("ESS") e Encargo de Energia de Reserva ("EER") (R\$ 126 milhões);
- (vi) Sobrecontratação (R\$ 104 milhões).

A amortização foi de R\$ 154 milhões e a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 81 milhões.

Houve ainda, nesse período, a homologação da devolução para os consumidores do crédito de PIS/COFINS, no valor de R\$ 1.056 milhões. Além disso, houve o repasse de recursos da CDE da Eletrobrás no montante de R\$ 4 milhões.

## Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)			
	1T23	1T22	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>			
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	9.546	11.255	-15,2%
Energia Elétrica de Curto Prazo	76	91	-16,4%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	834	913	-8,7%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	(31)	(1.348)	-97,7%
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	489	471	3,9%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	497	305	63,0%
Outras Receitas e Rendas	159	142	12,1%
Multas DIC e FIC	(37)	(46)	-18,3%
<b>Total</b>	<b>11.533</b>	<b>11.783</b>	<b>-2,1%</b>
<b>Deduções da Receita Operacional Bruta</b>			
ICMS	(960)	(2.130)	-54,9%
PIS e COFINS	(842)	(732)	15,1%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.347)	(1.436)	-6,2%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(69)	(67)	3,7%
PROINFA	(87)	(55)	56,9%
Bandeiras Tarifárias	-	494	-
Outros	(12)	(11)	9,3%
<b>Total</b>	<b>(3.317)</b>	<b>(3.936)</b>	<b>-15,7%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>8.215</b>	<b>7.847</b>	<b>4,7%</b>

No 1T23, a receita operacional bruta atingiu R\$ 11.533 milhões, uma redução de 2,1% (R\$ 250 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 15,2% (R\$ 1.709 milhões) na **Receita com Venda de Energia** (cativo + clientes livres), em decorrência:
  - a. da adoção da bandeira “escassez hídrica” nos 3 meses do 1T22, comparada com bandeira verde nos 3 meses do 1T23;
  - b. da redução da alíquota de ICMS sobre energia elétrica;Parcialmente compensadas pelos:
  - c. reajustes tarifários médios positivos das distribuidoras, na percepção do consumidor, no período entre 1T22 e 1T23 (aumentos médios de 10,98% na RGE, em junho de 2022, de 6,51% na CPFL Santa Cruz e de 12,53% na CPFL Paulista, reajustadas na revisão tarifária extraordinária de julho de 2022; e de 14,72% na CPFL Piratininga, em outubro de 2022);
- (ii) Redução de 8,7% (R\$ 79 milhões) na **Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão**, que tem contrapartida nos custos operacionais;
- (iii) Redução de 16,4% (R\$ 15 milhões) em **Energia Elétrica de Curto Prazo**, decorrente do PLD menor;  
Parcialmente compensadas pelo:
  - (iv) Redução de 97,7% (R\$ 1.318 milhões) na contabilização do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**, decorrente da constituição líquida de um passivo de R\$ 31 milhões no 1T23, ante um passivo de R\$ 1.348 milhões no 1T22;
  - (v) Aumento de 63,0% (R\$ 192 milhões) na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, em função do efeito extraordinário de R\$ 136 milhões devido ao laudo BRR final da CPFL Paulista, que resultou em um incremento adicional na base de ativos, parcialmente compensando pelo menor IPCA (2,00% no 1T23 ante 2,30% no 1T22);
  - (vi) Aumento de 26,6% (R\$ 26 milhões) em **outras receitas e rendas**;
  - (vii) Aumento de 3,9% (R\$ 18 milhões) em **Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários**.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.317 milhões no 1T23, representando uma redução de 15,7% (R\$ 619 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 37,0% (R\$ 1.059 milhões) nos **impostos** (ICMS e PIS/COFINS), devido à alteração na alíquota de ICMS;
- (ii) Redução de 6,2% (R\$ 89 milhões) na **CDE**, decorrente da redução da cobertura da cota “CDE Uso”, principalmente na CPFL Paulista e RGE;

Parcialmente compensadas por:

- (iii) Variação de R\$ 494 milhões na contabilização das **bandeiras tarifárias**<sup>2</sup>, devido à reclassificação do saldo de bandeira tarifária para o Ativo e Passivo Financeiro Setorial em jan/22;
- (iv) Aumento de 26,3% (R\$ 35 milhões) nos **demais itens**.

A receita operacional líquida foi de R\$ 8.215 milhões no 1T23, representando um aumento de 4,7% (R\$ 369 milhões).

<sup>2</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.

## Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)			
	1T23	1T22	Var.
<b>Energia Comprada para Revenda</b>			
Energia de Itaipu Binacional	462	651	-29,0%
PROINFA	101	170	-40,5%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.656	2.397	10,8%
Crédito de PIS e COFINS	(285)	(279)	2,3%
<b>Total</b>	<b>2.934</b>	<b>2.939</b>	<b>-0,2%</b>
<b>Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição</b>			
Encargos da Rede Básica	931	709	31,2%
Encargos de Transporte de Itaipu	73	63	16,1%
Encargos de Conexão	67	66	1,4%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	12	11	16,1%
ESS / EER	327	661	-50,4%
Crédito de PIS e COFINS	(130)	(140)	-6,6%
<b>Total</b>	<b>1.280</b>	<b>1.370</b>	<b>-6,6%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>4.214</b>	<b>4.309</b>	<b>-2,2%</b>

### Energia comprada para revenda

No 1T23, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 2.934 milhões, uma redução de 0,2% (R\$ 5 milhões), devido principalmente a:

- (i) Redução de 29,0% na **energia de Itaipu** (R\$ 189 milhões), principalmente em função da variação cambial (-27,2%);
- (ii) Redução de 40,5% no **PROINFA** (R\$ 69 milhões) em função da redução dos valores de quotas de custeio homologadas pela Aneel para o ano de 2023 e o aumento do nível de migrações dos clientes cativos para o ambiente livre;
- (iii) Aumento de 2,3% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 6 milhões);

Parcialmente compensados pela:

- (iv) Aumento de 10,8% na **energia adquirida em leilões, contratos bilaterais e curto prazo** (R\$ 259 milhões), principalmente devido ao maior preço médio (+16,2%).

Quantidade física (GWh)	1T23	1T22	Var.
Energia de Itaipu Binacional	2.434	2.496	-2,5%
PROINFA	223	218	2,7%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	11.450	12.008	-4,6%
<b>Total</b>	<b>14.106</b>	<b>14.721</b>	<b>-4,2%</b>

Tarifa média (R\$/MWh)	1T23	1T22	Var.
Energia de Itaipu Binacional	189,81	260,76	-27,2%
PROINFA	451,94	780,38	-42,1%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	231,96	199,62	16,2%
<b>Total</b>	<b>207,98</b>	<b>199,64</b>	<b>4,2%</b>

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

No 1T23, os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 1.280 milhões, representando uma redução de 6,6% (R\$ 90 milhões), devido a:

- (i) Redução de 50,4% (R\$ 333 milhões) nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, devido principalmente ao ESS – Encargo de Serviços do Sistema. A variação desse encargo se deu em função da melhoria do cenário energético percebida no 1T23, fazendo com que os custos sistêmicos fossem minimizados, em comparação com o 1T22, devido a melhora nas condições hidrológicas. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo aumento do EER – Encargo de Energia de Reserva, associado à entrada em operação de parte das usinas contratadas nos termos do 1º Procedimento Competitivo Simplificado - PCS/MME/ANEEL, ao longo de 2022, cujos efeitos, diante da comparação trimestral, aparecem apenas no 1T23;

Parcialmente compensados pelo:

- (ii) Aumento de 27,6% (R\$ 234 milhões) nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição), devido principalmente ao reajuste na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), a partir de julho de 2022, de acordo com a Resolução ANEEL nº 3.066/22;
- (iii) Redução de 6,6% (R\$ 10 milhões) no **crédito de PIS/COFINS**.

### **PMSO**

	PMSO (R\$ milhões)		
	1T23	1T22	%
Pessoal	291	255	14,2%
Material	80	65	23,0%
Serviços de Terceiros	261	220	18,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	179	189	-5,3%
<i>PDD</i>	70	90	-22,7%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	34	32	8,8%
<i>Baixa de Ativos</i>	30	26	16,3%
<i>Outros</i>	45	42	8,0%
<b>Total PMSO</b>	<b>811</b>	<b>729</b>	<b>11,2%</b>

No 1T23, o **PMSO** atingiu R\$ 811 milhões, um aumento de 11,2% (R\$ 82 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 14,3% (R\$ 68 milhões) nas despesas PMSO ligadas à inflação, reflexo da variação de 14,2% (R\$ 36 milhões) na linha de Pessoal, que é explicada não apenas pelos reajustes salariais previstos no acordo coletivo com base na inflação, mas também pelo aumento no quadro de colaboradores (+6,0%). Além disso, tivemos

aumento nas seguintes despesas: manutenção de frota (R\$ 3 milhões), call center (R\$ 3 milhões), entre outros;

- (ii) Aumento de 30,4% (R\$ 11 milhões) em despesas com hardware e software;
  - (iii) Aumento de 22,0% (R\$ 8 milhões) em despesas com manutenção de linhas, redes e subestações, associadas aos esforços de Capex;
  - (iv) Aumento de 37,0% (R\$ 7 milhões) em despesas com poda de árvore;
  - (v) Aumento de 16,3% (R\$ 4 milhões) em baixa de ativos;
  - (vi) Aumento de 8,8% (R\$ 3 milhões) nas despesas legais e judiciais;
  - (vii) Aumento de 7,5% (R\$ 1 milhão) em ações de cobrança;
- Parcialmente compensados pela:
- (viii) Redução de 20,7% (R\$ 20 milhões) na provisão para devedores duvidosos (PDD).

### Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais			
	1T23	1T22	Var.
Custos com construção de infraestrutura	834	913	-8,7%
Entidade de Previdência Privada	31	58	-47,1%
Depreciação e Amortização	272	234	16,1%
<b>Total</b>	<b>1.136</b>	<b>1.205</b>	<b>-5,7%</b>

### EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 2.327 milhões no 1T23, um aumento de 26,6% (R\$ 489 milhões), explicado pelos reajustes tarifários positivos, pela atualização do ativo financeiro da concessão e favorecido pelo crescimento da base de ativos, e pela redução nas despesas com previdência privada e PDD.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)			
	1T23	1T22	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.118</b>	<b>839</b>	<b>33,2%</b>
Depreciação e Amortização	286	248	15,2%
Resultado Financeiro	345	288	20,1%
IR/CS	577	463	24,8%
<b>EBITDA</b>	<b>2.327</b>	<b>1.838</b>	<b>26,6%</b>

## EBITDA por Distribuidora

EBITDA por Distribuidora			
Distribuidoras	1T23	1T22	Var.
CPFL Paulista	1.079	686	57,4%
CPFL Piratininga	358	347	3,1%
RGE	819	736	11,3%
CPFL Santa Cruz	70	69	1,5%
<b>EBITDA</b>	<b>2.327</b>	<b>1.838</b>	<b>26,6%</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](#).

Apenas o Ebitda da CPFL Paulista foi impactado por um efeito extraordinário, decorrente do laudo final da BRR da Revisão Tarifária, no valor de R\$ 136 milhões. Os demais efeitos, citados na explicação acima, são comuns a todas as distribuidoras.

## Resultado Financeiro

Distribuição (R\$ Milhões)			
	1T23	1T22	Var.
Receitas	452	399	13,2%
Despesas	(798)	(687)	16,1%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(345)</b>	<b>(288)</b>	<b>20,1%</b>

## Análise Gerencial

Distribuição (R\$ Milhões)			
	1T23	1T22	Var.
Despesas com a dívida líquida	(602)	(468)	28,7%
Acréscimos e multas moratórias	84	122	-31,1%
Marcação a mercado	72	(12)	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	81	118	-31,0%
Outras receitas e despesas	20	(46)	-
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(345)</b>	<b>(288)</b>	<b>20,1%</b>

No 1T23, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 345 milhões, um aumento de 20,1% (R\$ 58 milhões), se comparada ao 1T22. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Aumento de 28,7% (R\$ 134 milhões) nas **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), reflexo do aumento do CDI no período, passando de 2,39% no 1T22 para 3,20% no 1T23, e do maior saldo de dívida;
- (ii) Redução de 31,1% (R\$ 38 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**, reflexo da redução do IPCA (de 3,20% no 1T22 para 2,09% no 1T23) incidente sobre as contas em atraso no 1T23 e do menor ticket médio, se comparado ao 1T22;
- (iii) Redução de 31,0% (R\$ 36 milhões) na **atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, devido ao menor saldo;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Variação positiva de R\$ 84 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa), decorrente principalmente do maior spread de risco praticado pelo mercado;
- (v) Variação positiva de R\$ 10 milhões na **atualização de créditos fiscais**;
- (vi) Aumento de R\$ 4 milhões no **deságio na aquisição de créditos de ICMS**;
- (vii) Redução de R\$ 2 milhões na **atualização de contingências**;
- (viii) Variação positiva de R\$ 50 milhões nas **demais receitas/despesas financeiras**.

## Imposto de Renda e Contribuição Social

No 1T23, **Imposto de Renda e Contribuição Social** registraram um aumento de 24,8% (R\$ 115 milhões), explicado principalmente pela variação do lucro antes da tributação. A alíquota efetiva saiu de 35,5% no 1T22 para 34,1% no 1T23.

## Lucro Líquido

O **lucro líquido** totalizou R\$ 1.118 milhões no 1T23, um aumento de 33,2% (R\$ 279 milhões), 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
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
CPFL Paulista	A cada 5 anos	Abril de 2028	6º CRTP	8 de abril	20 de novembro de 2027

#### Reajustes Tarifários Anuais e Revisões Tarifárias em 2022 e 2023

Descrição	Reajustes tarifários anuais (RTAs)			Revisões tarifárias periódicas (RTPs)
	CPFL Santa Cruz	RGE	CPFL Piratininga	CPFL Paulista
Resolução Homologatória	3.178	3.045	3.128	3.183
<b>Reajuste</b>	<b>5,64%</b>	<b>8,72%</b>	<b>21,07%</b>	<b>3,36%</b>
Parcela A	3,24%	4,07%	14,47%	0,89%
Parcela B	1,17%	3,53%	2,03%	0,19%
Componentes Financeiros	1,23%	1,12%	4,57%	2,28%
<b>Efeito para o consumidor<sup>1</sup></b>	<b>9,02%</b>	<b>10,98%</b>	<b>14,72%</b>	<b>4,89%</b>
Data de entrada em vigor	21/03/2023	22/06/2022	23/10/2022	08/04/2023

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

<b>DRE Consolidado - Segmento de Comercialização (R\$ Milhões)</b>			
	<b>1T23</b>	<b>1T22</b>	<b>Var %</b>
<b>Receita Operacional Bruta</b>	620	605	2,5%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>520</b>	<b>533</b>	<b>-2,5%</b>
Custo com Energia Elétrica	(506)	(575)	-12,0%
Custos e Despesas Operacionais	(15)	(13)	19,1%
Resultado do Serviço	(1)	(54)	-98,7%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>1</b>	<b>(53)</b>	<b>-</b>
Resultado Financeiro	(30)	(49)	-38,1%
Lucro Antes da Tributação	(31)	(103)	-69,9%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(31)</b>	<b>(86)</b>	<b>-63,7%</b>

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

<b>DRE Consolidado - Segmento de Serviços (R\$ Milhões)</b>			
	<b>1T23</b>	<b>1T22</b>	<b>Var %</b>
<b>Receita Operacional Bruta</b>	244	254	-3,8%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>224</b>	<b>233</b>	<b>-4,0%</b>
Custos e Despesas Operacionais	(191)	(186)	3,1%
Resultado do Serviço	32	48	-31,9%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>45</b>	<b>57</b>	<b>-20,7%</b>
Resultado Financeiro	3	0	1458,9%
Lucro Antes da Tributação	36	48	-25,4%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>29</b>	<b>35</b>	<b>-18,3%</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



A partir de novembro de 2022, a SPE Enercan (UHE Campos Novos) passou a ser 100% consolidada, linha a linha. Até outubro, ela era contabilizada por equivalência patrimonial. Esses efeitos **não foram expurgados** e contribuem para o crescimento dos indicadores apresentados abaixo.

DRE Consolidado - Segmento de Geração (R\$ Milhões)			
	1T23	1T22	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	1.235	882	39,9%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>1.127</b>	<b>815</b>	<b>38,3%</b>
Custo com Energia Elétrica	(134)	(140)	-4,4%
Custos e Despesas Operacionais	(341)	(300)	13,7%
Resultado do Serviço	653	375	73,9%
Equivalência Patrimonial	77	114	-32,8%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>937</b>	<b>673</b>	<b>39,2%</b>
Resultado Financeiro	(140)	(137)	1,8%
Lucro Antes da Tributação	589	352	67,4%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>453</b>	<b>294</b>	<b>54,0%</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 1T23, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 1.235 milhões, um aumento de 39,9% (R\$ 352 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 1.127 milhões, registrando um aumento de 38,3% (R\$ 312 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- (i) Aumento de 42,0% (R\$ 365 milhões) no **Suprimento de Energia Elétrica**:
  - a. Aumento de 31,6% (R\$ 275 milhões) devido à **consolidação de Enercan**;
  - b. Aumento de 10,4% (R\$ 90 milhões) no **Suprimento de Energia Elétrica**.

Parcialmente compensado por:

- (ii) Aumento de 59,2% (R\$ 40 milhões) em **Deduções da Receita Operacional**, principalmente em impostos (PIS/COFINS):
  - a. Aumento de 51,1% (R\$ 34 milhões) referente à **consolidação de Enercan**;
  - b. Aumento de 8,1% (R\$ 6 milhões) em **Deduções da Receita Operacional**;
- (iii) Redução de R\$ 12 milhões em **Outras Receitas**;
- (iv) Redução de R\$ 1 milhão em **Fornecimento de Energia**.

## Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica Consolidado - R\$ milhões			
	1T23	1T22	Var.
Energia de curto prazo	23	16	44,6%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	49	89	-44,4%
Crédito de PIS e COFINS	(4)	(7)	-42,3%
<b>Energia Comprada para Revenda</b>	<b>68</b>	<b>97</b>	<b>-30,1%</b>
Encargos da Rede Básica	54	32	68,7%
Encargos de Conexão	4	3	30,6%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	9	22,0%
ESS/EER	0	0	-
Crédito de PIS e COFINS	(4)	(2)	122,6%
<b>Encargos de Uso do Sistema de Distribuição</b>	<b>66</b>	<b>43</b>	<b>53,6%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>134</b>	<b>140</b>	<b>-4,4%</b>

No 1T23, o Custo com Energia Elétrica atingiu R\$ 134 milhões, o que representa uma redução de 4,4% (R\$ 6 milhões) comparado ao 1T22, devido a:

- (i) Redução de 44,4% (R\$ 39 milhões) no custo com energia adquirida em **contratos bilaterais, ACR e ACL**, a despeito da **consolidação de Enercan** (+R\$ 7 milhões);  
Parcialmente compensados por:
  - (ii) Aumento de 53,6% (R\$ 23 milhões) nos **Encargos de Uso do Sistema de Distribuição**, líquidos de impostos:
    - o Aumento de 46,7% (R\$ 20 milhões) referente à **consolidação de Enercan**;
    - o Aumento de 6,9% (R\$ 3 milhões) nos **Encargos de Uso do Sistema de Distribuição**;
  - (iii) Aumento de 44,6% (R\$ 7 milhões) no custo com **energia de curto prazo**:
    - o Aumento de 33,0% (R\$ 5 milhões) devido à **consolidação de Enercan**;
    - o Aumento de 11,6% (R\$ 2 milhões) com **energia de curto prazo**;
  - (iv) Redução de 42,3% (R\$ 3 milhões) em **Créditos de PIS e COFINS** relativos à compra de energia, a despeito da **consolidação de Enercan** (+R\$ 2 milhões).

Quantidade física (GWh)	1T23	1T22	Var.
Energia de curto prazo	472	327	44,3%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	1.301	1.408	-7,6%
<b>Total</b>	<b>1.773</b>	<b>1.735</b>	<b>2,2%</b>
Preço médio (R\$/MWh)	1T23	1T22	Var.
Energia de curto prazo	48,10	48,02	0,2%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	38,00	63,08	-39,8%
<b>Total</b>	<b>40,69</b>	<b>60,24</b>	<b>-32,5%</b>

## PMSO

PMSO Consolidado			
	1T23	1T22	Var.
Pessoal	41	40	2,7%
Material	10	9	14,3%
Serviços de Terceiros	58	48	19,8%
Outros	25	19	34,1%
<i>Baixa de Ativos</i>	(1)	(0)	180,3%
<i>Prêmio do Risco do GSF</i>	5	6	-13,2%
<i>Legais, Judiciais e Indenizações</i>	(1)	1	-
<i>Outros</i>	22	12	76,7%
<b>PMSO</b>	<b>134</b>	<b>116</b>	<b>15,8%</b>

No 1T23, o PMSO atingiu R\$ 134 milhões, um aumento de 15,8% (R\$ 18 milhões) em relação ao 1T22. A alta é explicada principalmente por:

- (i) Aumento de 19,8% (R\$ 10 milhões) em despesas com **Serviços de Terceiros**, devido principalmente ao aumento dos gastos com manutenção de sistema elétrico, máquinas e edificações (R\$ 6 milhões);
- (ii) Aumento de R\$ 6 milhões em **Outras Despesas**;
- (iii) Aumento de 4,7% (R\$ 2 milhões) em despesas com **Pessoal** e **Material**, com destaque para a consolidação de Enercan (R\$ 1 milhão).

## Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais			
	1T23	1T22	Var.
Entidade de Previdência Privada	0	1	-
Depreciação e Amortização	165	141	17,0%
Amortização do Intangível da Concessão	42	42	0,2%
<b>Total</b>	<b>207</b>	<b>184</b>	<b>12,6%</b>

## Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)			
	1T23	1T22	Var. %
<b>Projetos</b>			
UHE Barra Grande	2	0	282,3%
UHE Campos Novos	-	52	-100,0%
UHE Foz do Chapecó	58	42	38,6%
UTE Epasa	17	21	-17,5%
<b>Total</b>	<b>77</b>	<b>114</b>	<b>-33,0%</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	1T23	1T22	Var. %
Receita Líquida	15	21	-28,0%
Custos/Desp. Operacionais	(6)	(11)	-44,6%
Depreciação e Amortização	(4)	(4)	-1,2%
Resultado Financeiro	(2)	(5)	-52,5%
IR/CS	(1)	(0)	322,5%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>282,3%</b>

No 1T23, a receita líquida apresentou uma redução de 28,0% (R\$ 6 milhões) no período, devido principalmente à redução na tarifa, enquanto os custos e despesas operacionais tiveram uma redução de 44,6% (R\$ 5 milhões), devido principalmente à redução na quantidade e no preço de energia comprada. Houve uma despesa financeira líquida de R\$ 2 milhões, uma redução de 52,5% (R\$ 3 milhões), devido principalmente à redução nas despesas com UBP, indexadas por IGP-M.

#### Campos Novos:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)			
CAMPOS NOVOS	1T23	1T22	Var. %
Receita Líquida	-	115	-100,0%
Custos/Desp. Operacionais	-	(28)	-100,0%
Depreciação e Amortização	-	(7)	-100,0%
Resultado Financeiro	-	(3)	-100,0%
IR/CS	-	(27)	-100,0%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>-</b>	<b>52</b>	<b>-100,0%</b>

A partir de novembro de 2022, a SPE Enercan (UHE Campos Novos) passou a ser 100% consolidada, linha a linha. Até outubro/22, ela era contabilizada por equivalência patrimonial.

#### Foz do Chapecó:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)			
FOZ DO CHAPECÓ	1T23	1T22	Var. %
Receita Líquida	161	144	12,3%
Custos/Desp. Operacionais	(36)	(39)	-7,8%
Depreciação e Amortização	(13)	(14)	-6,8%
Resultado Financeiro	(25)	(28)	-10,6%
IR/CS	(29)	(21)	41,5%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>58</b>	<b>42</b>	<b>38,6%</b>

No 1T23, a receita líquida apresentou um aumento de 12,3% (R\$ 18 milhões), principalmente em função do aumento da quantidade e do preço da energia suprida. Os custos e despesas operacionais apresentaram uma redução de 7,8% (R\$ 3 milhões) no período. Na despesa financeira líquida, houve redução de 10,6% (R\$ 3 milhões), devido principalmente à renda de aplicações financeiras, em função do maior saldo de caixa e da alta do CDI e redução nas despesas com UBP, indexadas por IGP-M e IPCA, parcialmente compensado pelo aumento nos encargos de dívidas.

#### Epasa:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)			
EPASA	1T23	1T22	Var. %
Receita Líquida	41	39	6,2%
Custos/Desp. Operacionais	(12)	(5)	131,7%
Depreciação e Amortização	(12)	(12)	2,2%
Resultado Financeiro	5	3	74,3%
IR/CS	(4)	(3)	24,6%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>17</b>	<b>21</b>	<b>-17,5%</b>

No 1T23, a receita líquida apresentou um aumento de R\$ 2 milhões e os custos e despesas operacionais tiveram aumento de R\$ 7 milhões, em função do maior volume de geração. Houve uma receita financeira líquida de R\$ 2 milhões acima do ano anterior, devido ao maior saldo de caixa e alta do CDI.

#### EBITDA

No 1T23, o **EBITDA** foi de R\$ 937 milhões, um aumento de 39,2% (R\$ 264 milhões), devido principalmente à contabilização de 100% de Enercan, aos reajustes contratuais e à melhora na geração eólica.

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)			
	1T23	1T22	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>453</b>	<b>294</b>	<b>54,0%</b>
Depreciação e Amortização	207	183	13,1%
Resultado Financeiro	140	137	1,8%
Imposto de Renda / Contribuição Social	137	58	135,4%
<b>EBITDA</b>	<b>937</b>	<b>673</b>	<b>39,2%</b>

#### Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	1T23	1T22	Var.
Receitas	41	29	39,1%
Despesas	(181)	(167)	8,4%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(140)</b>	<b>(137)</b>	<b>1,8%</b>

No 1T23, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 140 milhões, um aumento de 1,8% (R\$ 2 milhões), devido principalmente às maiores despesas com a dívida líquida (R\$ 20 milhões), parcialmente compensado por MTM (R\$ 15 milhões) e outras receitas financeiras (R\$ 3 milhões).

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

No 1T23, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 137 milhões, comparado a R\$ 58 milhões no 1T22, o que é explicado principalmente pelo melhor desempenho operacional do segmento no período.

### **Lucro Líquido**

No 1T23, o **lucro líquido** foi de R\$ 453 milhões, um aumento de 54,0% (R\$ 159 milhões), reflexo do aumento do EBITDA, parcialmente compensado pelo maior imposto de renda e contribuição social do período.

## 6.4) Segmento de Transmissão

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

<b>DRE IFRS Consolidado - Segmento de Transmissão (R\$ Milhões)</b>			
	<b>1T23</b>	<b>1T22</b>	<b>Var.</b>
<b>Receita Operacional Bruta</b>	463	462	0,3%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>399</b>	<b>395</b>	<b>1,1%</b>
Custo com Energia Elétrica	-	-	-
Custos e Despesas Operacionais	(188)	(271)	-30,8%
Resultado do Serviço	212	124	70,6%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>229</b>	<b>138</b>	<b>65,7%</b>
Resultado Financeiro	(43)	109	-
<b>Lucro Antes da Tributação</b>	<b>171</b>	<b>234</b>	<b>-26,8%</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>123</b>	<b>147</b>	<b>-16,9%</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](#);

(3) A partir do 1T22, o segmento de Transmissão passou a incluir a CPFL Cone Sul, holding da CPFL Transmissão.

#### 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 (CPFL Transmissão), 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 Revisão Tarifária Periódica ("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 ("REH") nº 2.709, que homologou o resultado provisório da RTP 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 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 passam a 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.

Para o Contrato de Concessão nº 055/2001-ANEEL, houve postergação do processo de revisão tarifária de 2023 para 2024, com efeitos retroativos a 2023, conforme definido pelo Despacho nº 402/2023.

#### 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 ciclo 2021/2022, 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 ao ciclo 2021/2022, foi implantado pela ANEEL o “reperfilamento” do pagamento do Componente Financeiro da RBSE no prazo de 8 anos (ciclos de 2020/2021 a 2027/2028), assegurado o valor presente líquido da operação. E mantendo inalterados os Componentes Econômico e de O&M da RBSE.

Em maio de 2021, foram apresentados pedidos de reconsideração, sob a alegação de supostos erros materiais, em desfavor da Resolução Homologatória ANEEL, ciclo 2021/2022, que tratou do “reperfilamento”. Em junho de 2022, a Superintendência Técnica da ANEEL propôs Nota Técnica acerca dos pedidos de reconsideração. A partir de então, a CPFL e as demais transmissoras afetadas, via ABRATE, tem atuado em conjunto demonstrando que a escolha metodológica adotada pela Agência em 2020 é correta. O assunto ainda depende de deliberação da Diretoria Colegiada da ANEEL.

### 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 3.067/2022, para o ciclo 2022/2023, a receita (RAP) somada à parcela de ajuste (PA) do Contrato de Concessão nº 055/2001, totaliza R\$ 917,2 milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- (i) Correção monetária do ciclo 2021/2022 (IPCA), no total de R\$ 91,9 milhões;
- (ii) Reperfilamento do componente financeiro da PRT MME 120/2016, por 8 anos a contar do ciclo 2020/2021, que resultou em um impacto positivo de R\$ 50,2 milhões;
- (iii) Parcela de ajuste (PA) considerando os efeitos da retroatividade da Revisão Tarifária em 2018 (parcela 3 de 3), no valor de R\$ 70,5 milhões, impactada negativamente pela devolução da receita recebida antecipadamente e outros ajustes do ciclo 2021/2022, no montante de R\$ 87,6 milhões, o que totaliza uma PA negativa de R\$ 16,4 milhões;
- (iv) Ampliações de instalações, entrada em operação de novos reforços e melhorias durante o ciclo de 2021/2022 incrementaram R\$ 7,7 milhões.

Reajuste Tarifário Ciclo 2022/2023							
REH 2959/2021 (*)	IPCA	Ampliações, Melhorias e Reforços	Desativações /Transferências	Reperfilamento RBSE	Parcela de Ajuste	Reposicionamento RTP	REH 3067/2022
763.074	91.911	7.692	(4.704)	50.218	(16.359)	25.283	917.117

Nota: (\*) Valores homologados não considerando a Parcela de Ajuste – PA.

O Contrato de Concessão nº 080/2002 foi reajustado pelo IGP-M, com incremento de 10,7%,

totalizando R\$ 22 milhões. A Parcela de Ajuste foi negativa na ordem de R\$ 0,7 milhão, referente a devolução da receita recebida antecipadamente.

Reajuste Tarifário Ciclo 2022/2023							
REH 2959/2021 (*)	IGP-M	Ampliações, Melhorias e Reforços	Desativações / Transferências	Reperfilamento RBSE	Parcela de Ajuste	Reposicionamento RTP	REH 3067/2022
20.265	2.173	-	-	-	(705)	-	21.733

A receita da controlada TESB - Contrato de Concessão nº 001/2011 somada a Parcela de Ajuste para o ciclo 2022/2023 totaliza R\$ 24,0 milhões:

- (i) Reposicionamento da Receita após a Revisão Tarifária em R\$ 5,9 milhões, relativos aos ativos do ciclo 2021/2022;
- (ii) Parcela de Ajuste negativa na ordem de R\$ 3,9 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 2022/2023			
REH 2959/2021 (*)	Parcela de Ajuste	Reposicionamento RTP	REH 3067/2022
22.073	(3,915)	5.851	24.009

A receita regulatória total da 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:

Reajuste Tarifário Ciclo 2022/2023								
Contrato de Concessão	RBSE	RBNI	RBL	Parcela de Ajuste	RPC	RCDM	RMEL	Total 2022 (*)
055/2001	579.904	139.646	-	(16.359)	133.692	71.972	8.383	917.240
080/2002	-	-	22.437	(704)	-	-	-	21.733
001/2011	-	-	25.214	(3.915)	-	-	-	21.299
	<b>579.905</b>	<b>139.647</b>	<b>47.652</b>	<b>(20.979)</b>	<b>133.693</b>	<b>71.972</b>	<b>8.383</b>	<b>960.273</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\$ 11.106.511,48 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, portanto, tem apenas fins de análise do desempenho regulatório/gerencial, seguindo as práticas do mercado para negócios de transmissão.

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

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

DRE Regulatório - CPFL Transmissão (R\$ Milhões)			
	1T23	1T22	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	314	287	9,5%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>253</b>	<b>225</b>	<b>12,4%</b>
Custos e Despesas Operacionais	(124)	(168)	-26,2%
Equivalência Patrimonial	1	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>157</b>	<b>86</b>	<b>83,2%</b>
Resultado Financeiro	(41)	111	-
<b>Lucro Antes da Tributação</b>	<b>88</b>	<b>168</b>	<b>-47,4%</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>68</b>	<b>103</b>	<b>-33,3%</b>

## Receita Operacional

Receita Operacional - CPFL Transmissão (R\$ Milhões)			
Receita de Uso da Rede Elétrica	1T23	1T22	Var.
Contrato de Concessão 055/2001	300	277	8,1%
Contrato de Concessão 080/2002	5	5	9,2%
Contrato de Concessão 004/2021	-	-	-
TESB	9	5	94,8%
<b>Encargos Regulatórios</b>	<b>(33)</b>	<b>(36)</b>	<b>-8,0%</b>
<b>Receita Bruta</b>	<b>314</b>	<b>287</b>	<b>9,5%</b>
<b>Deduções da Receita</b>	<b>(61)</b>	<b>(62)</b>	<b>-1,0%</b>
<b>Receita Líquida</b>	<b>253</b>	<b>225</b>	<b>12,4%</b>

No 1T23, a receita operacional bruta atingiu R\$ 314 milhões, um acréscimo de 9,5% (R\$ 27 milhões), devido ao reajuste tarifário do ciclo 2022/2023 dos contratos de concessão 055 e 080. Os encargos regulatórios que fazem parte da receita faturada, junto às subvenções tarifárias, diminuíram 8,0% (R\$ 3 milhões) no trimestre. As deduções da receita atingiram R\$ 61 milhões no 1T23, redução de 1,0%. A receita operacional líquida atingiu R\$ 253 milhões, um aumento de 12,4% (R\$ 28 milhões).

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

PMSO e Depreciação/Amortização			
	1T23	1T22	Var.
Pessoal	(33)	(87)	-62,1%
Material	(1)	(2)	-45,4%
Serviços de Terceiros	(17)	(15)	13,7%
Entidade de Previdência Privada	(16)	(20)	-19,5%
Outros	(30)	(16)	88,8%
<b>PMSO</b>	<b>(96)</b>	<b>(139)</b>	<b>-30,8%</b>
Depreciação e Amortização	(28)	(29)	-4,0%
<b>TOTAL</b>	<b>(124)</b>	<b>(168)</b>	<b>-26,2%</b>

O PMSO foi de R\$ 124 milhões no 1T23, uma redução de 26,2% (R\$ 44 milhões) em relação ao 1T22, devido principalmente aos seguintes efeitos:

- (i) Redução nos gastos com Pessoal devido à redução de headcount (R\$ 54 milhões);
- (ii) Redução nas despesas com Entidade de Previdência Privada (R\$ 4 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (iii) Aumento em Outros (R\$ 14 milhões) devido a uma redução nas reversões de provisão;

No 1T23, o item Depreciação e Amortização atingiu R\$ 28 milhões, uma redução de 4,0% (R\$ 1 milhão) em relação ao 1T22.

## Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)			
	1T23	1T22	Var. %
<b>Empreendimentos</b>			
TPAE	0	-	-
ETAU	1	-	-
<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

## EBITDA

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)			
	1T23	1T22	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>68</b>	<b>103</b>	<b>-33,3%</b>
Depreciação e Amortização	28	29	-4,0%
Resultado Financeiro	42	(111)	-
Imposto de Renda / Contribuição Social	20	65	-69,5%
<b>EBITDA</b>	<b>157</b>	<b>86</b>	<b>83,2%</b>

No 1T23, o **EBITDA Regulatório** foi de R\$ 157 milhões, um acréscimo de 83,2% (R\$ 72 milhões), devido principalmente à redução de despesas operacionais.

## Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)			
	1T23	1T22	Var. %
Receitas	20	126	-84,1%
Despesas	(62)	(15)	301,2%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(42)</b>	<b>111</b>	<b>-</b>

No 1T23, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 42 milhões, uma variação de R\$ 152 milhões se comparada à receita financeira líquida de R\$ 111 milhões registrada no 1T22, devido principalmente a:

- (i) Redução nas receitas advindas de atualizações cambiais devido à quitação dos financiamentos em moeda estrangeira (R\$ 98 milhões);
- (ii) Aumento na despesa com dívida líquida (R\$ 42 milhões), principalmente em função da dívida emitida pela Companhia – debêntures indexadas ao CDI;
- (iii) Aumento em contingências (R\$ 11 milhões).

## Imposto de Renda e Contribuição Social

No 1T23, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou uma redução de 69,5% em relação ao 1T22 (R\$ 45 milhões), em consequência da piora do resultado financeiro, e da reorganização do registro contábil dos tributos diferidos que a empresa passou após sua aquisição, fato que não se repetiu nesse ano.

## Lucro Líquido

No 1T23, o **lucro líquido** atingiu R\$ 68 milhões, redução de 33,3% (R\$ 34 milhões) se comparada ao lucro líquido de R\$ 103 milhões registrado no 1T22, devido a uma piora no resultado financeiro, atenuada pelo melhor desempenho do EBITDA.

### 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](#).