

Resultados CPFL 2T23

Energia para um futuro
mais sustentável

Resultados CPFL 2T23

- **EBTIDA** de **R\$ 3.054 milhões (+7,2%)**
- **Lucro Líquido** de **R\$ 1.247 milhões (-1,2%)**
- Dívida Líquida de **R\$ 23,2 bilhões** e alavancagem de **1,72x Dívida Líquida/EBITDA**
- Investimentos de **R\$ 1.201 milhões**, redução de **10,8%**
- Aprovação de **dividendos complementares** no valor de **R\$ 903 milhões, R\$ 0,78/ação**
- Revisão tarifária da **RGE** em jun/23, com reajuste de **+1,10%** para os consumidores e aumento de **+1,20%** na **Parcela B**
- Revisão tarifária da **CPFL Piratininga** em out/23, com **BRR líquida preliminar** de **R\$ 3,9 bilhões**
- **CPFL Santa Cruz** foi a **Melhor Distribuidora do Brasil** e a **RGE** ficou em **segundo lugar no Prêmio Anel de Satisfação do Consumidor**

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

Sexta-feira, 11 de agosto de 2023 – 11h00 (BRT), 10h00 (ET)

Plataforma Zoom – Clique para se inscrever:

https://cpfl-br.zoom.us/webinar/register/WN_oZpmY6doQuWbCvHVKQxFZQ#/registration

Relações com Investidores

(+55) 19 3756.8458

ri@cpfl.com.br

www.cpfl.com.br/ri

MENSAGEM DO PRESIDENTE

Chegamos ao fim de mais um semestre com resultados consistentes e robustos, consequência do cumprimento de todos nossos pilares estratégicos. No trimestre, alcançamos EBITDA de R\$ 3,1 bilhões, um crescimento de 7,2%, e Lucro Líquido de R\$ 1,2 bilhão.

O segmento de Geração foi o que mais contribuiu para esse resultado. Além dos efeitos da consolidação de Enercan, observamos mais um trimestre com ventos melhores, se comparado com o mesmo período do ano anterior. Assim, tivemos um aumento de 12,3% na geração de energia dos nossos parques eólicos.

Em Transmissão, melhoramos significativamente nossos resultados, obtendo sinergias e reduzindo nossos custos corporativos e operacionais. A receita também deu sua contribuição, com o reajuste tarifário de 2022 aumentando a RAP em 10,1%.

No segmento de Distribuição, destaque para os benefícios trazidos pelas revisões tarifárias de nossas três maiores distribuidoras, com o reconhecimento de ativos na nova BRR (Base de Remuneração Regulatória) e a manutenção do patamar de parcela B na CPFL Paulista e na RGE, empresas que já tiveram seus processos concluídos. No caso mais recente, da RGE, finalizado no último mês de junho, a BRR Líquida homologada pela Aneel foi de R\$ 11 bilhões, com um reajuste de parcela B de 1,20%.

Ainda nas distribuidoras, quero destacar a queda na inadimplência, que voltou a níveis próximos do nosso histórico, favorecida pelas menores tarifas e a melhora da massa de renda real da população. Importante ressaltar também que continuamos com nossas equipes mobilizadas na execução de todas as ações para o controle da inadimplência. Nas vendas de energia, destaque para as classes residencial e comercial (crescimentos de 2,2% e de 1,6%, respectivamente), que ainda continuam fortes mesmo com os impactos de geração distribuída, beneficiadas principalmente pelo cenário macroeconômico.

Falando de nossos investimentos, os mesmos continuam elevados em todos os segmentos. Nesse trimestre, realizamos investimentos no total de R\$ 1,2 bilhão, com destaque para os R\$ 928 milhões investidos no segmento de Distribuição e os R\$ 184 milhões em Transmissão. Já são R\$ 2,3 bilhões no primeiro semestre e nossa estimativa é atingir um Capex de R\$ 5,2 bilhões para todos os negócios do grupo em 2023.

Com relação a nossa disciplina financeira, gestão de caixa e otimização da estrutura de capital, apresentamos ao fim desse trimestre uma alavancagem de 1,72 vez o EBITDA, no critério de medição dos *covenants* financeiros, e posição de caixa de R\$ 5,3 bilhões. Outro ponto importante foi a aprovação, em RCA ocorrida no dia de hoje, 10 de agosto, de dividendos complementares (ainda relativos aos resultados de 2022), no montante de R\$ 903 milhões, ou R\$ 0,78/ação, que será pago até 31 de dezembro de 2023.

Encerro essa mensagem celebrando nossas mais recentes conquistas. CPFL Santa Cruz e RGE fizeram uma "dobradinha" no Prêmio Aneel de Satisfação do Consumidor, conquistando 1º e

2º lugar, respectivamente. Com esses reconhecimentos, seguimos ainda mais motivados a sempre buscar a excelência na gestão operacional e financeira de nossos ativos, com foco constante na qualidade dos nossos processos e sempre atentos a oportunidades de crescimento com potencial de geração de valor para nossos acionistas. Agradeço a todos que nos acompanham e seguimos juntos nessa jornada.

Gustavo Estrella

Presidente da CPFL Energia

Indicadores (R\$ Milhões)	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Carga na Área de Concessão - GWh	16.416	16.636	-1,32%	34.935	35.160	-0,6%
Vendas na Área de Concessão - GWh	17.216	17.231	-0,1%	34.906	35.142	-0,7%
Mercado Cativo	9.755	9.912	-1,6%	20.359	20.925	-2,7%
Cliente Livre	7.461	7.319	1,9%	14.547	14.217	2,3%
Receita Operacional Bruta	13.646	13.952	-2,2%	27.057	27.377	-1,2%
Receita Operacional Líquida	9.389	9.324	0,7%	19.228	18.612	3,3%
EBITDA ⁽¹⁾ consolidado	3.054	2.848	7,2%	6.584	5.491	19,9%
Distribuição	1.804	1.848	-2,4%	4.131	3.686	12,1%
Geração	928	757	22,6%	1.865	1.430	30,4%
Transmissão ⁽²⁾	260	202	28,8%	489	340	43,8%
Comercialização, Serviços & Outros	62	41	49,4%	100	36	180,0%
Lucro Líquido	1.247	1.263	-1,2%	2.898	2.425	19,5%
Dívida Líquida ⁽³⁾	(28.109)	(26.778)	5,0%	(28.109)	(26.778)	5,0%
Dívida Líquida / EBITDA ⁽³⁾	1,72	2,04	-15,5%	1,72	2,04	-15,5%
Investimentos ⁽⁴⁾	1.201	1.346	-10,8%	2.283	2.558	-10,8%

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

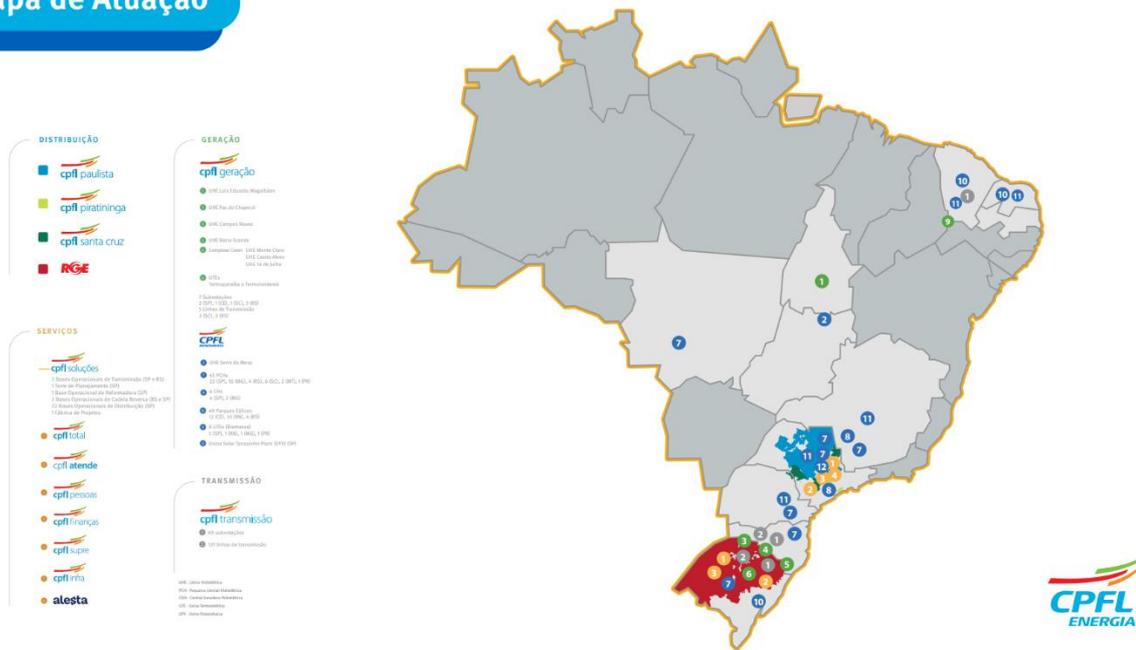
1) PERFIL DA EMPRESA E ESTRUTURA SOCIETÁRIA	4
2) DESEMPENHO OPERACIONAL	7
2.1) Distribuição	7
2.1.1) Carga líquida de perdas na área de concessão	7
2.1.2) Vendas na Área de Concessão	7
2.1.3) Perdas.....	9
2.1.4) DEC e FEC	9
2.1.5) Inadimplência	10
2.2) Geração	11
2.2.1) Capacidade Instalada em Operação	11
2.2.2) Portfólio (adição dos projetos em construção e em desenvolvimento)	11
2.3) Transmissão	12
2.3.1) Portfólio Segmento Transmissão	12
2.3.2) Indicadores CPFL Transmissão	12
3) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA	13
3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	13
3.2) Endividamento.....	21
3.2.1) Dívida no Critério IFRS.....	21
3.2.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	24
3.3) Investimentos.....	26
3.3.1) Investimentos Realizados.....	26
3.3.2) Investimentos Previstos	26
4) MERCADO DE CAPITAIS	27
4.1) Desempenho das Ações.....	27
4.2) Volume Médio Diário	27
5) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG	28
5.1) Plano ESG 2030	28
5.2) Principais Indicadores ESG alinhados ao Plano	28
6) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS	32
6.1) Segmento de Distribuição	32
6.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	32
6.1.2) Eventos Tarifários	42
6.2) Segmentos de Comercialização e Serviços	43
6.3) Segmento de Geração	44
6.4) Segmento de Transmissão	51
6.4.1) Temas Regulatórios.....	51
6.4.2) CPFL Transmissão	55
6.4.2.1) Resultados Regulatórios	55
6.4.3) Principais Diferenças - Regulatório vs. IFRS	59
7) ANEXOS	59

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.

Mapa de Atuação



A CPFL é a maior distribuidora em volume de energia vendida, com mais de 13% 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.



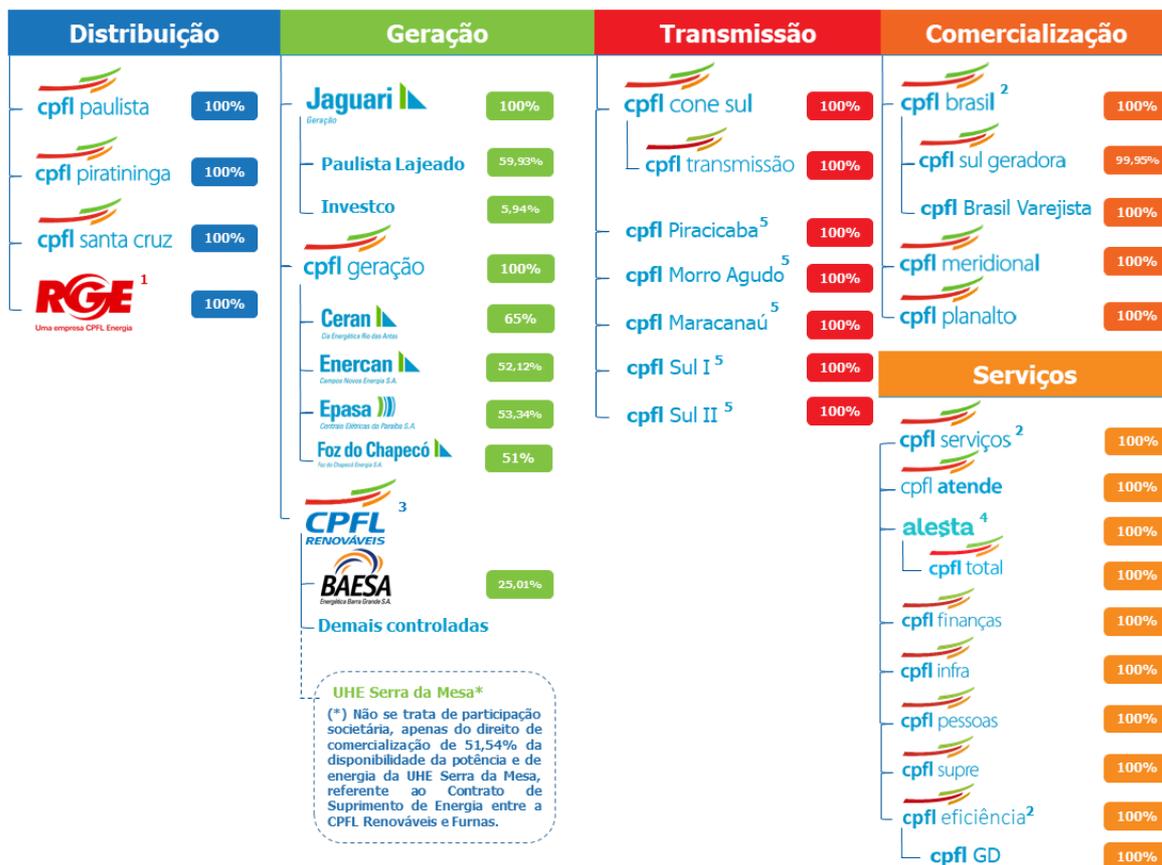
STATE GRID
CORPORATION OF CHINA

83,71%



Free Float

16,29%



Base: 30/06/2023

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%).
- (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 ajustado¹. 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](#).

Declaração de Dividendos Complementares

Seguindo nosso plano de balanceamento entre crescimento e *yield*, a Administração decidiu pelo pagamento de dividendos complementares, referentes ao exercício de 2022, no valor de R\$ 903 milhões, correspondente a R\$ 0,78/ação.

¹ 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						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Mercado Cativo	9.265	9.548	-3,0%	20.258	20.750	-2,4%
Cliente Livre	7.151	7.088	0,9%	14.677	14.410	1,9%
Total	16.416	16.636	-1,3%	34.935	35.160	-0,6%

2.1.2) Vendas na Área de Concessão

Vendas na Área de Concessão - GWh								
	2T23	2T22	Var.	Part.	1S23	1S22	Var.	Part.
Mercado Cativo	9.755	9.912	-1,6%	56,7%	20.359	20.925	-2,7%	58,3%
Cliente Livre	7.461	7.319	1,9%	43,3%	14.547	14.217	2,3%	41,7%
Total	17.216	17.231	-0,1%	100,0%	34.906	35.142	-0,7%	100,0%

Vendas na Área de Concessão - GWh								
	2T23	2T22	Var.	Part.	1S23	1S22	Var.	Part.
Residencial	5.156	5.043	2,2%	30,0%	10.801	10.646	1,5%	30,9%
Industrial	6.589	6.669	-1,2%	38,3%	12.730	12.872	-1,1%	36,5%
Comercial	2.931	2.884	1,6%	17,0%	5.967	5.924	0,7%	17,1%
Outros	2.540	2.635	-3,6%	14,8%	5.407	5.700	-5,1%	15,5%
Total	17.216	17.231	-0,1%	100,0%	34.906	35.142	-0,7%	100,0%

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 **2T23**, na área de concessão:

- **Classe Residencial (30,0% das vendas totais):** crescimento de 2,2%, associado principalmente ao resultado positivo da massa de renda real e ao crescimento vegetativo das unidades consumidoras. Em contrapartida, houve impacto referente ao incremento de geração distribuída (GD), além dos efeitos de calendário e temperatura, que se mostraram negativos no trimestre;
- **Classe Industrial (38,3% das vendas totais):** redução de 1,2%, pressionada sobretudo pelo baixo desempenho econômico no setor, tendo em vista que a indústria ainda apresenta um cenário pouco favorável, que se pode observar pelo dado divulgado para a produção industrial nacional, que fechou em -0,1% no trimestre, refletindo o predomínio de taxas negativas no consumo de 6 dos 10 setores com maior participação em nossa área de concessão, sendo eles: metalurgia, produtos têxteis, produtos metálicos, papel e celulose, minerais não metálicos, além de máquinas e equipamentos. Somado a isso, tivemos o impacto referente ao incremento de geração distribuída (GD);
- **Classe Comercial (17,0% das vendas totais):** crescimento de 1,6%, indicando um contexto de recuperação nesta classe, que apresentou melhora nos setores de maior influência na área de concessão, como varejo, atacado, saúde e construção civil. Adicionalmente, houve efeito positivo da Resolução Normativa (REN) Aneel nº 1.000/2021, 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. Contrabalanceando esses efeitos, tivemos impactos negativos de temperatura desfavorável no trimestre, além do incremento de geração distribuída (GD);

- **Classe Outros (14,8% das vendas totais):** redução de 3,6%, atribuída sobretudo ao incremento de geração distribuída (GD), especialmente no segmento rural e nas permissionárias, com ênfase para as unidades consumidoras situadas no estado do Rio Grande do Sul. Destacam-se ainda, o impacto da REN Aneel nº 1.000/2021, conforme explicado anteriormente, e a migração de permissionárias para a Rede Básica, além do efeito negativo atrelado ao alto volume de chuvas ocorrido na área rural das concessionárias localizadas no estado de São Paulo.

Em relação ao **1S23** destacam-se:

- **Classe Residencial (30,9% das vendas totais):** crescimento de 1,5%, refletindo sobretudo um cenário econômico mais favorável em relação ao 1S22, combinado ao crescimento vegetativo. Como contrapartida, temos um efeito negativo considerável relacionado ao incremento de GD, além dos impactos de temperatura e calendário;
- **Classe Industrial (36,5% das vendas totais):** redução de 1,1%, devido ao baixo desempenho econômico no setor, tendo em vista que a produção industrial nacional acumula queda de -0,3%. Outro ponto que contribuiu para o resultado, foi o impacto referente ao incremento de GD;
- **Classe Comercial (17,1% das vendas totais):** crescimento de 0,7%, refletindo impactos econômicos mais positivos e os recadastramentos decorrentes da REN Aneel nº 1.000/2021, mas ainda pressionada pelo incremento de GD, além do efeito negativo de temperatura no período;
- **Classe Outros (15,5% das vendas totais):** redução de 5,1%, fortemente ligada ao acentuado incremento de GD, concentrado sobretudo no segmento rural e permissionárias de toda a área de concessão, e em maior escala no Rio Grande do Sul. Demais impactos como o efeito da REN Aneel nº 1.000/2021, a migração de permissionárias para a Rede Básica, temperaturas levemente negativas e maior pluviometria em áreas rurais de São Paulo, também contribuíram para a queda nesta classe.

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Residencial	5.156	5.043	2,2%	10.801	10.646	1,5%
Industrial	907	1.022	-11,3%	1.796	1.997	-10,0%
Comercial	1.749	1.845	-5,2%	3.618	3.838	-5,7%
Outros	1.942	2.001	-2,9%	4.143	4.444	-6,8%
Total	9.755	9.912	-1,6%	20.359	20.925	-2,7%

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						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Industrial	5.682	5.647	0,6%	10.934	10.874	0,5%
Comercial	1.182	1.038	13,8%	2.349	2.086	12,6%
Outros	598	634	-5,7%	762	764	-0,3%
Total	7.461	7.319	1,9%	14.045	13.725	2,3%

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 8,19% nos 12 meses findos em jun/23, comparado a 8,76% em jun/22, apresentando uma redução de 0,57 p.p. Desconsiderando o efeito do calendário de faturamento, em ambos os períodos, a redução de perdas seria de 0,74 p.p. (8,80% em jun/22 vs. 8,06% em jun/23), indicando a evolução deste indicador, além de apontar para uma perspectiva positiva no ano.

Perdas Acumuladas em 12 Meses ¹	Perdas Acumuladas em 12 Meses ¹					
	Jun-22	Set-22	Dez-22	Mar-23	Jun-23	ANEEL ²
CPFL Energia	8,76%	8,55%	8,39%	8,44%	8,19%	7,96%
CPFL Paulista	9,05%	8,76%	8,70%	8,49%	8,48%	7,90%
CPFL Piratininga	7,43%	7,47%	7,36%	7,43%	7,39%	6,47%
RGE	9,52%	9,29%	8,86%	9,34%	8,38%	9,16%
CPFL Santa Cruz	7,39%	6,82%	7,08%	7,23%	7,27%	8,30%

Notas:

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

(2) Limite ANEEL referente a 30/06/2023.

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 2T23 foram:

- (i) Blindagem das fronteiras elétricas e subestações internas;
- (ii) Mapeamento das perdas de energia através de microbalanços;
- (iii) Realização de 112,2 mil inspeções em unidades consumidoras;
- (iv) Substituição de mais de 6,5 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos equipamentos eletrônicos;
- (v) Visita a 11,0 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;
- (vi) Regularização de 5,2 mil unidades consumidoras, com avanço de consumo e sem contrato;
- (vii) Regularização de 367 unidades consumidoras clandestinas, tendo em sua maioria, necessidade de obras de construção de rede da CPFL Energia;
- (viii) Disciplina de mercado através da publicação de 56 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.

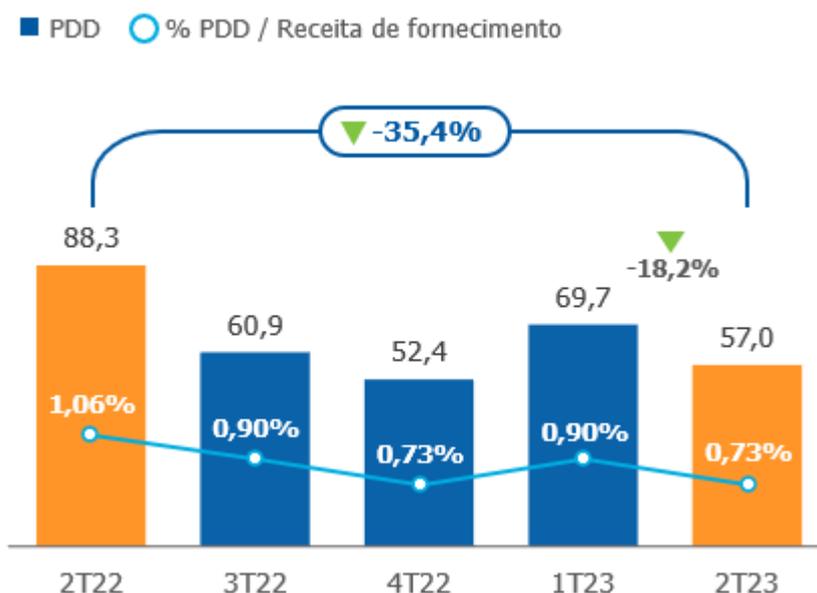
Indicadores DEC								
Distribuidora	DEC (horas)						Var. %	ANEEL ¹
	2019	2020	2021	2022	2T22	2T23		
CPFL Energia	8,83	7,66	7,52	6,76	7,37	5,94	-19,4%	n.d
CPFL Paulista	6,72	6,81	6,21	5,25	5,77	4,90	-15,1%	6,41
CPFL Piratininga	6,49	5,83	5,95	4,95	5,61	4,47	-20,3%	6,02
RGE	14,01	10,83	10,84	10,55	11,23	8,77	-21,9%	10,56
CPFL Santa Cruz	5,56	4,89	5,66	4,74	5,78	4,20	-27,3%	7,98

Indicadores FEC								
Distribuidora	FEC (interrupções)						Var. %	ANEEL ¹
	2019	2020	2021	2022	2T22	2T23		
CPFL Energia	4,93	4,54	4,40	3,88	4,25	3,51	-17,4%	n.d
CPFL Paulista	4,38	4,27	4,24	3,56	3,94	3,30	-16,2%	5,09
CPFL Piratininga	4,34	4,32	4,13	3,65	4,20	3,24	-22,9%	4,97
RGE	6,25	5,27	4,83	4,63	4,82	4,13	-14,3%	7,22
CPFL Santa Cruz	4,25	3,68	4,21	3,22	3,90	2,77	-29,0%	6,55

Nota: (1) Limite Aneel referente a 2023.

No consolidado das distribuidoras, o valor anualizado do DEC e do FEC no 2T23 foi menor do que no 2T22 (-19,4% e -17,4%, respectivamente), resultados que podem ser atribuídos à contínua busca por melhoria por parte da CPFL na sua operação, maturação do sistema de operação ADMS, incremento logístico e intensificação, tanto através de novos investimentos como na operação de manutenção da rede.

2.1.5) Inadimplência



No 2T23, a PDD apresentou uma redução de 35,4% (R\$ 31 milhões) em relação ao 2T22 e uma redução de 18,2% (R\$ 13 milhões) em relação ao 1T23.

O índice de PDD/Receita bruta de fornecimento alcançou 0,73% no 2T23, uma melhora considerável em relação ao 1,06% no 2T22, e situando-se no 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, sinalizando uma melhora nos indicadores macroeconômicos; (ii) cenário hidrológico favorável.

No 1S23, tivemos uma redução da PDD de 29,0% (R\$ 51,7 milhões) em relação ao 1S22, devido aos mesmos fatores já citados acima. Na relação PDD/Receita bruta de fornecimento, o índice atingiu 0,82%, uma evolução em relação ao 0,99% registrado no 1S22.

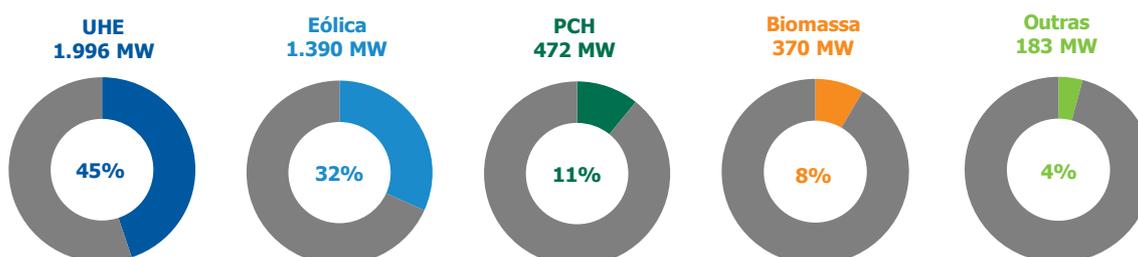
A CPFL vem realizando suas ações de cobrança conforme o planejamento previsto, como forma de garantir o controle dos indicadores de inadimplência, com foco na manutenção da volumetria. Além disso, registramos a realização de 649 mil cortes no 2T23, totalizando 1.277 mil cortes executados no acumulado 2023.

2.2) Geração

2.2.1) Capacidade Instalada em Operação

Em 30 de junho de 2023, a capacidade instalada em operação da Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, é de 4.411 MW.

Capacidade Instalada em Operação (MW)



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

As usinas em operação compreendem 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).

2.2.2) Portfólio (adição dos projetos em construção e em desenvolvimento)

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	
Total	182	1.996	596	370	3.154	2.540	8.838	

Em 30 de junho 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.

Em adição aos projetos em operação, temos a PCH Lucia Cherobim (28 MW), que ainda está em construção, e possuímos projetos eólicos (1.764 MW), solares (2.539 MW) e de PCHs (96 MW) em desenvolvimento, totalizando um *pipeline* de 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 junho de 2023, o avanço físico realizado do projeto era de 37,55%. 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\$ 249,96/MWh – jun/23).

2.3) Transmissão

2.3.1) Portfólio Segmento Transmissão

Portfólio - Segmento 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 2022-2023 (R\$ milhões)	RAP 2023-2024 (R\$ milhões)	RAP Prevista 2023-2024 (R\$ milhões)
CEEE-T	31/12/2002	31/12/2042	100%	Operacional	-	IPCA	14	-	1.122	182
CEEE-T	18/12/2002	18/12/2032	100%	Operacional	-	IGP-M	18	-	21	-
CEEE-T	31/03/2021	31/03/2051	100%	Em construção	2024	IPCA	10	11	-	12
PIRACICABA	25/02/2013	25/02/2043	100%	Operacional	-	IPCA	-	-	15	-
MARACANAÚ	21/09/2018	21/09/2048	100%	Operacional	-	IPCA	-	-	11	-
M. AGÚDO	27/03/2015	27/03/2045	100%	Operacional	-	IPCA	918	-	19	-
SUL I	22/03/2019	22/03/2049	100%	Operacional	-	IPCA	22	34	35	-
SUL II	22/03/2019	22/03/2049	100%	Operacional	-	IPCA	-	43	43	2
TESB	27/07/2011	27/07/2041	94%	Operacional	-	IPCA	28	14	37	6
ETAU	18/12/2002	18/12/2032	10%	Operacional	-	IGP-M	57	-	55	-
TPAE	19/11/2009	19/11/2039	10%	Operacional	-	IPCA	11	-	11	-

2.3.2) Indicadores CPFL Transmissão

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 2T23, o ENS totalizou 31,08 MWh vs. 236,05 MWh no 2T22, uma redução de 759%.

Essa redução ocorreu pois não houve evento responsável por quantidade relevante de energia não suprida no 2T23, enquanto no mesmo período no ano passado, houve pelo menos 3 eventos responsáveis por um ENS maior que 30 MWh.

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 2T23, a PVd totalizou 1,74% vs. 0,45% no 2T22, um aumento de 26%.

A variação no desempenho do indicador é justificada por dois eventos de indisponibilidade de ativos que impactaram no trimestre. Em comparação, os eventos ocorridos no segundo trimestre de 2022 tiveram menor proporção.

3) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Milhões)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Receita Operacional Bruta	13.646	13.952	-2,2%	27.057	27.377	-1,2%
Receita Operacional Líquida	9.389	9.324	0,7%	19.228	18.612	3,3%
Receita com construção de infraestrutura	1.147	1.267	-9,5%	2.072	2.309	-10,3%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	8.242	8.058	2,3%	17.156	16.303	5,2%
Custo com Energia Elétrica	(4.177)	(4.177)	0,0%	(8.553)	(8.854)	-3,4%
Margem de Contribuição	4.065	3.881	4,8%	8.603	7.449	15,5%
PMSO	(1.102)	(1.089)	1,2%	(2.156)	(2.058)	4,8%
Demais Custos e Despesas Operacionais	(1.696)	(1.811)	-6,4%	(3.193)	(3.396)	-6,0%
Equivalência Patrimonial	84	127	-34,4%	163	243	-32,7%
EBITDA¹	3.054	2.848	7,2%	6.584	5.491	19,9%
Resultado Financeiro	(685)	(649)	5,6%	(1.236)	(1.081)	14,4%
Lucro Antes da Tributação	1.813	1.725	5,1%	4.252	3.466	22,7%
Lucro Líquido	1.247	1.263	-1,2%	2.898	2.425	19,5%

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
2T23					
EBITDA ¹	1.804	928	260	62	3.054
Resultado Financeiro	(462)	(160)	(44)	(19)	(685)
Lucro Líquido	703	419	150	(25)	1.247
2T22					
EBITDA ¹	1.848	757	202	41	2.848
Resultado Financeiro	(367)	(147)	(103)	(31)	(649)
Lucro Líquido	796	365	136	(35)	1.263
Variação (%)					
EBITDA ¹	-2,4%	22,6%	28,8%	49,4%	7,2%
Resultado Financeiro	25,7%	9,0%	-57,6%	-38,1%	5,6%
Lucro Líquido	-11,7%	14,8%	9,8%	-28,8%	-1,2%

CPFL Energia - Principais indicadores financeiros por segmento de negócio (R\$ milhões)					
	Distribuição	Geração	Transmissão	Outros	Consolidado
1S23					
EBITDA ¹	4.131	1.865	489	100	6.584
Resultado Financeiro	(807)	(300)	(87)	(42)	(1.236)
Lucro Líquido	1.821	872	272	(67)	2.898
1S22					
EBITDA ¹	3.686	1.430	340	36	5.491
Resultado Financeiro	(655)	(284)	6	(147)	(1.081)
Lucro Líquido	1.635	659	284	(153)	2.425
Variação (%)					
EBITDA ¹	12,1%	30,4%	43,8%	180,0%	19,9%
Resultado Financeiro	23,2%	5,5%	-	-71,5%	14,4%
Lucro Líquido	11,4%	32,3%	-4,1%	-56,1%	19,5%

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	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	273	439	-37,8%	634	744	-14,7%
Despesas legais e judiciais	(50)	(86)	-41,5%	(110)	(126)	-13,2%
Baixa de ativos	(39)	(36)	9,1%	(68)	(57)	20,5%
Outros itens extraordinários:						
Laudos de avaliações da BRR	60			196		
Efeitos no EBITDA (Consolidação CPFL Transmissão) - R\$ milhões	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
CPFL Transmissão - EBITDA IFRS (-) EBITDA Regulatório	57	56	2,2%	97	91	5,9%
Efeitos no EBITDA (Consolidação Enercan) - R\$ milhões	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Enercan - Equivalência e Consolidação	200	56	257,5%	404	108	273,6%
Efeitos no resultado financeiro - R\$ milhões	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Acréscimos e multas moratórias	100	141	-28,7%	184	262	-30,0%
Marcação a mercado (MTM)	(13)	43	-130,5%	75	32	135,7%

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



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 2T23, a receita operacional bruta atingiu R\$ 13.646 milhões, representando uma redução de 2,2% (R\$ 306 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 9.389 milhões no 2T23, registrando um aumento de 0,7% (R\$ 65 milhões).

No 1S23, a receita operacional bruta atingiu R\$ 27.057 milhões, representando uma redução de 1,2% (R\$ 320 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 19.228 milhões no 1S23, registrando um aumento de 3,3% (R\$ 616 milhões).

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

Receita Operacional Líquida (R\$ Milhões)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Distribuição	7.774	7.751	0,3%	15.989	15.598	2,5%
Geração	1.091	885	23,3%	2.218	1.700	30,5%
Transmissão	474	496	-4,4%	874	891	-2,0%
Comercialização	509	549	-7,2%	1.030	1.082	-4,9%
Serviços	250	265	-5,8%	473	498	-5,0%
Eliminações e Outros	(709)	(622)	14,0%	(1.356)	(1.158)	17,1%
Total	9.389	9.324	0,7%	19.228	18.612	3,3%

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)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Itaipu	532	787	-32,5%	993	1.438	-30,9%
PROINFA	104	147	-29,5%	205	317	-35,4%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.668	2.734	-2,4%	5.547	5.599	-0,9%
Crédito de PIS e COFINS	(296)	(328)	-9,7%	(600)	(648)	-7,4%
Total	3.007	3.340	-10,0%	6.144	6.705	-8,4%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	911	668	36,5%	1.834	1.354	35,5%
Encargos de Transporte de Itaipu	78	66	17,7%	151	129	16,9%
Encargos de Conexão	26	26	2,9%	55	49	11,5%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	21	19	9,6%	41	36	13,2%
ESS / EER	261	152	71,3%	589	815	-27,7%
Crédito de PIS e COFINS	(127)	(93)	36,4%	(262)	(235)	11,4%
Total	1.170	838	39,7%	2.409	2.148	12,1%
Custo com Energia Elétrica	4.177	4.177	0,0%	8.553	8.854	-3,4%

Energia comprada para revenda

No 2T23, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 3.007 milhões, uma redução de 10,0% (R\$ 333 milhões), devido principalmente a:

- (i) Redução de 32,5% na energia de **Itaipu** (R\$ 256 milhões), principalmente em função da variação cambial (-30,7%);
- (ii) Redução de 2,4% na energia adquirida em **leilões, contratos bilaterais e mercado de curto prazo** (R\$ 66 milhões);
- (iii) Redução de 29,5% no **PROINFA** (R\$ 43 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:

- (iv) Redução de 9,7% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 32 milhões).

No 1S23, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 6.144 milhões, uma redução de 8,4% (R\$ 561 milhões), devido principalmente a:

- (i) Redução de 30,9% na energia de **Itaipu** (R\$ 445 milhões), principalmente em função da variação cambial (-29,1%);
- (ii) Redução de 35,4% no **PROINFA** (R\$ 112 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;
- (iii) Redução de 0,9% na energia adquirida em **leilões, contratos bilaterais e mercado de curto prazo** (R\$ 52 milhões);

Parcialmente compensadas por:

- (iv) Redução de 7,4% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 48 milhões).

Quantidade física (GWh)	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Itaipu	2.460	2.526	-2,6%	4.893	5.022	-2,6%
PROINFA	225	230	-2,2%	449	448	0,2%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	13.768	14.005	-1,7%	28.696	29.395	-2,4%
Total	16.453	16.761	-1,8%	34.038	34.865	-2,4%

Preço médio (R\$/MWh)	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Itaipu	216,12	311,72	-30,7%	203,03	286,39	-29,1%
PROINFA	459,82	637,66	-27,9%	455,89	706,99	-35,5%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	193,79	195,19	-0,7%	193,29	190,46	1,5%
Total	200,77	218,83	-8,3%	198,15	210,91	-6,1%

Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

No 2T23 os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 1.170 milhões, um aumento de 39,7% (R\$ 333 milhões), devido a:

- (i) Aumento de 33,1% nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição) (R\$ 258 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;
- (ii) Aumento de 71,3% nos **encargos setoriais (ESS/EER)** (R\$ 109 milhões), devido principalmente ao EER – Encargo de Energia de Reserva, associado à intensificação da 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 no 2T23.

Parcialmente compensado por:

- (iii) Aumento de 36,4% no **crédito de PIS/COFINS** (R\$ 34 milhões).

No 1S23 os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 2.409 milhões, um aumento de 12,1% (R\$ 261 milhões), devido a:

- (i) Aumento de 32,7% nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição) (R\$ 513 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;

Parcialmente compensado por:

- (i) Redução de 27,7% nos **encargos setoriais (ESS/EER)** (R\$ 225 milhões), devido principalmente ao ESS – Encargos de Serviços do Sistema, em função da menor necessidade de acionamento de usinas térmicas, parcialmente compensado pelo aumento do EER – Encargo de Energia de Reserva, associado à intensificação da operação de parte das usinas contratadas nos termos do 1º Procedimento Competitivo Simplificado - PCS/MME/ANEEL, ao longo de 2022.
- (ii) Aumento de 11,4% no **crédito de PIS/COFINS** (R\$ 27 milhões).

PMSO

	PMSO (R\$ milhões)					
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Pessoal	532	499	6,6%	1.023	1.003	2,1%
Material	113	125	-9,0%	238	232	2,9%
Serviços de Terceiros	248	162	53,1%	463	307	50,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	209	303	-31,1%	431	517	-16,5%
<i>PDD</i>	<i>59</i>	<i>92</i>	<i>-35,6%</i>	<i>128</i>	<i>182</i>	<i>-29,7%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>50</i>	<i>86</i>	<i>-41,5%</i>	<i>110</i>	<i>126</i>	<i>-13,2%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>39</i>	<i>36</i>	<i>9,1%</i>	<i>68</i>	<i>57</i>	<i>20,5%</i>
<i>Outros</i>	<i>60</i>	<i>90</i>	<i>-32,6%</i>	<i>(126)</i>	<i>(152)</i>	<i>-17,2%</i>
Total PMSO	1.102	1.089	1,2%	2.156	2.058	4,8%

O PMSO no 2T23 atingiu R\$ 1.102 milhões, um aumento de 1,2% (R\$ 13 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 7,2% (R\$ 57 milhões) nas despesas PMSO ligadas à inflação, devido a:
 - a. Aumento de 11,6% (R\$ 52 milhões) nas despesas com pessoal do grupo CPFL (exceto CPFL Transmissão). Esse aumento reflete os reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos aplicados em 2022 e do aumento de 5,5% no *headcount* no segmento de Distribuição, segmento que representa cerca de 65% do quadro de colaboradores da empresa;
 - b. Aumento de 8,9% (R\$ 24 milhões) nas despesas com MSO, tais como manutenção de frota (R\$ 16 milhões), transporte (R\$ 6 milhões), poda de árvores (R\$ 3 milhões), entre outros. Cabe destacar que há uma concentração de reajustes contratuais das despesas das distribuidoras no meio do ano, de tal forma que essas despesas ainda estão influenciadas pelos índices inflacionários mais elevados de 2022;

Parcialmente compensados pela:

- c. Redução de 36,6% (R\$ 19 milhões) nas despesas com pessoal da CPFL Transmissão, efeito da redução de *headcount* na execução do *turnaround* dessa subsidiária;
- (ii) Aumento de 60,5% (R\$ 24 milhões) nas despesas com hardware e software;
- (iii) Aumento de 9,1% (R\$ 3 milhões) na baixa de ativos;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 41,5% (R\$ 36 milhões) nas despesas legais e judiciais, principalmente nos segmentos de Geração e Distribuição;
- (v) Redução de 35,6% (R\$ 33 milhões) na provisão para devedores duvidosos (PDD);
- (vi) Redução de 6,7% (R\$ 3 milhões) no opex relacionado ao Capex.

O PMSO no 1S23 atingiu R\$ 2.156 milhões, um aumento de 4,8% (R\$ 98 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 8,0% (R\$ 119 milhões) nas despesas PMSO ligadas à inflação, devido às seguintes variações, que ocorreram devido às razões já explicadas acima:
 - a. Aumento de 20,3% (R\$ 99 milhões) em MSO;
 - b. Aumento de 11,3% (R\$ 97 milhões) em pessoal do grupo CPFL (exceto CPFL Transmissão);

Parcialmente compensados por:

- c. Redução de 52,6% (R\$ 76 milhões) na linha de pessoal da CPFL Transmissão;
- (ii) Aumento de 39,2% (R\$ 31 milhões) nas despesas com hardware e software;
- (iii) Aumento de 20,5% (R\$ 12 milhões) na baixa de ativos;
- (iv) Aumento de 6,0% (R\$ 5 milhões) no opex relacionado ao Capex;
- (v) Aumento de 4,0% (R\$ 2 milhões) ações de cobrança;

Parcialmente compensados por:

- (vi) Redução de 29,7% (R\$ 54 milhões) na provisão para devedores duvidosos (PDD);
- (vii) Redução de 13,2% (R\$ 17 milhões) nas despesas legais e judiciais.

Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Custos com construção de infraestrutura	1.091	1.264	-13,7%	2.005	2.304	-13,0%
Entidade de Previdência Privada	49	74	-33,8%	93	147	-37,0%
Depreciação e Amortização	556	474	17,4%	1.096	945	16,0%
Total	1.696	1.812	-6,4%	3.193	3.396	-6,0%

EBITDA

No 2T23, o **EBITDA** atingiu R\$ 3.054 milhões, registrando um aumento de 7,2% (R\$ 206 milhões), com os segmentos de Geração e Transmissão apresentando resultados superiores aos verificados no 2T22.

No 1S23, o **EBITDA** atingiu R\$ 6.584 milhões, registrando um aumento de 19,9% (R\$ 1.093 milhões), com todos os segmentos apresentando resultados superiores aos verificados no 1S22, 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)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Lucro Líquido	1.247	1.263	-1,2%	2.898	2.425	19,5%
Depreciação e Amortização	556	474	17,4%	1.096	945	16,0%
Resultado Financeiro	685	649	5,6%	1.236	1.081	14,4%
Imposto de Renda / Contribuição Social	566	463	22,2%	1.355	1.041	30,1%
EBITDA	3.054	2.848	7,2%	6.584	5.491	19,9%

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Receitas	490	573	-14,4%	1.020	1.137	-10,3%
Despesas	(1.176)	(1.222)	-3,8%	(2.256)	(2.217)	1,7%
Resultado Financeiro	(685)	(649)	5,6%	(1.236)	(1.081)	14,4%

Análise Gerencial

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Despesas com a dívida líquida	(769)	(873)	-11,9%	(1.605)	(1.566)	2,5%
Acréscimos e multas moratórias	100	141	-28,7%	184	262	-30,0%
Marcação a mercado	(13)	43	-	75	32	135,7%
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	(14)	106	-	67	224	-70,0%
Outras receitas e despesas	10	(66)	-	42	(33)	-
Resultado Financeiro	(685)	(649)	5,6%	(1.236)	(1.081)	14,4%

No 2T23, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 685 milhões, um aumento de 5,6% (R\$ 36 milhões), se comparada ao 2T22. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Redução de R\$ 120 milhões na **atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, saindo de uma receita de R\$ 106 milhões no 2T22 para uma despesa de R\$ 14 milhões no 2T23, na atualização do ativo e passivo financeiro setorial, devido à redução de saldo;
- (ii) Variação negativa de R\$ 56 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa), decorrente principalmente da redução no *spread* de risco praticado pelo mercado no 2T23;
- (iii) Redução de 28,7% (R\$ 40 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**, reflexo da redução do IPCA (de 3,18% no 2T22 para 1,56% no 2T23) incidente sobre as contas em atraso no 2T23, a redução da inadimplência e as menores tarifas;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 11,9% (R\$ 104 milhões) nas **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), reflexo da redução do IPCA no período, passando de 3,18% no 2T22 para 1,56% no 2T23, parcialmente compensando pelo maior saldo de dívida e aumento do CDI (passando de 2,83% no 2T22 para 3,01% no 2T23);
- (v) Variação positiva de R\$ 76 milhões nas **demais receitas/despesas financeiras**;
 - a. Despesa financeira, no 2T22, decorrente da cláusula contratual de **pré-quituação do financiamento** com o AFD (R\$ 36 milhões);
 - b. Variação positiva de R\$ 21 milhões na **atualização de contingências**;
 - c. Aumento de R\$ 10 milhões no **deságio na aquisição de créditos de ICMS**;

d. Variação positiva de R\$ 9 milhões em **outras receitas**.

No 1S23, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 1.236 milhões, um aumento de 14,4% (R\$ 156 milhões), se comparada ao 1S22. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Redução de 70,0% (R\$ 157 milhões) na **atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, devido à redução de saldo ativo;
- (ii) Redução de 30,0% (R\$ 79 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**, reflexo da redução do IPCA (de 5,55% no 1S22 para 3,00% no 1S23) incidente sobre as contas em atraso no 1S23, se comparado ao 1S22;
- (iii) Acréscimo de 2,5% (R\$ 40 milhões) nas **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), reflexo do maior saldo de dívida e aumento do CDI (passando de 5,36% no 1S22 para 6,44% no 1S23) parcialmente compensando pela redução do IPCA no período, passando de 5,55% no 1S22 para 3,00% no 1S23;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Variação positiva de R\$ 43 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa), decorrente principalmente do aumento no *spread* de risco praticado pelo mercado no início de 2023;
- (v) Variação positiva de R\$ 76 milhões nas **demais receitas/despesas financeiras**:
 - a. Despesa financeira, no 2T22, decorrente da cláusula contratual de **pré-quituação do financiamento** com o AFD (R\$ 36 milhões);
 - b. Variação positiva de R\$ 25 milhões em **atualização de contingências**;
 - c. Aumento de R\$ 14 milhões no **deságio na aquisição de créditos de ICMS**.

Imposto de Renda e Contribuição Social

No 2T23, **Imposto de Renda e Contribuição Social** registraram um aumento de 22,2% (R\$ 103 milhões), devido ao efeito do 2T22, referente a crédito fiscal decorrente da variação cambial incidente na liquidação das dívidas BID/AFD da CPFL Transmissão. A alíquota efetiva foi de 31,2% no 2T23, ante 26,8% no 2T22.

No 1S23, **Imposto de Renda e Contribuição Social** registraram aumento de 30,1% (R\$ 313 milhões), explicado principalmente pela melhor performance operacional. A alíquota efetiva saiu de 30,2% no 1S22 para 31,9% no 1S23.

Lucro Líquido

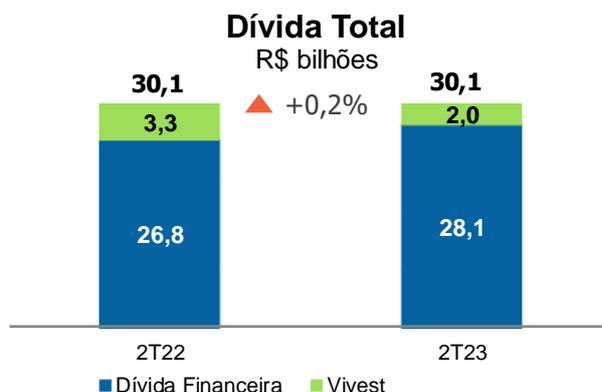
O **lucro líquido** foi de R\$ 1.247 milhões no 2T23, uma redução de 1,2% (R\$ 16 milhões). Esse resultado reflete a maior despesa financeira líquida, parcialmente compensada pelo bom desempenho dos segmentos de Geração e Transmissão.

No 1S23, o **lucro líquido** foi de R\$ 2.898 milhões, aumento de 19,5% (R\$ 473 milhões). Esse resultado reflete o aumento do EBITDA, decorrente principalmente do desempenho dos segmentos de Distribuição e Geração, parcialmente compensado pelo resultado financeiro que foi impactado pela atualização do ativo e passivo financeiro setorial.

3.2) Endividamento

3.2.1) Dívida no Critério IFRS

Em 30 de junho de 2023, a dívida total da CPFL Energia era de R\$ 30,1 bilhões, se mantendo estável em relação ao ano anterior.

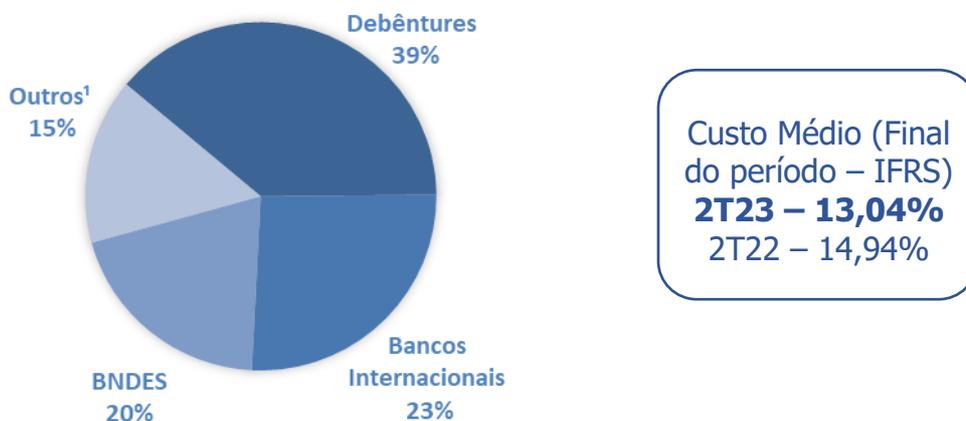


Notas:

(1) Considera o efeito de marcação a mercado (MTM) e gastos com captação e emissão;

(2) Considera os mútuos, no montante total de R\$ 2,9 bilhões, da CPFL Renováveis e da CPFL Brasil com a SGBP.

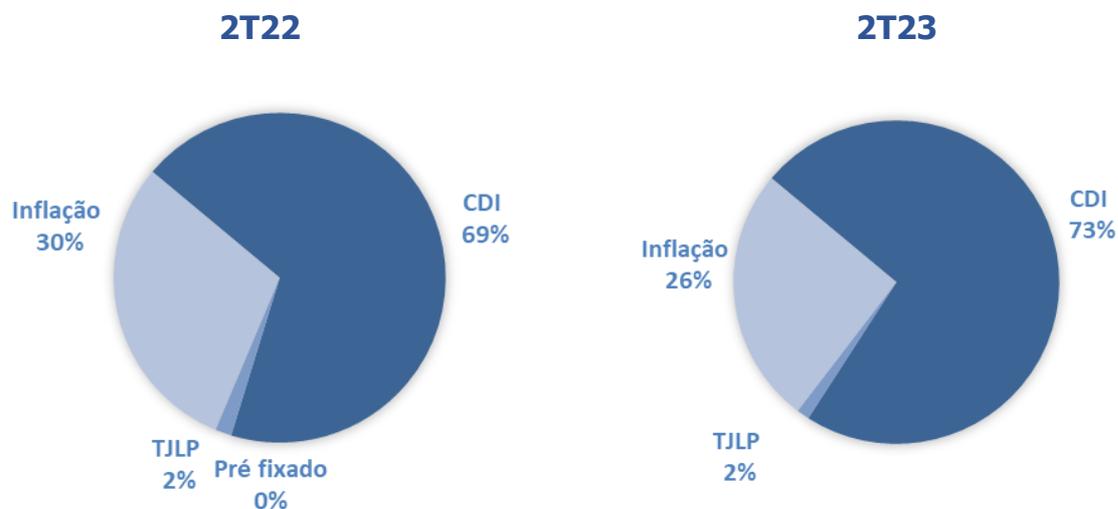
Perfil da Dívida – IFRS



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

É prática do grupo CPFL mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado e, por essa razão, parte das dívidas, cerca de R\$ 7,4 bilhões, possui operações de *hedge*. Para os casos em moeda estrangeira, por exemplo, que representam cerca de 25,9% 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 2T22 vs. 2T23

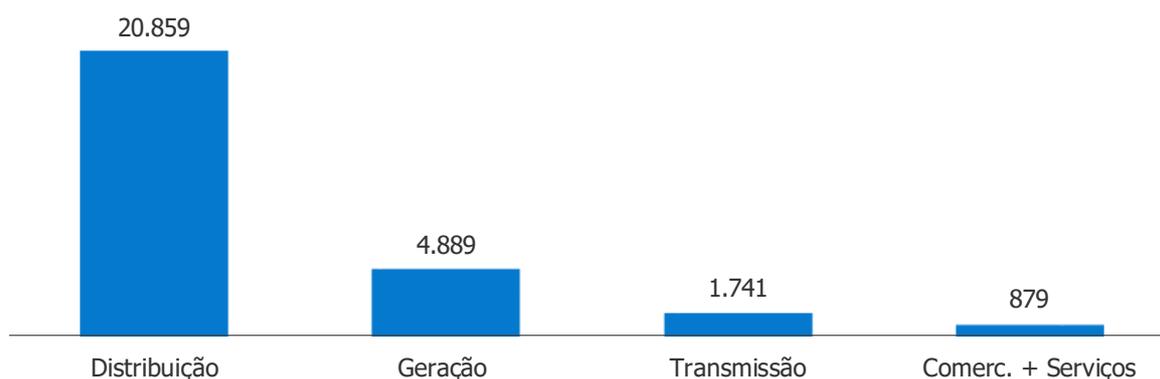


Nota: (1) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (25,9% do total no 2T23), são contratadas operações de *swap*, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

Dívida Líquida em IFRS

IFRS R\$ Milhões	2T23	2T22	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(28.111)	(26.778)	5,0%
(+) Disponibilidades	5.276	4.099	28,7%
(=) Dívida Líquida	(22.835)	(22.680)	0,7%

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.

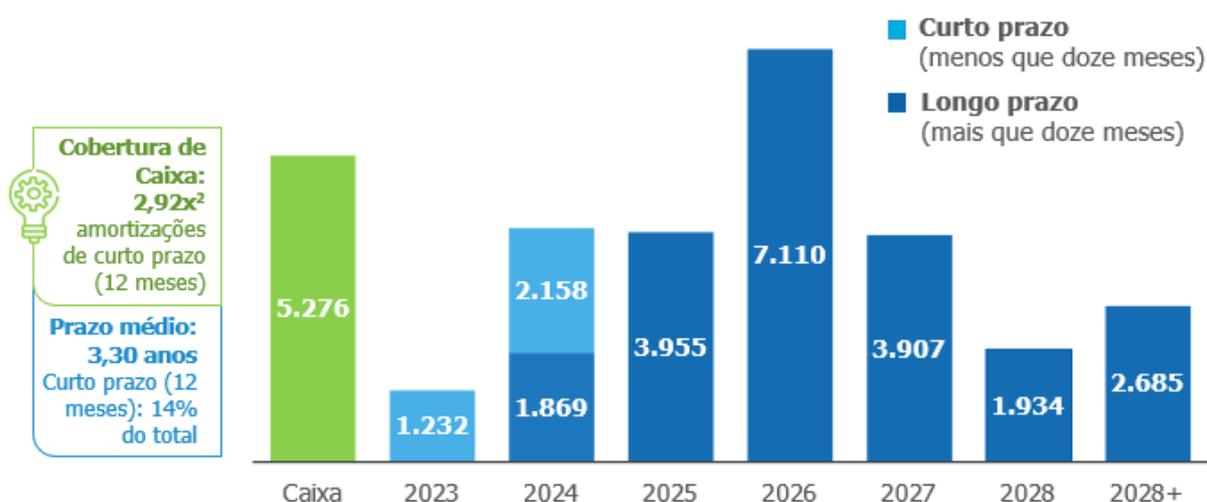
Cronograma de Amortização da Dívida em IFRS (Junho de 2023)

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 2T23 possuía índice de cobertura de **1,56x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar a totalidade dos compromissos de amortização até junho de 2024. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **3,30 anos**.

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

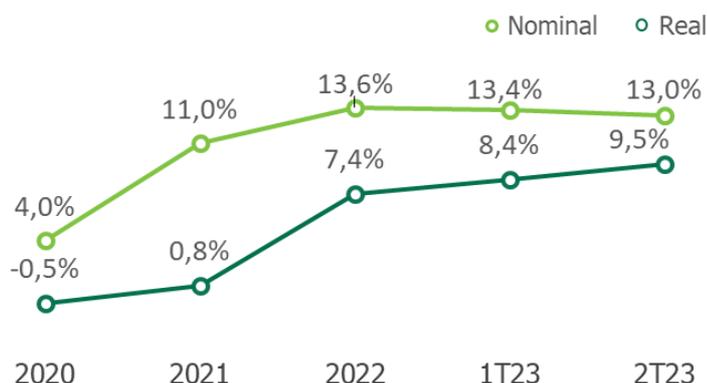
Cronograma de amortização da dívida (IFRS)



Notas:

- (1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos. Para se chegar ao total da dívida financeira de R\$ 28.111 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\$ 265 milhões, de acordo com o critério dos *covenants*.

Custo da Dívida Bruta¹ 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

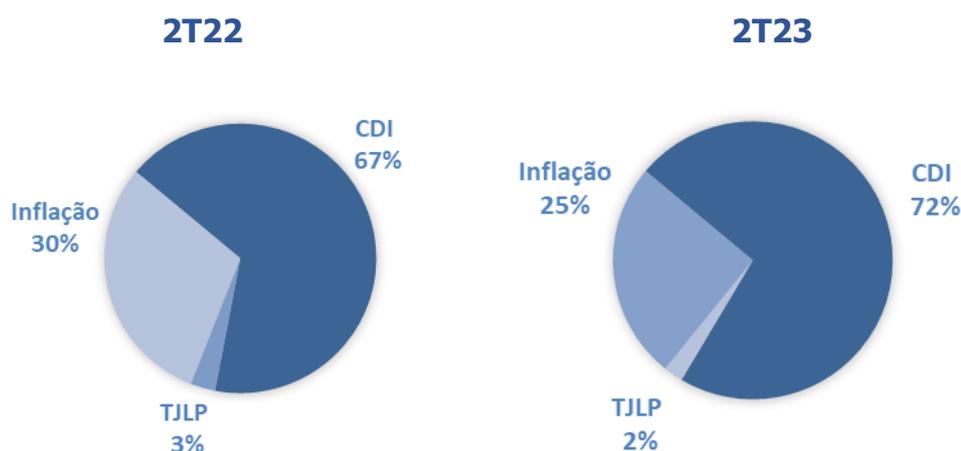
A tabela a seguir demonstra os *ratings* corporativos da CPFL Energia.

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

Indexação¹ Pós-Hedge² – 2T22 vs. 2T23



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 (25,9% 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 2T23, a Dívida Líquida *Pro forma* atingiu **R\$ 23.193 milhões**, um aumento de **1,8%** em relação à posição de dívida líquida no final do 2T22, no montante de **R\$ 22.793 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](#).

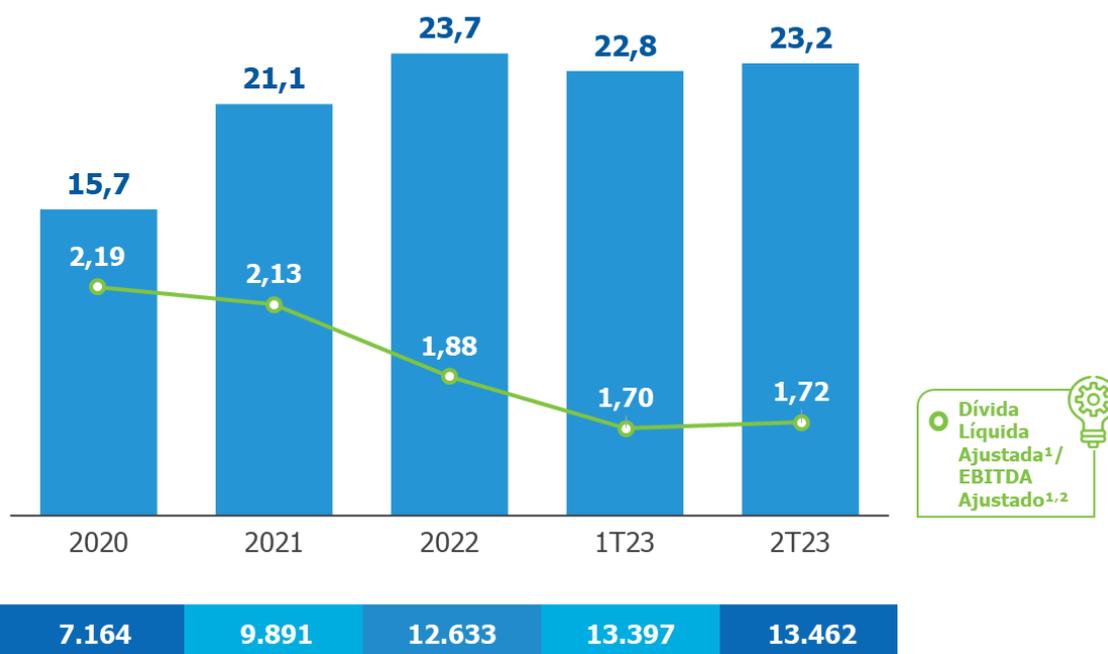
Critério Covenants R\$ Milhões	2T23	2T22	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	(28.596)	(27.455)	4,2%
(+) Disponibilidades ³	5.403	4.662	15,9%
(=) Dívida Líquida	(23.193)	(22.793)	1,8%
EBITDA <i>Pro forma</i> ²	13.462	11.176	20,5%
Dívida Líquida / EBITDA	1,72	2,04	-15,5%

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\$ 23.193 milhões** e o EBITDA *Pro forma* dos últimos 12 meses atingiu **R\$ 13.462 milhões**, a relação Dívida Líquida/EBITDA *Pro forma* ao final do 2T23 alcançou **1,72x**.

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	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Distribuição	928	1.137	-18,4%	1.806	2.112	-14,5%
Geração	75	43	74,9%	159	105	52,0%
Comercialização	1	2	-57,2%	1	3	-48,5%
Serviços e Outros ¹	13	10	30,6%	20	14	40,1%
Transmissão ²	184	154	19,6%	296	324	-8,4%
Total	1.201	1.346	-10,8%	2.283	2.558	-10,8%

Notas:

(1) Outros - refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados;

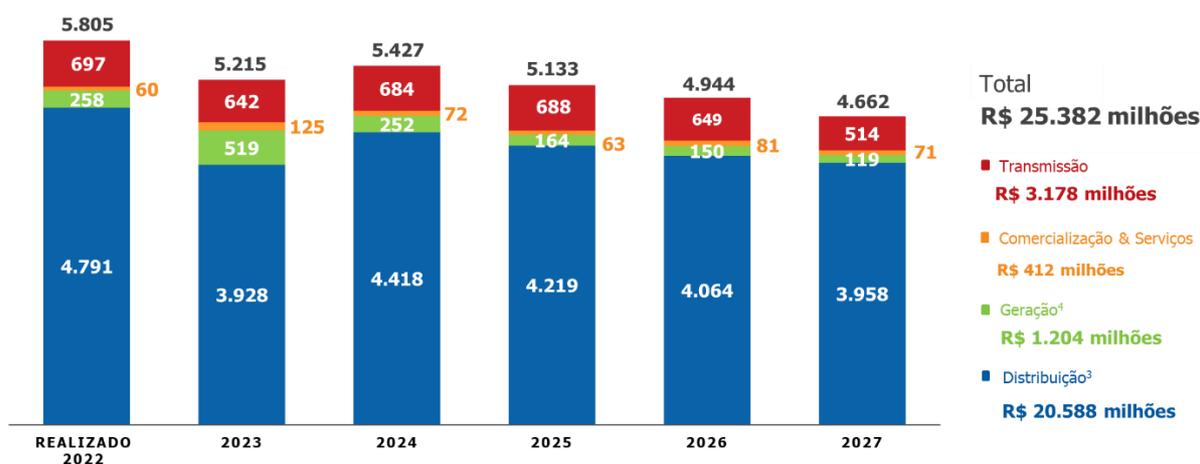
(2) Transmissão - transmissoras não possuem ativos imobilizados; assim, considera-se a adição de ativos contratuais.

No 2T23, os investimentos foram de R\$ 1.201 milhões, uma redução de 10.8% comparado aos R\$ 1.346 milhões registrados no 2T22, isso devido a uma desaceleração após o esforço para a Revisão Tarifária. No 1S23, os investimentos totalizaram R\$ 2.283 milhões, uma redução de 10.8% em relação ao 1S22, em que foram atingidos R\$ 2.558 milhões em investimentos.

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.

Investimentos Previstos (R\$ milhões)¹



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.

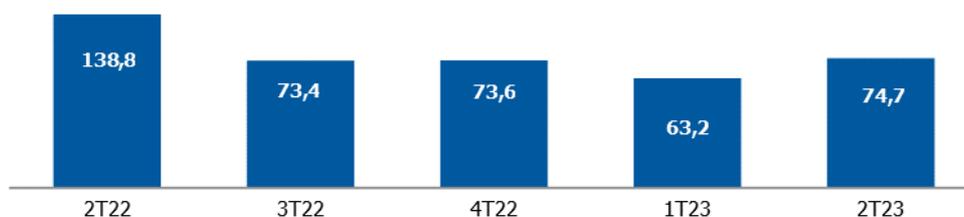
B3				
Data	CPFE3	IEE	IBOV	
30/06/2023	R\$ 34,39	91.090	118.087	
30/12/2022	R\$ 33,20	78.679	109.735	
30/06/2022	R\$ 30,88	78.787	98.542	
Var. 6M	3,6%	15,8%	7,6%	
Var. 12M	11,4%	15,6%	19,8%	

4.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação da CPFL Energia no 2T23 foi de R\$ 74,7 milhões, o que representa um aumento de 18,2% em comparação com o 1T23. Em relação ao mesmo período de 2022, houve uma redução de 46,1%.

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.

2T23

 Soluções Renováveis e Inteligentes					
Tema	Indicador	Unidade	2T23	2T22	Var.
Energia renovável	Total de energia gerada por fontes renováveis	GWh	2.599	3.389	-23,3%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	1.089	1.995	-45,4%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	452	453	-0,2%
	↳ Solar	GWh	0,3	0,0	1077,4%
	↳ Eólica	GWh	748	666	12,3%
	↳ Biomassa	GWh	310	275	12,6%
Smart Grid	Número de religadores automáticos instalados até o período	unidade	17.168	15.335	12,0%
	% de carga de energia teledistribuída	%	58%	58%	0,2%
Inovação	Investimento em inovação (P&D Aneel) no período	R\$ Milhões	14,8	12,4	19,0%
Descarbonização	Número de projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável até o período	unidade	67	21	219,0%
	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ Milhões	2,2	7,7	-71,2%

 Operações Sustentáveis					
Tema	Indicador	Unidade	2T23	2T22	Var.
Economia circular	Nº de transformadores reformados no período	unidade	3.413	2.722	25,4%
	Volume de alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa no período	toneladas	13.232	2.269	483,2%
Ecoeficiência	Consumo de água (prédios administrativos) no período	mil m ³	18	25	-26,1%
	Consumo de energia (prédios administrativos) no período	MWh	9.337	8.948	4,3%



Valor Compartilhado com a Sociedade

Tema	Indicador	Unidade	2T23	2T22	Var.
Digitalização	% de atendimentos digitais	%	91,0%	90,0%	1,1%
	% de pagamento de faturas por meio digital	%	72%	67%	7,0%
	Número de contas digitais no período	milhões de unidades	4,5	4,2	8,1%
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos (CPFL e RGE nos Hospitais)	R\$ Milhões	20,0	10,0	100,0%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades (Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente)	R\$ Milhões	28,8	31,6	-8,8%
	Número de pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL no período	mil pessoas	886,1	348,8	154,0%
	Número de unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética (PEE Aneel) no período	mil unidades consumidoras	2,3	1,8	27,8%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Número de horas de treinamento ¹	mil horas	210,4	206,4	1,9%
Diversidade	% de negros na companhia	%	28%	28%	-0,1%
	% de mulheres em cargos de liderança	%	22%	21%	2,6%
Compras sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	90%	89%	1,1%

Nota: 1) Considera o programa de requalificação profissional



Atuação Segura e Confiável

Tema	Indicador	Unidade	2T23	2T22	Var.
Saúde e Segurança	Taxa de frequência de acidentes (próprios)	nº feridos *IMM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	0,6	1,1	-47,7%
	Taxa de frequência de acidentes (contratadas)	nº feridos *IMM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	2,6	5,2	-49,8%
	Número de acidentes fatais com a população no período	nº de acidentes	0,0	4,0	-100,0%
Ética	% de colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	96%	82%	17,1%
Transparência	Número de Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	nº	2	2	-
	Número de mulheres no Conselho de Administração	nº	1	1	-

1S23



Soluções Renováveis e Inteligentes

Tema	Indicador	Unidade	1S23	1S22	Var.
Energia renovável	Total de energia gerada por fontes renováveis	GWh	5.144	5.285	-2,7%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	2.171	2.680	-19,0%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	990	873	13,4%
	↳ Solar	GWh	0,6	0,1	328,2%
	↳ Eólica	GWh	1.597	1.394	14,5%
	↳ Biomassa	GWh	385	337	14,4%
Smart Grid	Número de religadores automáticos instalados até o período	unidade	17.168	15.335	12,0%
	% de carga de energia telemidida	%	58%	58%	0,2%
Inovação	Investimento em inovação (P&D Aneel) no período	R\$ Milhões	22,2	23,3	-4,6%
Descarbonização	Número de projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável até o período	unidade	67	21	219,0%
	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ Milhões	3,2	10,6	-69,5%



Operações Sustentáveis

Tema	Indicador	Unidade	1S23	1S22	Var.
Economia circular	Nº de transformadores reformados no período	unidade	6.505	5.085	27,9%
	Volume de alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa no período	toneladas	28.144	3.983	606,6%
Ecoeficiência	Consumo de água (prédios administrativos) no período	mil m ³	34	67	-49,0%
	Consumo de energia (prédios administrativos) no período	MWh	18.046	18.657	-3,3%



Valor Compartilhado com a Sociedade

Tema	Indicador	Unidade	1S23	1S22	Var.
Digitalização	% de atendimentos digitais	%	91,0%	90,0%	1,1%
	% de pagamento de faturas por meio digital	%	71%	67%	6,3%
	Número de contas digitais no período	milhões de unidades	4,5	4,2	8,1%
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos (CPFL e RGE nos Hospitais)	R\$ Milhões	36,7	16,3	124,6%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades (Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente)	R\$ Milhões	42,9	53,0	-19,1%
	Número de pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL no período	mil pessoas	1.191,0	508,4	134,3%
	Número de unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética (PEE Aneel) no período	mil unidades consumidoras	4,7	3,8	23,7%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Número de horas de treinamento ¹	mil horas	304,9	356,2	-14,4%
Diversidade	% de negros na companhia	%	28%	28%	-0,1%
	% de mulheres em cargos de liderança	%	22%	21%	2,6%
Compras sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	90%	89%	1,1%

Nota: 1) Considera o programa de requalificação profissional



Atuação Segura e Confiável

Tema	Indicador	Unidade	1S23	1S22	Var.
Saúde e Segurança	Taxa de frequência de acidentes (próprios)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	0,6	1,1	-47,7%
	Taxa de frequência de acidentes (contratadas)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	2,6	5,2	-49,8%
	Número de acidentes fatais com a população no período	nº de acidentes	4,0	10,0	-60,0%
Ética	% de colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	96%	82%	17,1%
Transparência	Número de Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	nº	2	2	-
	Número de mulheres no Conselho de Administração	nº	1	1	-

6) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS

6.1) Segmento de Distribuição

6.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Milhões)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Receita Operacional Bruta	11.785	12.143	-2,9%	23.318	23.926	-2,5%
Receita Operacional Líquida	7.774	7.751	0,3%	15.989	15.598	2,5%
Custo com Energia Elétrica	(4.092)	(3.934)	4,0%	(8.305)	(8.243)	0,8%
Custos e Despesas Operacionais	(2.169)	(2.221)	-2,3%	(4.130)	(4.170)	-0,9%
Resultado do Serviço	1.513	1.596	-5,2%	3.553	3.186	11,5%
EBITDA⁽¹⁾	1.804	1.848	-2,4%	4.131	3.686	12,1%
Resultado Financeiro	(462)	(367)	25,7%	(807)	(655)	23,2%
Lucro Antes da Tributação	1.051	1.228	-14,5%	2.746	2.531	8,5%
Lucro Líquido	703	796	-11,7%	1.821	1.635	11,4%

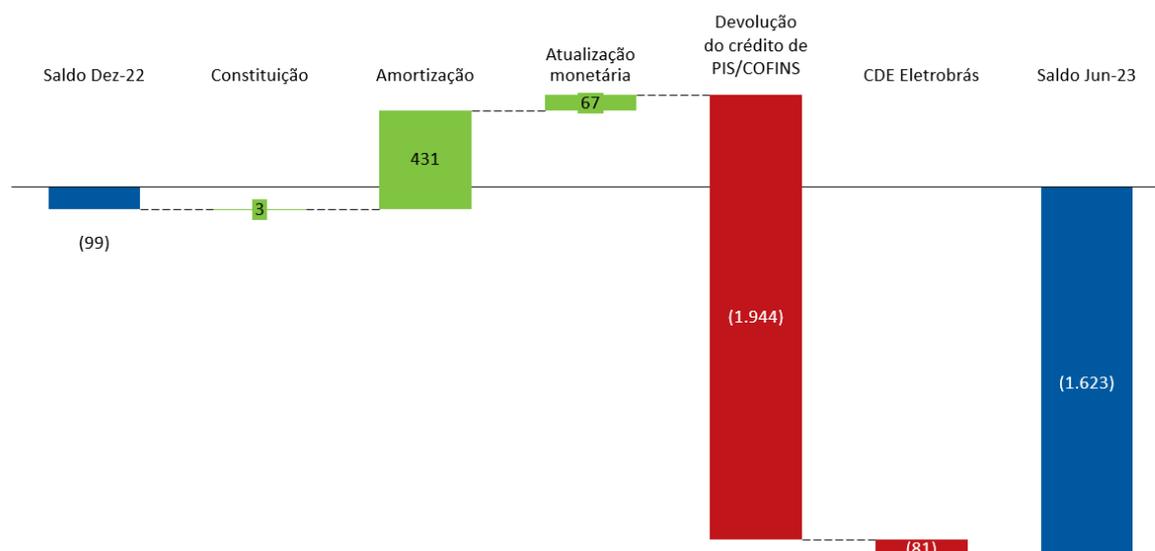
Notas:

(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 30 de junho de 2023, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era negativo (passivo) em R\$ 1.623 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2022, houve uma variação de R\$ 1.523 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo se deu pela constituição de um ativo de R\$ 3 milhões, principalmente nas linhas:

- (i) Sobrecontratação (R\$ 545 milhões);
- (ii) Rede Básica (R\$ 297 milhões);
- (iii) Encargo do Serviço do Sistema ("ESS") e Encargo de Energia de Reserva ("EER") (R\$ 196 milhões);

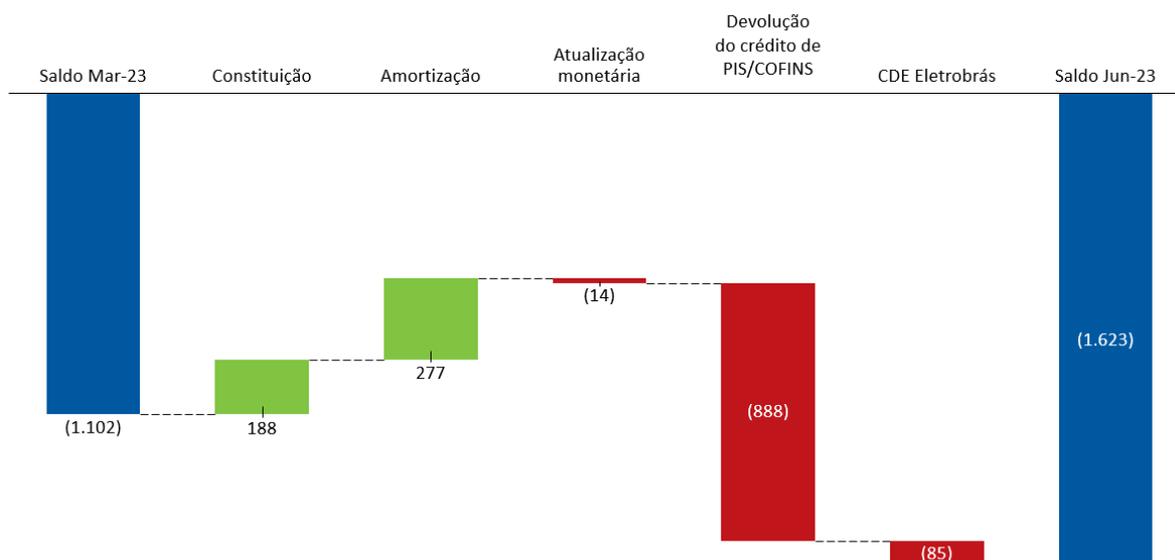
Parcialmente compensado por passivos constituídos nas linhas de:

- (iv) Custos com energia elétrica (R\$ 716 milhões);
- (v) Repasse de Itaipu (R\$ 300 milhões);
- (vi) Demais itens (R\$ 19 milhões).

A amortização foi de R\$ 431 milhões e a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 67 milhões.

Houve ainda, nesse período, a homologação da devolução para os consumidores do crédito de PIS/COFINS, no valor de R\$ 1.944 milhões. Além disso, houve o repasse de recursos da CDE da Eletrobrás no montante de R\$ 81 milhões.

Para fins de análise, segue abaixo o gráfico que demonstra a movimentação dos saldos de ativo e passivo setorial, apenas no 2T23:



Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Receita Operacional Bruta						
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	9.218	9.757	-5,5%	18.764	21.013	-10,7%
Energia Elétrica de Curto Prazo	174	123	41,5%	250	214	16,9%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	976	1.084	-10,0%	1.810	1.997	-9,4%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	465	88	427,3%	435	(1.260)	-
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	463	525	-11,7%	952	995	-4,3%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	333	439	-24,1%	830	744	11,6%
Outras Receitas e Rendas	177	153	15,9%	337	295	14,1%
Multas DIC e FIC	(22)	(26)	-15,0%	(60)	(72)	-17,1%
Total	11.785	12.143	-2,9%	23.318	23.926	-2,5%
Deduções da Receita Operacional Bruta						
ICMS	(1.546)	(1.884)	-17,9%	(2.506)	(4.014)	-37,6%
PIS e COFINS	(803)	(786)	2,2%	(1.645)	(1.517)	8,4%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.439)	(1.406)	2,4%	(2.785)	(2.842)	-2,0%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(65)	(63)	3,6%	(134)	(129)	3,6%
PROINFA	(84)	(76)	10,9%	(171)	(131)	30,2%
Bandeiras Tarifárias	-	(167)	-	-	328	-
Outros	(11)	(11)	-3,0%	(23)	(22)	3,0%
Total	(3.948)	(4.392)	-10,1%	(7.265)	(8.328)	-12,8%
Receita Operacional Líquida	7.838	7.751	1,1%	16.053	15.598	2,9%

No 2T23, a receita operacional bruta atingiu R\$ 11.785 milhões, uma redução de 2,9% (R\$ 358 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 5,5% (R\$ 539 milhões) na **Receita com Venda de Energia** (cativo + clientes livres), em decorrência:
 - a. da redução da alíquota de ICMS sobre energia elétrica;
 - b. de um efeito negativo relacionado ao incremento de GD, além dos impactos de temperatura e calendário;
 - c. da adoção da bandeira "escassez hídrica" no mês de abril do 2T22, comparada com bandeira verde nos 3 meses do 2T23;

Parcialmente compensadas pelos:

 - d. reajustes tarifários médios positivos das distribuidoras, na percepção do consumidor, no período entre 2T22 e 2T23 (aumentos médios de 10,98% na RGE, em junho de 2022, de 14,72% na CPFL Piratininga, em outubro de 2022, de 9,02% na CPFL Santa Cruz, em março de 2023, e de 4,89% na CPFL Paulista, em abril de 2023;
- (ii) Redução de 10,0% (R\$ 108 milhões) na **Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão**, que tem contrapartida nos custos operacionais;
- (iii) Redução de 24,1% (R\$ 106 milhões) na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, em decorrência do menor IPCA no período (1,56% no 2T23 ante 3,18% no 2T22), no montante de R\$ 166 milhões, parcialmente compensado pelos efeitos extraordinários devido aos laudos BRR da CPFL Paulista, RGE e CPFL Piratininga (R\$ 60 milhões);
- (iv) Redução de 11,7% (R\$ 61 milhões) em **Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários**;

Parcialmente compensadas pelo:

- (v) Aumento de 427,3% (R\$ 377 milhões) na contabilização do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**, decorrente da constituição líquida de um ativo de R\$ 188 milhões

- no 2T23 e amortização de um passivo de R\$ 277 milhões, ante a constituição líquida de passivo de R\$ 228 milhões e amortização de um passivo de R\$ 317 milhões no 2T22;
- (vi) Aumento de 41,5% (R\$ 51 milhões) em **Energia Elétrica de Curto Prazo**, decorrente de maior quantidade de energia liquidada na CCEE e do PLD maior;
 - (vii) Aumento de 22,2% (R\$ 28 milhões) em **outras receitas e rendas**.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.948 milhões no 2T23, representando uma redução de 10,1% (R\$ 444 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 12,0% (R\$ 321 milhões) nos **impostos** (ICMS e PIS/COFINS), devido à alteração de alíquotas do ICMS;
- (ii) Redução de R\$ 167 milhões no valor contabilizado relativo às **bandeiras tarifárias**, devido à reclassificação do saldo para o Ativo e Passivo Financeiro Setorial em jan/22;

Parcialmente compensadas por:

- (iii) Aumento de 2,4% (R\$ 33 milhões) na **CDE**, decorrente da inclusão da CDE Escassez Hídrica e CDE GD;
- (iv) Aumento de 6,8% (R\$ 10 milhões) nos **demais itens**.

A receita operacional líquida foi de R\$ 7.838 milhões no 2T23, representando um aumento de 1,1% (R\$ 86 milhões).

No 1S23, a receita operacional bruta atingiu R\$ 23.318 milhões, uma redução de 2,5% (R\$ 608 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 10,7% (R\$ 2.249 milhões) na **Receita com Venda de Energia** (cativo + clientes livres), em decorrência: (a) da redução da alíquota de ICMS sobre a venda de energia (b) de um efeito negativo considerável relacionado ao incremento de GD, além dos impactos de temperatura e calendário;
- (ii) Redução de 9,4% (R\$ 187 milhões) na **Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão**, que tem contrapartida nos custos operacionais;
- (iii) Redução de 4,3% (R\$ 43 milhões) em **Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários**;

Parcialmente compensados pela:

- (iv) Variação de R\$ 1.695 milhões na contabilização do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**, decorrente da constituição líquida de um ativo de R\$ 3 milhões no 1S23 e amortização de um passivo de R\$ 431 milhões, ante a constituição líquida de passivo de R\$ 1.426 milhões e amortização de um passivo de R\$ 166 milhões no 1S22;
- (v) Aumento de 11,6% (R\$ 86 milhões) na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, decorrente dos aumentos da base de ativos regulatória com a atualização dos laudos dos processos de revisão tarifária;
- (vi) Aumento de 14,1% (R\$ 41 milhões) em **outras receitas e rendas**;
- (vii) Aumento de 16,9% (R\$ 36 milhões) em **Energia Elétrica de Curto Prazo**, decorrente do PLD maior.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 7.265 milhões no 1S23, representando uma redução de 12,8% (R\$ 1.063 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 24,9% (R\$ 1.379 milhões) nos **impostos** (ICMS e PIS/COFINS), devido à alteração de alíquotas do ICMS;
 - (i) Redução de 2% (R\$ 56 milhões) na **CDE**, decorrente da redução de R\$ 161 milhões da cota CDE Uso, parcialmente compensada pelo aumento de R\$ 105 milhões devido à inclusão da CDE Escassez Hídrica e CDE GD.
- Parcialmente compensados pela:
- (ii) Variação de R\$ 328 milhões na contabilização das **bandeiras tarifárias**, devido à reclassificação da bandeira tarifária para o Ativo e Passivo Financeiro Setorial em 2022;
 - (iii) Aumento de 15,9% (R\$ 45 milhões) nos **demais itens**.

A receita operacional líquida foi de R\$ 16.053 milhões no 1S23, representando um aumento de 2,9% (R\$ 455 milhões).

Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	532	787	-32,5%	993	1.438	-30,9%
PROINFA	104	147	-29,5%	205	317	-35,4%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.656	2.397	10,8%	5.184	4.793	8,2%
Crédito de PIS e COFINS	(286)	(300)	-4,5%	(571)	(578)	-1,3%
Total	3.005	3.032	-0,9%	5.811	5.970	-2,7%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	922	697	32,3%	1.852	1.406	31,7%
Encargos de Transporte de Itaipu	78	66	17,7%	151	129	16,9%
Encargos de Conexão	66	69	-4,4%	133	135	-1,6%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	13	11	10,1%	25	22	13,0%
ESS / EER	260	152	71,3%	588	813	-27,7%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	12	6	96,0%	20	504	-96,0%
Encargos de Energia de Reserva - EER	248	146	70,3%	568	308	84,1%
Crédito de PIS e COFINS	(124)	(92)	34,5%	(254)	(232)	9,7%
Total	1.214	903	34,5%	2.494	2.273	9,7%
Custo com Energia Elétrica	4.219	3.935	7,2%	8.305	8.243	0,8%

Energia comprada para revenda

No 2T23, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 3.005 milhões, uma redução de 0,9% (R\$ 27 milhões), devido principalmente a:

- (i) Redução de 32,5% na **energia de Itaipu** (R\$ 256 milhões), principalmente em função da variação cambial (-30,7%);
- (ii) Redução de 29,5% no **PROINFA** (R\$ 43 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;

Parcialmente compensados pela:

- (iii) Aumento de 10,8% na **energia adquirida em leilões, contratos bilaterais e curto prazo** (R\$ 259 milhões), principalmente devido ao maior preço médio (+13,6%);
- (iv) Redução de 4,5% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 14 milhões).

No 1S23, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 5.811 milhões, uma redução de 2,7% (R\$ 159 milhões), devido principalmente a:

- (i) Redução de 30,9% na **energia de Itaipu** (R\$ 445 milhões), em função da variação cambial, que diminuiu o preço médio dessa energia em 29,1%;
- (ii) Redução de 35,4% no **PROINFA** (R\$ 112 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (iii) Aumento de 8,2% na **energia adquirida em leilões, contratos bilaterais e mercado de curto prazo** (R\$ 391 milhões), devido ao maior preço médio (+12,2%);
- (iv) Redução de 1,3% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 7 milhões).

Quantidade física (GWh)	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Energia de Itaipu Binacional	2.460	2.526	-2,6%	4.893	5.022	-2,6%
PROINFA	225	230	-2,2%	449	448	0,2%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	10.832	11.105	-2,5%	22.281	23.113	-3,6%
Total	13.517	13.861	-2,5%	27.623	28.582	-3,4%

Tarifa média (R\$/MWh)	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Energia de Itaipu Binacional	216,12	311,72	-30,7%	203,03	286,39	-29,1%
PROINFA	459,82	637,66	-27,9%	455,89	706,99	-35,5%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	245,19	215,85	13,6%	232,67	207,40	12,2%
Total	222,32	218,71	1,6%	210,38	208,87	0,7%

Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

No 2T23, os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 1.214 milhões, representando um aumento de 34,5% (R\$ 311 milhões), devido a:

- (i) Aumento de 31,0% (R\$ 238 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;
- (ii) Aumento de 71,3% (R\$ 108 milhões) nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, devido principalmente ao EER – Encargo de Energia de Reserva. A variação desse encargo se deu em função da intensificação da operação de usinas contratadas nos termos do 1º Procedimento Competitivo Simplificado - PCS/MME/ANEEL, cujos efeitos, diante da comparação trimestral, refletem de forma significativa no 2T23;

Parcialmente compensados pelo:

- (iii) Aumento de 34,5% (R\$ 32 milhões) no **crédito de PIS/COFINS**.

No 1S23, os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** foram de R\$ 2.494 milhões, representando um aumento de 9,7% (R\$ 221 milhões), devido a:

- (i) Aumento de 27,7% (R\$ 469 milhões) nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição), principalmente devido ao aumento nos reajustes anuais das transmissoras;

Parcialmente compensada por:

- (ii) Redução de 27,7% (R\$ 225 milhões) nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, a variação do ESS – Encargo de Serviço do Sistema se deu em função da melhoria do cenário energético percebida no 1S23, fazendo com que os custos sistêmicos fossem minimizados, em comparação com o 1S22, 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 semestral, aparecem apenas no 1S23;

- (iii) Aumento de 9,7% (R\$ 23 milhões) no **crédito de PIS/COFINS**.

PMSO

	PMSO (R\$ milhões)					
	2T23	2T22	%	1S23	1S22	%
Pessoal	330	280	17,9%	621	534	16,1%
Material	69	74	-6,7%	149	139	7,2%
Serviços de Terceiros	278	241	15,8%	539	461	17,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	194	234	-16,9%	373	423	-11,7%
<i>PDD</i>	57	88	-35,4%	127	178	-29,0%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	47	61	-24,0%	81	93	-12,8%
<i>Baixa de Ativos</i>	45	36	23,9%	75	62	20,7%
<i>Outros</i>	46	48	-4,3%	91	90	1,4%
Total PMSO	871	828	5,3%	1,682	1,557	8,0%

No 2T23, o **PMSO** atingiu R\$ 871 milhões, um aumento de 5,3% (R\$ 44 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 11,9% (R\$ 67 milhões) nas despesas PMSO ligadas à inflação:
 - a. aumento de 17,9% (R\$ 50 milhões) na linha de Pessoal, que é explicada não apenas pelos reajustes salariais previstos no acordo coletivo com base na inflação², mas também pelo aumento no quadro de colaboradores (+5,5%);
 - b. aumento de 6,1% (R\$ 17 milhões) em MSO: serviços terceirizados (R\$ 5 milhões), transportes (R\$ 4 milhões), poda de árvores (R\$ 3 milhões), leitura e entrega de contas (R\$ 2 milhões), entre outros;
- (ii) Aumento de 53,9% (R\$ 17 milhões) em despesas com hardware e software;
- (iii) Aumento de 23,9% (R\$ 9 milhões) em baixa de ativos;

Parcialmente compensados pela:

- (iv) Redução de 35,4% (R\$ 31 milhões) na provisão para devedores duvidosos (PDD);
- (v) Redução de 24,0% (R\$ 15 milhões) nas despesas legais e judiciais;
- (vi) Redução de 6,7% (R\$ 3 milhões) em despesas com manutenção de linhas, redes e subestações, associadas aos esforços de Capex.

No 1S23, o **PMSO** atingiu R\$ 1.682 milhões, um aumento de 8,0% (R\$ 125 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 13,4% (R\$ 143 milhões) nas despesas com PMSO ligadas à inflação, devido a:
 - a. um aumento de 16,1% (R\$ 86 milhões) nas despesas de pessoal, devido aos fatores já explicados acima no 2T23;

² As datas dos últimos reajustes salariais das distribuidoras ocorreram entre junho e novembro de 2022, trazendo o reflexo da inflação mais alta praticada nesse período.

b. um aumento de 10,6% (R\$ 57 milhões) nas despesas de MSO. Cabe destacar que há uma concentração de reajustes contratuais das despesas das distribuidoras no meio do ano, de tal forma que essas despesas ainda estão influenciadas pelos índices inflacionários mais elevados de 2022.

- (ii) Aumento de 41,2% (R\$ 28 milhões) em despesas com hardware e software;
- (iii) Aumento de 20,7% (R\$ 13 milhões) na baixa de ativos.
- (iv) Aumento de 6,0% (R\$ 5 milhões) em despesas com manutenção de linhas, redes e subestações, associadas aos esforços de Capex;

Parcialmente compensado por:

- (v) Redução de 29,0% (R\$ 52 milhões) na provisão para devedores duvidosos (PDD);
- (vi) Redução de 12,8% (R\$ 12 milhões) nas despesas legais e judiciais, principalmente decorrente do maior volume de processos cíveis e trabalhistas;

Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Custos com construção de infraestrutura	976	1.084	-10,0%	1.810	1.997	-9,4%
Entidade de Previdência Privada	31	58	-47,1%	61	116	-47,1%
Depreciação e Amortização	278	238	16,7%	549	472	16,4%
Total	1.284	1.380	-6,9%	2.420	2.585	-6,4%

EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 1.804 milhões no 2T23, uma redução de 2,4% (R\$ 43 milhões), explicado principalmente pela redução da atualização do ativo financeiro da concessão, impactada pelo menor IPCA no período.

No 1S23, o **EBITDA** totalizou R\$ 4.131 milhões, um aumento de 12,1% (R\$ 445 milhões), explicado pelos efeitos extraordinários devido aos laudos BRR dos processos de revisão tarifária e reajuste positivo da parcela B.

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

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Lucro Líquido	703	796	-11,7%	1.821	1.635	11,4%
Depreciação e Amortização	292	252	15,8%	578	500	15,5%
Resultado Financeiro	462	367	25,7%	807	655	23,2%
IR/CS	348	433	-19,6%	925	896	3,3%
EBITDA	1.804	1.848	-2,4%	4.131	3.686	12,1%

EBITDA por Distribuidora

EBITDA por Distribuidora						
Distribuidoras	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
CPFL Paulista	667	798	-16,5%	1.746	1.484	17,7%
CPFL Piratininga	342	303	12,8%	701	651	7,6%
RGE	719	676	6,4%	1.537	1.411	8,9%
CPFL Santa Cruz	77	70	9,1%	147	140	5,4%
EBITDA	1.804	1.848	-2,4%	4.131	3.686	12,1%

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](#).

O Ebitda da CPFL Paulista foi impactado negativamente pela reversão de parte do efeito extraordinário contabilizado no 1T23 relativo ao laudo final da BRR (-R\$ 64 milhões). Já na RGE e CPFL Piratininga, o Ebitda sofreu efeito positivo em função dos registros dos laudos BRR final (R\$ 77 milhões) e preliminar (R\$ 47 milhões), respectivamente.

Os demais efeitos, citados na explicação acima, são comuns a todas as distribuidoras.

Resultado Financeiro

Distribuição (R\$ Milhões)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Receitas	390	483	-19,3%	842	883	-4,6%
Despesas	(852)	(851)	0,1%	(1.650)	(1.538)	7,3%
Resultado Financeiro	(462)	(367)	25,7%	(807)	(655)	23,2%

Análise Gerencial

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Despesas com a dívida líquida	(559)	(618)	-9,5%	(1,162)	(1,086)	6,9%
Acréscimos e multas moratórias	98	141	-30,2%	182	262	-30,6%
Marcação a mercado	(11)	24	-	61	12	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	(14)	106	-	67	224	-70,0%
Outras receitas e despesas	25	(21)	-	45	(67)	-
Resultado Financeiro	(462)	(367)	25,7%	(807)	(655)	23,2%

No 2T23, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 462 milhões, um aumento de 25,7% (R\$ 94 milhões), se comparada ao 2T22. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Variação de R\$ 120 milhões, saindo de uma receita de R\$ 106 milhões para uma despesa de R\$ 14 milhões, na **atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, devido à redução de saldo ativo existente no 2T22 em comparação ao 2T23;
- (ii) Redução de 30,2% (R\$ 43 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**, reflexo da redução do IPCA (de 3,18% no 2T22 para 1,56% no 2T23) incidente sobre as contas em atraso, do menor ticket médio e da menor inadimplência, se comparados ao 2T22;
- (iii) Variação negativa de R\$ 35 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa), compensando parcialmente o efeito positivo do 1T23, decorrente principalmente do menor spread de risco praticado pelo mercado nessa comparação;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 9,5% (R\$ 59 milhões) nas **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), reflexo da redução do IPCA no

período, passando de 3,18% no 2T22 para 1,56% no 2T23, parcialmente compensado pelo aumento do CDI no período, passando de 2,83% no 2T22 para 3,01% no 2T23, e pelo maior saldo de dívida;

- (v) Variação positiva de R\$ 36 milhões nas **demais receitas/despesas financeiras**;
- (vi) Variação positiva de R\$ 10 milhões no **deságio na aquisição de créditos de ICMS**.

No 1S23, o resultado financeiro registrou uma **despesa financeira líquida** de R\$ 807 milhões, aumento de R\$ 152 milhões se comparada ao 1S22. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Variação de R\$ 157 milhões, saindo de uma receita de R\$ 224 milhões para uma despesa de R\$ 67 milhões, na **atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, devido à redução de saldo ativo existente no 1S22 em comparação ao 1S23;
- (ii) Redução de 30,6% (R\$ 80 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**, reflexo da redução do IPCA entre os períodos, e menor inadimplência;
- (iii) Aumento de 6,9% (R\$ 75 milhões) nas **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), decorrente principalmente do aumento no indexador CDI (passando de 5,36% no 1S22 para 6,44% no 1S23) e maior saldo de dívida;

Parcialmente compensados pela:

- (iv) Variação positiva de R\$ 91 milhões nas **demais receitas e despesas financeiras**;
- (v) Variação positiva de R\$ 49 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa), decorrente principalmente do maior *spread* de risco praticado pelo mercado, principalmente no início de 2023;
- (vi) Variação positiva de R\$ 14 milhões no **deságio na aquisição de créditos de ICMS**;
- (vii) Redução de R\$ 7 milhões em **despesas com atualização de contingências**.

Imposto de Renda e Contribuição Social

No 2T23, **Imposto de Renda e Contribuição Social** registraram uma redução de 29,6% (R\$ 85 milhões), explicado principalmente pela variação do lucro antes da tributação. A alíquota efetiva saiu de 35,2% no 2T22 para 33,1% no 2T23.

No 1S23, **Imposto de Renda e Contribuição Social** registraram um aumento de 3,31% (R\$ 30 milhões), explicado principalmente pela variação do lucro antes da tributação. A alíquota efetiva saiu de 35,4% no 1S22 para 33,7% no 1S23.

Lucro Líquido

O **lucro líquido** totalizou R\$ 703 milhões no 2T23, uma redução de 11,7% (R\$ 93 milhões), devido à redução do EBITDA e a piora no resultado financeiro, devido às maiores despesas com dívida líquida e variação negativa da atualização do ativo financeiro setorial.

No 1S23, o **lucro líquido** foi de R\$ 1.821 milhões, aumento de 11,4% (R\$ 186 milhões). Esse resultado reflete o aumento do EBITDA, parcialmente compensado por uma maior despesa financeira líquida.

6.1.2) Eventos Tarifários

Datas de referência

Revisões Tarifárias					
Distribuidora	Periodicidade	Data da Próxima Revisão	Ciclo	Data dos Processos Tarifários	Vencimento das Concessões
CPFL 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
RGE	A cada 5 anos	Junho de 2028	6º CRTP	19 de junho	06 de novembro de 2027

Reajustes Tarifários Anuais e Revisões Tarifárias em 2022 e 2023

Descrição	Reajustes Tarifários Anuais (RTAs)		Revisões Tarifárias Periódicas (RTPs)	
	CPFL Piratininga	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE
Resolução Homologatória	3.128	3.178	3.183	3.206
Reajuste	21,07%	5,64%	3,36%	1,67%
Parcela A	14,47%	3,24%	0,89%	6,79%
Parcela B	2,03%	1,17%	0,19%	0,43%
Componentes Financeiros	4,57%	1,23%	2,28%	-5,55%
Efeito para o consumidor¹	14,72%	9,02%	4,89%	1,10%
Data de entrada em vigor	23/10/2022	21/03/2023	08/04/2023	19/06/2023

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

6.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Segmento de Comercialização (R\$ Milhões)						
	2T23	2T22	Var %	1S23	1S22	Var.
Receita Operacional Bruta	608	651	-6,5%	1.228	1.256	-2,2%
Receita Operacional Líquida	509	549	-7,2%	1.030	1.082	-4,9%
Custo com Energia Elétrica	(484)	(539)	-10,2%	(990)	(1.113)	-11,1%
Custos e Despesas Operacionais	(18)	(16)	16,7%	(34)	(29)	17,8%
Resultado do Serviço	7	(6)	-	6	(60)	-
EBITDA¹	8	(5)	-	9	(58)	-
Resultado Financeiro	(24)	(55)	-56,7%	(54)	(103)	-47,9%
Lucro Antes da Tributação	(17)	(61)	-72,3%	(48)	(163)	-70,8%
Lucro Líquido	(17)	(60)	-72,0%	(48)	(146)	-98,5%

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

DRE Consolidado - Segmento de Serviços (R\$ Milhões)						
	2T23	2T22	Var %	1S23	1S22	Var.
Receita Operacional Bruta	274	288	-4,9%	518	541	-4,4%
Receita Operacional Líquida	250	265	-5,8%	473	498	-5,0%
Custos e Despesas Operacionais	(199)	(219)	-9,2%	(390)	(405)	-3,6%
Resultado do Serviço	51	46	10,3%	83	94	-11,1%
EBITDA¹	64	55	14,6%	109	112	-3,3%
Resultado Financeiro	3	1	183,4%	7	1	376,1%
Lucro Antes da Tributação	54	47	14,5%	90	95	-5,5%
Lucro Líquido	41	36	12,4%	69	71	-2,7%

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)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Receita Operacional Bruta	1.190	956	24,5%	2.425	1.839	31,9%
Receita Operacional Líquida	1.091	885	23,3%	2.218	1.700	30,5%
Custo com Energia Elétrica	(128)	(114)	12,3%	(262)	(254)	3,1%
Custos e Despesas Operacionais	(337)	(325)	3,9%	(678)	(624)	8,6%
Resultado do Serviço	626	446	40,1%	1.278	822	55,6%
Equivalência Patrimonial	83	126	-34,1%	160	241	-33,5%
EBITDA¹	928	757	22,6%	1.865	1.430	30,4%
Resultado Financeiro	(160)	(147)	9,0%	(300)	(284)	5,5%
Lucro Antes da Tributação	548	426	28,9%	1.138	778	46,3%
Lucro Líquido	419	365	14,8%	872	659	32,3%

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 2T23, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 1.190 milhões, um aumento de 24,5% (R\$ 234 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 1.091 milhões, registrando um aumento de 23,3% (R\$ 206 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- (i) Aumento de 25,3% (R\$ 240 milhões) no **Suprimento de Energia Elétrica**:
 - a. Aumento de R\$ 276 milhões devido à **consolidação de Enercan**;
 - b. Redução de R\$ 36 milhões no **Suprimento de Energia Elétrica**;

Parcialmente compensado por:

- (ii) Aumento de 39,4% (R\$ 28 milhões) em **Deduções da Receita Operacional**, principalmente em impostos (PIS/COFINS):
 - a. Aumento de R\$ 32 milhões referente à **consolidação de Enercan**;
 - b. Redução de R\$ 4 milhões em **Deduções da Receita Operacional**;
- (iii) Redução de R\$ 6 milhões em **Outras Receitas**.

No 1S23, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 2.425 milhões, um aumento de 31,9% (R\$ 586 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 2.218 milhões, registrando um aumento de 30,5% (R\$ 518 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- (i) Aumento de 33,3% (R\$ 605 milhões) no **Suprimento de Energia Elétrica**:

- a. Aumento de 30,3% (R\$ 551 milhões) devido à **consolidação de Enercan**;
- b. Aumento de 3,0% (R\$ 54 milhões) no **Suprimento de Energia Elétrica**;

Parcialmente compensado por:

- (ii) Aumento de 49,0% (R\$ 68 milhões) em **Deduções da Receita Operacional**, principalmente em impostos (PIS/COFINS):
 - a. Aumento de 48,0% (R\$ 66 milhões) referente à **consolidação de Enercan**;
 - b. Aumento de 1,0% (R\$ 2 milhões) em **Deduções da Receita Operacional**;
- (iii) Redução de R\$ 18 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						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Energia de curto prazo	21	15	44,3%	44	80	-44,5%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	44	63	-31,0%	93	152	-38,8%
Solução para o GSF / ACR e ACL	-	-	-	-	(49)	-100,0%
Crédito de PIS e COFINS	(3)	(5)	-34,2%	(7)	(12)	-39,2%
Energia Comprada para Revenda	62	74	-15,6%	130	171	-23,9%
Encargos da Rede Básica	55	29	88,4%	109	61	78,0%
Encargos de Conexão	4	3	22,9%	8	6	26,8%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	10	14,7%	22	19	18,2%
ESS/EER	0	0	-	0	0	-
Crédito de PIS e COFINS	(4)	(1)	159,4%	(7)	(3)	139,8%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	66	40	63,0%	132	83	58,2%
Custo com Energia Elétrica	128	114	12,3%	262	254	3,1%

No 2T23, o Custo com Energia Elétrica atingiu R\$ 128 milhões, o que representa um aumento de 12,3% (R\$ 14 milhões) comparado ao 2T22, devido a:

- (i) Aumento de 63,0% (R\$ 25 milhões) nos **Encargos de Uso do Sistema de Distribuição**, líquidos de impostos:
 - a. Aumento de 50,1% (R\$ 20 milhões) referente à **consolidação de Enercan**;
 - b. Aumento de 12,9% (R\$ 5 milhões) nos **Encargos de Uso do Sistema de Distribuição**;
- (ii) Aumento de 44,3% (R\$ 7 milhões) no custo com **energia de curto prazo**:
 - a. Aumento de R\$ 8 milhões devido à **consolidação de Enercan**;
 - b. Redução de R\$ 1 milhão com **energia de curto prazo**;
- (iii) Redução de 34,2% (R\$ 2 milhões) em **Créditos de PIS e COFINS** relativos à compra de energia, a despeito da **consolidação de Enercan** (+R\$ 1 milhão).

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 31,0% (R\$ 20 milhões) no custo com energia adquirida em **contratos bilaterais, ACR e ACL**, a despeito da **consolidação de Enercan** (+R\$ 11 milhões);

No 1S23, o Custo com Energia Elétrica atingiu R\$ 262 milhões, o que representa um aumento

de 3,1% (R\$ 8 milhões) comparado ao 1S22, devido a:

- (i) Aumento de 58,2% (R\$ 49 milhões) nos **Encargos de Uso do Sistema de Distribuição**, líquidos de impostos:
 - Aumento de 52,4% (R\$ 40 milhões) referente à **consolidação de Enercan**;
 - Aumento de 5,8% (R\$ 9 milhões) nos **Encargos de Uso do Sistema de Distribuição**;
- (ii) Aumento de 44,4% (R\$ 14 milhões) no custo com **energia de curto prazo**:
 - Aumento de 42,9% (R\$ 13 milhões) devido à **consolidação de Enercan**;
 - Aumento de 1,5% (R\$ 1 milhão) com **energia de curto prazo**;
- (iii) Redução de 39,2% (R\$ 5 milhões) em **Créditos de PIS e COFINS** relativos à compra de energia, a despeito da **consolidação de Enercan** (+R\$ 2 milhões).

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 38,8% (R\$ 59 milhões) no custo com energia adquirida em **contratos bilaterais, ACR e ACL**, a despeito da **consolidação de Enercan** (+R\$ 18 milhões);

Quantidade física (GWh)	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Energia de curto prazo	240	612	-60,8%	487	939	-48,2%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	728	440	65,4%	1.690	1.616	4,5%
Total	968	1.052	-8,0%	2.176	2.555	-14,8%

Preço médio (R\$/MWh)	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Energia de curto prazo	89,30	24,30	267,5%	90,71	32,56	178,6%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	59,98	143,86	-58,3%	55,11	94,16	-41,5%
Total	67,25	74,35	-9,5%	63,07	71,53	-11,8%

PMSO

	PMSO Consolidado					
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Pessoal	41	39	5,2%	82	79	3,9%
Material	12	11	15,1%	22	19	14,8%
Serviços de Terceiros	69	56	24,2%	127	104	22,1%
Outros	(5)	34	-	20	53	-61,2%
<i>Baixa de Ativos</i>	(4)	0	-	(5)	(0)	-
<i>Prêmio do Risco do GSF</i>	5	6	-12,7%	11	12	-12,9%
<i>Legais, Judiciais e Indenizações</i>	(24)	1	-	(24)	1	-
<i>Outros</i>	18	27	-34,5%	39	39	0,1%
PMSO	118	139	-15,4%	252	255	-1,3%

No 2T23, o PMSO atingiu R\$ 118 milhões, uma redução de 15,4% (R\$ 22 milhões) em relação ao 2T22. A redução é explicada principalmente por:

- (i) Variação de R\$ 39 milhões em **Outras Despesas**, devido principalmente à reversão de R\$ 29 milhões em despesas **Legais, Judiciais e Indenizações**.

Parcialmente compensado por:

- (ii) Aumento de 24,2% (R\$ 13 milhões) em despesas com **Serviços de Terceiros**, devido principalmente ao aumento dos gastos com manutenção de hardware/software (R\$ 4 milhões), manutenção de máquinas e equipamentos (R\$ 3 milhões) e pela consolidação de Enercan (R\$ 3 milhões);

- (iii) Aumento de 7,3% (R\$ 4 milhões) em despesas com **Pessoal e Material**, com destaque para a consolidação de Enercan (R\$ 1 milhão) e maior número de colaboradores.

No 1S23, o PMSO atingiu R\$ 252 milhões, uma redução de 1,3% (R\$ 3 milhões) em relação ao 1S22. A redução é explicada principalmente por:

- (i) Redução de R\$ 32 milhões em **Outras Despesas**, devido principalmente à reversão de R\$ 29 milhões em despesas **Legais, Judiciais e Indenizações**;

Parcialmente compensado por:

- (ii) Aumento de 22,1% (R\$ 23 milhões) em despesas com **Serviços de Terceiros**, devido principalmente ao aumento dos gastos com manutenção de sistema elétrico, máquinas e edificações (R\$ 9 milhões), à consolidação de Enercan (R\$ 5 milhões) e à manutenção de hardware/software (R\$ 3 milhões);
- (iv) Aumento de 6,1% (R\$ 6 milhões) em despesas com **Pessoal e Material**, com destaque para a consolidação de Enercan (R\$ 3 milhões) e maior número de colaboradores.

Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Entidade de Previdência Privada	0	1	-71,6%	0	2	-94,8%
Depreciação e Amortização	177	142	24,6%	342	283	20,8%
Amortização do Intangível da Concessão	42	42	0,0%	84	84	0,1%
Total	219	185	18,5%	426	369	15,4%

Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
	2T23	2T22	Var. %	1S23	1S22	Var. %
Projetos						
UHE Barra Grande	1	(2)	-	3	(1)	-
UHE Campos Novos	-	56	-100,0%	-	108	-100,0%
UHE Foz do Chapecó	63	50	26,9%	121	91	32,3%
UTE Epasa	20	22	-10,8%	37	43	-14,1%
Total	84	126	-33,8%	160	241	-33,4%

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	2T23	2T22	Var. %	1S23	1S22	Var.%
Receita Líquida	14	21	-32,5%	29	42	-30,3%
Custos/Desp. Operacionais	(8)	(12)	-31,9%	(15)	(24)	-38,1%
Depreciação e Amortização	(4)	(4)	1,7%	(7)	(7)	0,2%
Resultado Financeiro	(1)	(8)	-88,6%	(3)	(13)	-74,6%
IR/CS	(0)	1	-	(1)	1	-
Lucro Líquido	1	(2)	-	3	(1)	-

No 2T23, a receita líquida apresentou uma redução de 32,5% (R\$ 7 milhões) no período, devido principalmente à redução na tarifa, enquanto os custos e despesas operacionais tiveram uma redução de 31,9% (R\$ 4 milhões), devido à redução na quantidade e no preço de energia comprada. Houve uma despesa financeira líquida de R\$ 1 milhão, uma redução de 88,6% (R\$ 7 milhões), devido principalmente à redução nas despesas com UBP, indexadas por IGP-M.

No 1S23, a receita líquida apresentou uma redução de 30,3% (R\$ 13 milhões) no período, devido principalmente à redução na tarifa, enquanto os custos e despesas operacionais tiveram uma redução de 38,1% (R\$ 9 milhões), devido à redução na quantidade e no preço de energia comprada. Houve uma despesa financeira líquida de R\$ 3 milhões, uma redução de 74,6% (R\$ 9 milhões), devido principalmente à redução nas despesas com UBP, indexadas por IGP-M.

Campos Novos:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
CAMPOS NOVOS	2T23	2T22	Var. %	1S23	1S22	Var.%
Receita Líquida	-	121	-100,0%	-	236	-100,0%
Custos/Desp. Operacionais	-	(28)	-100,0%	-	(55)	-100,0%
Depreciação e Amortização	-	(7)	-100,0%	-	(14)	-100,0%
Resultado Financeiro	-	(0)	-100,0%	-	(3)	-100,0%
IR/CS	-	(29)	-100,0%	-	(56)	-100,0%
Lucro Líquido	-	56	-100,0%	-	108	-100,0%

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	2T23	2T22	Var. %	1S23	1S22	Var.%
Receita Líquida	159	146	9,1%	320	289	10,7%
Custos/Desp. Operacionais	(36)	(25)	42,7%	(72)	(64)	12,0%
Depreciação e Amortização	(13)	(14)	-2,6%	(26)	(28)	-4,7%
Resultado Financeiro	(10)	(29)	-66,5%	(34)	(57)	-39,5%
IR/CS	(34)	(26)	31,9%	(64)	(47)	36,1%
Lucro Líquido	63	50	26,9%	121	91	32,3%

No 2T23, a receita líquida apresentou um aumento de 9,1% (R\$ 13 milhões), em função do aumento da quantidade e do preço da energia suprida. Os custos e despesas operacionais apresentaram um aumento de 42,7% (R\$ 11 milhões) no período, devido principalmente ao aumento na quantidade de energia comprada e atualização de encargos. Na despesa financeira líquida, houve redução de 66,5% (R\$ 20 milhões), devido principalmente à redução nas despesas com UBP, indexadas por IGP-M e IPCA, parcialmente compensado pelo aumento nos encargos de dívidas.

No 1S23, a receita líquida apresentou um aumento de 10,7% (R\$ 31 milhões), em função do aumento da quantidade e do preço da energia suprida. Os custos e despesas operacionais apresentaram um aumento de 12,0% (R\$ 8 milhões) no período, devido principalmente à atualização de encargos. Na despesa financeira líquida, houve redução de 39,5% (R\$ 22 milhões), devido principalmente à 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	2T23	2T22	Var. %	1S23	1S22	Var. %
Receita Líquida	42	40	4,0%	83	79	5,1%
Custos/Desp. Operacionais	(9)	(7)	16,9%	(21)	(13)	64,9%
Depreciação e Amortização	(12)	(12)	2,2%	(25)	(24)	2,2%
Resultado Financeiro	4	4	-9,9%	9	7	25,1%
IR/CS	(4)	(3)	26,6%	(9)	(7)	25,6%
Lucro Líquido	20	22	-10,8%	37	43	-14,1%

No 2T23, a receita líquida apresentou um aumento de R\$ 2 milhões e os custos e despesas operacionais tiveram aumento de R\$ 1 milhão, em função do reajuste anual de receita e tarifa. Houve uma receita financeira líquida de R\$ 4 milhões, inferior à do ano anterior, devido ao menor saldo de caixa.

No 1S23, a receita líquida apresentou um aumento de R\$ 4 milhões e os custos e despesas operacionais tiveram aumento de R\$ 8 milhões, em função do reajuste anual de receita e tarifa. Houve uma receita financeira líquida de R\$ 9 milhões, acima do ano anterior, devido à alta do CDI.

EBITDA

No 2T23, o **EBITDA** foi de R\$ 928 milhões, um aumento de 22,6% (R\$ 171 milhões), devido principalmente à contabilização de 100% de Enercan e à melhora na geração eólica.

No 1S23, o **EBITDA** foi de R\$ 1.865 milhões, um aumento de 30,4% (R\$ 435 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)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Lucro Líquido	419	365	14,8%	872	659	32,3%
Depreciação e Amortização	219	184	19,0%	426	367	16,0%
Resultado Financeiro	160	147	9,0%	300	284	5,5%
Imposto de Renda / Contribuição Social	129	60	114,1%	266	118	124,5%
EBITDA	928	757	22,6%	1.865	1.430	30,4%

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Receitas	56	41	38,1%	97	70	38,5%
Despesas	(217)	(188)	15,4%	(398)	(355)	12,1%
Resultado Financeiro	(160)	(147)	9,0%	(300)	(284)	5,5%

No 2T23, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 160 milhões, um aumento de 9,0% (R\$ 13 milhões), devido principalmente a variação negativa de MTM (R\$ 24 milhões) e outras despesas financeiras (R\$ 19 milhões), parcialmente compensado por menores despesas com a dívida líquida (R\$ 29 milhões).

No 1S23, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 300 milhões, um aumento de 5,5% (R\$ 16 milhões), devido principalmente ao MTM (R\$ 9 milhões) e outras despesas financeiras (R\$ 16 milhões), parcialmente compensado por menores despesas com a dívida líquida (R\$ 9 milhões).

Imposto de Renda e Contribuição Social

No 2T23, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 129 milhões, comparado a R\$ 60 milhões no 2T22, explicado principalmente pelo melhor desempenho operacional do segmento no período.

No 1S23, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 266 milhões, comparado a R\$ 118 milhões no 1S22, explicado pelos mesmos fatores que impactaram o trimestre.

Lucro Líquido

No 2T23, o **lucro líquido** foi de R\$ 419 milhões, um aumento de 14,8% (R\$ 54 milhões), reflexo do aumento do EBITDA, parcialmente compensado pelo maior imposto de renda e contribuição social do período.

No 1S23, o **lucro líquido** foi de R\$ 872 milhões, um aumento de 32,3% (R\$ 213 milhões), explicado pelos mesmos fatores que impactaram o trimestre.

6.4) Segmento de Transmissão

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

DRE IFRS Consolidado - Segmento de Transmissão (R\$ Milhões)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Receita Operacional Bruta	540	567	-4,7%	1.003	1.029	-2,5%
Receita Operacional Líquida	474	496	-4,4%	874	891	-2,0%
Custo com Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Custos e Despesas Operacionais	(229)	(307)	-25,3%	(417)	(578)	-27,9%
Resultado do Serviço	245	189	29,5%	457	314	45,8%
EBITDA¹	260	202	28,8%	489	340	43,8%
Resultado Financeiro	(44)	(103)	-57,6%	(87)	6	-
Lucro Antes da Tributação	202	87	131,1%	373	321	16,1%
Lucro Líquido	150	136	9,8%	272	284	-4,1%

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) Temas Regulatórios

Revisão Tarifária Periódica ("RTP")

O Despacho Aneel nº 402, de 14 de fevereiro de 2023, postergou a Revisão Tarifária Periódica (RTP) de 2023 da Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de transmissão prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013 e adiou de forma parcial o escopo da RTP de 2023 da RAP das concessionárias de transmissão licitadas, no que se refere aos Reforços e Melhorias, para 01 de julho de 2024, mantendo apenas a Revisão das receitas ofertadas no Leilão para as transmissoras licitadas com RTP em 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.

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 e abril de 2023, a Superintendência Técnica da ANEEL emitiu 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.

No reajuste de 2023, o componente financeiro da RBSE atingiu o último nível de ajustes devido ao reperfilamento.

Reajuste Tarifário Anual (RTA)

A Receita Anual Permitida (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), cujo detalhamento é apresentado a seguir, sendo o crescimento da receita devido à variação do IPCA e à entrada em operação de projetos de reforços e melhorias.

- (i) RBNI: novas instalações da Transmissão, que entraram em operação a partir de janeiro de 2013;
- (ii) RBSE: 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. RBNI e RBSE juntos representam os dois conjuntos de ativos que geram a maior parcela da RAP para o contrato 055/2001 (CEEE-T);
- (iii) RBL: receita oriunda dos contratos licitados;
- (iv) Receita de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT): 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.

De acordo com a REH nº 3.216/2023, para o ciclo de 01/07/2023 a 30/06/2024, a receita (RAP) somada à parcela de ajuste (PA) do **Contrato de Concessão nº 055/2001 (CEEE-T)**, totaliza cerca de R\$ 1.07 bilhão, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- (i) Correção monetária pelo IPCA, referente ao do ciclo 2021/2022, no total de R\$ 36,7 milhões;

- (ii) Reperfilamento do componente financeiro da Portaria MME 120/2016 (RBSE), com impacto positivo de R\$ 150,2 milhões;
- (iii) Desconto da Parcela de ajuste (PA) no montante de R\$ 53,2 milhões, cujo impacto negativo se deve, principalmente, pela devolução de receita recebida antecipadamente no ciclo 2022/2023;
- (iv) Ampliações de instalações, entrada em operação de novos reforços, seccionamento de linhas e melhorias, realizados durante o ciclo de 2022/2023, incrementaram em R\$ 3,3 milhões a receita da transmissora.

Reajuste Tarifário Ciclo 2023/2024								
REH 3067/2022 (*)	Recursos Ganhos (REH 3067/22)	Correção (IPCA)	Baixas	Energização de Projetos	RBSE	REH 3216/2023 (*)	Parcela de Ajuste	REH 3216/2023
933,60	1,19	36,68	(2,92)	3,28	150,19	1.122,02	(53,17)	1.068,85

Nota: (*) Valor homologado desconsiderando a Parcela de Ajuste (PA).

Já a receita relativa ao **Contrato de Concessão nº 080/2002 (CEEE-T LT P. Médiç – Pelotas 3)** totaliza R\$ 20,99 milhões com destaque para:

- (i) Redução de R\$ 1 milhão decorrente da correção monetária do IGP-M de -4,47% para o período;
- (ii) Desconto da Parcela de Ajuste na ordem de R\$ 446 mil, referente a devolução da receita recebida antecipadamente em ciclos anteriores.

Reajuste Tarifário Ciclo 2023/2024				
REH 3067/2022 (*)	IGP-M	REH 3216/2023 (*)	Parcela de Ajuste	REH 3216/2023
22,44	(1,00)	21,44	(0,45)	20,99

Nota: (*) Valor homologado desconsiderando a Parcela de Ajuste (PA).

Ainda, a receita relativa ao **Contrato de Concessão nº 001/2011 (TESB)** somada a Parcela de Ajuste totaliza R\$ 31,2 milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- (i) Ingresso de novas receitas no valor de R\$ 8,2 milhões;
- (ii) Desconto da Parcela de Ajuste na ordem de R\$ 6,0 milhões, cujo impacto negativo se deve, principalmente, pelos descontos previstos na REN nº 905/2020 para instalações classificadas como RBF ou DITC que entraram em operação comercial com pendência não impeditiva própria e pela devolução de receita recebida antecipadamente no ciclo 2022/2023.

Reajuste Tarifário Ciclo 2023/2024					
REH 3067/2022 (*)	IPCA	Energização de Projetos	REH 3216/2023 (*)	Parcela de Ajuste	REH 3216/2023
27,92	1,10	8,21	37,23	(6,03)	31,20

Nota: (*) Valor homologado desconsiderando a Parcela de Ajuste (PA).

O **Contrato de Concessão nº 003/2013 (CPFL Transmissão PIRACICABA)** passou pela Revisão Tarifária Periódica da receita ofertada no Leilão, com um índice de reposicionamento de 7,87%. Entretanto, no reajuste tarifário foi aplicado somente o IPCA na receita que, somada a Parcela de Ajuste totaliza R\$ 15,17 milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- (i) Desconto da Parcela de Ajuste na ordem de R\$ 255 mil, em virtude da devolução de receita recebida antecipadamente no ciclo 2022/2023;
- (ii) Correção monetária.

Reajuste Tarifário Ciclo 2023/2024				
REH 3067/2022 (*)	IPCA	REH 3216/2023 (*)	Parcela de Ajuste	REH 3216/2023
14,84	0,58	15,43	(0,25)	15,17

Nota: (*) Valor homologado desconsiderando a Parcela de Ajuste (PA).

A receita relativa ao **Contrato de Concessão nº 020/2018 (CPFL Transmissão MARACANAÚ)** somada a Parcela de Ajuste totaliza R\$ 10,5 milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- (i) Desconto da Parcela de Ajuste na ordem de R\$ 193 mil, em virtude da devolução de receita recebida antecipadamente no ciclo 2022/2023;
- (ii) Correção monetária pelo IPCA.

Reajuste Tarifário Ciclo 2023/2024				
REH 3067/2022 (*)	IPCA	REH 3216/2023 (*)	Parcela de Ajuste	REH 3216/2023
10,26	0,40	10,66	(0,19)	10,47

Nota: (*) Valor homologado desconsiderando a Parcela de Ajuste (PA).

A receita relativa ao **Contrato de Concessão nº 006/2015 (CPFL Transmissão MORRO AGÚDO)** somada a Parcela de Ajuste totaliza R\$ 18,7 milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- (i) Desconto da Parcela de Ajuste na ordem de R\$ 392 mil, em virtude da devolução de receita recebida antecipadamente em ciclos anteriores;
- (ii) Correção monetária pelo IPCA.

Reajuste Tarifário Ciclo 2023/2024				
REH 3067/2022 (*)	IPCA	REH 3216/2023 (*)	Parcela de Ajuste	REH 3216/2023
18,34	0,72	19,06	(0,39)	18,67

Nota: (*) Valor homologado desconsiderando a Parcela de Ajuste (PA).

O **Contrato de Concessão nº 005/2019 (CPFL Transmissão SUL I)** foi energizado no ciclo 2022/2023 passando a perceber receita a partir de dezembro de 2022. A receita somada a Parcela de Ajuste totaliza R\$ 34,2 milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- (i) Desconto da Parcela de Ajuste na ordem de R\$ 682 mil, em virtude da devolução de

receita recebida antecipadamente no ciclo 2022/2023.

Reajuste Tarifário Ciclo 2023/2024		
REH 3216/2023 (*)	Parcela de Ajuste	REH 3216/2023
34,86	(0,68)	34,17

Nota: (*) Valor homologado desconsiderando a Parcela de Ajuste (PA).

Já o **Contrato de Concessão nº 011/2019 (CPFL Transmissão SUL II)** foi energizado e passou a perceber receita em setembro de 2022. No ciclo 2023/2024 a receita somada a Parcela de Ajuste totaliza R\$ 40,8 milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- (i) Desconto da Parcela de Ajuste na ordem de R\$ 2,4 milhões, em virtude da devolução de receita recebida antecipadamente em ciclos anteriores e pelos descontos previstos na REN nº 905/2020 para instalações classificadas como RBF ou DITC que entraram em operação comercial com pendência não impeditiva própria.

Reajuste Tarifário Ciclo 2023/2024		
REH 3216/2023 (*)	Parcela de Ajuste	REH 3216/2023
43,19	(2,41)	40,77

Nota: (*) Valor homologado desconsiderando a Parcela de Ajuste (PA).

Em relação ao **Contrato de Concessão nº 004/2021 (CEEE-T Cachoeirinha 3)**, a transmissora receberá a RAP pela prestação do serviço público de transmissão prevista para 2024, no montante de R\$ 11,5 milhões, a ser reajustado a partir da entrada em operação dos ativos.

6.4.2) CPFL Transmissão

6.4.2.1) 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)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Receita Operacional Bruta	326	290	12,2%	639	577	10,9%
Receita Operacional Líquida	263	226	16,4%	515	451	14,4%
Custos e Despesas Operacionais	(124)	(128)	-3,5%	(248)	(296)	-16,4%
Equivalência Patrimonial	1	1	5,7%	2	1	91,5%
EBITDA	167	125	33,7%	324	210	54,0%
Resultado Financeiro	(42)	(71)	-40,7%	(84)	39	-
Lucro Antes da Tributação	98	27	261,3%	186	195	-4,6%
Lucro Líquido	83	105	-20,8%	152	208	-26,9%

Receita Operacional

Receita Operacional - CPFL Transmissão (R\$ Milhões)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Receita de Uso da Rede Elétrica						
Contrato de Concessão 055/2001	311	281	10,7%	610	558	9,4%
Contrato de Concessão 080/2002	5	5	14,1%	11	10	11,6%
Contrato de Concessão 004/2021	-	-	-	-	-	-
TESB	9	5	101,4%	18	9	98,1%
Encargos Regulatórios	(33)	(38)	-12,5%	(66)	(74)	-10,3%
Receita Bruta	326	290	12,2%	639	577	10,9%
Deduções da Receita	(63)	(64)	-2,5%	(124)	(126)	-1,8%
Receita Líquida	263	226	16,4%	515	451	14,4%

No 2T23, a **receita operacional bruta** atingiu R\$ 326 milhões, um acréscimo de 12,2% (R\$ 35 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 12,5% (R\$ 5 milhões) no trimestre. As deduções da receita atingiram R\$ 63 milhões no 2T23, uma redução de 2,5%. A **receita operacional líquida** atingiu R\$ 263 milhões no 2T23, um aumento de 16,4%.

No 1S23, a **receita operacional bruta** atingiu 639 milhões, um acréscimo de 10,9% (R\$ 63 milhões), devido ao reajuste tarifário do ciclo 2022/2023 dos contratos de concessão 055 e 080. Os encargos regulatórios diminuíram 10,3% (R\$ 63 milhões) enquanto as deduções da receita tiveram redução de 1,8%. A **receita operacional líquida** atingiu R\$ 515 milhões no 1S23, um aumento de 14,4%.

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

PMSO e Depreciação/Amortização						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Pessoal	(36)	(50)	-28,7%	(68)	(140)	-51,0%
Material	(1)	(1)	60,9%	(2)	(2)	-8,3%
Serviços de Terceiros	(18)	(16)	7,2%	(34)	(31)	10,3%
Entidade de Previdência Privada	(15)	(17)	-8,8%	(31)	(34)	-7,5%
Outros	(28)	(18)	50,1%	(57)	(34)	67,9%
PMSO	(97)	(102)	-4,7%	(193)	(241)	-19,8%
Depreciação e Amortização	(27)	(26)	1,7%	(55)	(55)	-1,3%
TOTAL	(124)	(128)	-3,4%	(248)	(296)	-16,3%

O **PMSO** foi de R\$ 97 milhões no 2T23, uma redução de 4,7% (R\$ 5 milhões) em relação ao 2T22, devido principalmente aos seguintes efeitos:

- (i) Redução nos gastos com Pessoal devido à redução de *headcount* (R\$ 14 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (ii) Aumento em Outros (R\$ 9 milhões), devido principalmente a um aumento com provisões de contingências judiciais.

No 2T23, o item **Depreciação e Amortização** atingiu R\$ 27 milhões, um aumento de 1,7% (R\$ 1 milhão) em relação ao 2T22.

O **PMSO** foi de R\$ 193 milhões no 1S23, uma redução de 19,9% (R\$ 48 milhões) em relação ao 1S22, devido principalmente aos seguintes efeitos:

- (i) Redução nos gastos com Pessoal devido à redução de *headcount* e às despesas com o Programa de Aposentadoria Incentivada (PIA) observadas em 2022 (R\$ 71 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (ii) Aumento em Outros (R\$ 23 milhões) devido principalmente ao menor volume de reversão de provisões e à redução de outras receitas operacionais.

No 1S23, o item **Depreciação e Amortização** atingiu R\$ 55 milhões, uma redução de 1,3% (R\$ 1 milhão) em relação ao 1S22.

Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Empreendimentos						
TPAE	-	-	-	-	-	-
ETAU	1	1	12,9%	2	1	92,8%
Total	1	1	12,9%	2	1	92,8%

EBITDA

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Lucro Líquido	83	105	-20,8%	152	208	-26,9%
Depreciação e Amortização	27	26	1,7%	55	55	-1,3%
Resultado Financeiro	42	71	-40,7%	84	(39)	-
Imposto de Renda / Contribuição Social	14	(78)	-	34	(13)	-
EBITDA	167	125	33,7%	324	210	54,0%

No 2T23, o **EBITDA Regulatório** foi de R\$ 167 milhões, um acréscimo de 33,7% (R\$ 42 milhões), devido à combinação de um melhor resultado operacional, principalmente devido ao reajuste da RAP para o ciclo 2022/2023, além de uma redução nas despesas operacionais.

No 1S23, o **EBITDA Regulatório** foi de R\$ 324 milhões, um acréscimo de 54,0% (R\$ 114 milhões), pelas mesmas razões citadas acima.

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T23	2T22	Var.	1S23	1S22	Var.
Receitas	26	28	-7,3%	46	154	-70,1%
Despesas	(68)	(99)	-31,3%	(130)	(115)	13,2%
Resultado Financeiro	(42)	(71)	-40,7%	(84)	39	-

No 2T23, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 42 milhões, uma redução de 40,7% se comparado ao 2T22, devido principalmente a:

- (i) Despesa financeira decorrente da cláusula contratual de pré-pagamento do financiamento com a AFD – efeito não recorrente do 2T22 (R\$ 36 milhões);
- (ii) Quitação dos financiamentos em moeda estrangeira com BID e AFD, reduzindo as despesas com atualização cambial (R\$ 34 milhões).

Parcialmente compensado por:

- (iii) Aumento na despesa com encargos de dívidas (R\$ 26 milhões) indexadas ao CDI;
- (iv) Outros efeitos (R\$ 13 milhões).

No 1S23, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 84 milhões, um aumento de R\$ 123 milhões se comparada à receita financeira líquida de R\$ 39 milhões registrada no 1S22, devido principalmente a:

- (i) Redução nas receitas advindas de atualizações cambiais devido à quitação dos financiamentos em moeda estrangeira (R\$ 62 milhões);
- (ii) Aumento na despesa com encargos de dívidas (R\$ 68 milhões), principalmente em função das debêntures indexadas ao CDI emitidas pela Companhia.

Imposto de Renda e Contribuição Social

No 2T23, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 14 milhões, comparado a um resultado positivo de R\$ 78 milhões no 2T22. Essa diferença se deu principalmente pelo evento extraordinário ocorrido no 2T22, onde houve o reconhecimento de crédito tributário decorrente da quitação dos financiamentos em moeda estrangeira. Além disso, houve também um melhor resultado que levou a uma maior incidência de tributos.

No 1S23, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 34 milhões ante a um resultado positivo de R\$ 13 milhões no 1S22, consequência de um melhor resultado em 2023, além do impacto dos efeitos dos créditos tributários decorrentes do tratamento da variação cambial ocorrido no 1S22.

Lucro Líquido

No 2T23, o **lucro líquido** atingiu R\$ 83 milhões, redução de 20,8% (R\$ 22 milhões) se comparada ao lucro líquido de R\$ 105 milhões registrado no 2T22, explicado por um melhor resultado no 2T23, além do efeito positivo de créditos tributários no 2T22, que não se repetiram no 2T23.

No 1S23, o **lucro líquido** atingiu R\$ 152 milhões, redução de 26,9% (R\$ 56 milhões) se comparada ao lucro líquido de R\$ 208 milhões registrado no 1S22, explicado pelas mesmas

razões citadas acima.

6.4.3) Principais Diferenças - Regulatório vs. 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](#).