

Resultados CPFL 3T23

Energia para um futuro
mais sustentável

Resultados CPFL 3T23

- **EBITDA** de **R\$ 3.134 milhões (+5,6%)**
- **Lucro Líquido** de **R\$ 1.313 milhões (-7,5%)**
- Dívida Líquida de **R\$ 23,1 bilhões** e alavancagem de **1,71x Dívida Líquida/EBITDA**
- 4 novas emissões de debêntures no montante total de **R\$ 1.750 milhões**, com custo médio de **IPCA+6,18%**
- Lançamento da plataforma de **e-commerce** da CPFL Soluções com venda digital de nossos produtos: Migração para mercado livre, energia de curto prazo, créditos de carbono e I-RECs
- **CPFL Energia** é a **melhor empresa do setor elétrico** no **Valor 1000**
- **CPFL Energia** é a **melhor empresa do setor elétrico**, de acordo com o anuário **"Época Negócios 360°"**
- **CPFL Energia** foi reconhecida por sua diversidade, sendo incluída no **Índice de Diversidade da B3 (IDIVERSA)**, lançado em agosto de 2023

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

Sexta-feira, 10 de novembro de 2023 – 11h00 (BRT), 09h00 (ET)

Plataforma Zoom – Clique para se inscrever:

https://cpfl-br.zoom.us/webinar/register/WN_j_oeIsjhTOGum9IO0QOL5w#/registration

Relações com Investidores

(+55) 19 3756.8458

ri@cpfl.com.br

www.cpfl.com.br/ri

MENSAGEM DO PRESIDENTE

O terceiro trimestre foi marcado por uma série de eventos climáticos extremos, com muita chuva no Sul do país e ondas de calor nas nossas áreas de atuação. Estes eventos trouxeram impactos importantes nos nossos negócios, tanto positivos como negativos.

O segmento de geração teve um resultado mais fraco, alta de apenas 1,9% no EBITDA do 3T23, afetado principalmente pela menor geração das usinas eólicas, por mudança no critério de despacho feito pelo ONS, o que causou uma perda de R\$ 33 milhões. Nos demais segmentos, seguimos com resultados consistentes. Destaque para o segmento de Distribuição, com EBITDA de R\$ 1,7 bilhão neste trimestre, crescimento de 14,2% em relação ao mesmo período de 2022, devido principalmente ao desempenho do mercado na área de concessão, em especial as classes Residencial e Comercial, que registraram crescimentos de 5,1% e 2,9% respectivamente, reflexo ainda da melhora na massa de renda real, bem como do efeito positivo de temperatura e calendário. Com isso, o mix das vendas mostrou-se melhor, garantindo maior retorno às distribuidoras. A inadimplência permanece controlada nas quatro distribuidoras do grupo e neste trimestre atingimos o indicador de PDD sobre receita de fornecimento de 0,82%, mais próximo de nossa média histórica.

No segmento de Transmissão, consolidamos mais um significativo resultado após 2 anos da aquisição da CPFL Transmissão. Já podemos visualizar toda a integração da empresa no Grupo CPFL, o que nos trouxe sinergias importantes, com redução significativa nos gastos de PMSO. Do lado operacional, destaque para o reajuste do contrato 055 e a entrada em operação dos projetos Sul I e Sul II.

Por fim, no segmento de Comercialização e Serviços, destaque para o lançamento do nosso e-commerce, onde a CPFL Soluções agora conta com uma plataforma digital para que os clientes possam fechar diretamente pelo atendimento virtual os 4 principais produtos oferecidos: contratação de energia de curto prazo, compra crédito de carbono, compra de certificados I-REC, além de realizar o processo de migração para o mercado livre.

O EBITDA consolidado do Grupo CPFL no acumulado até setembro foi de R\$ 9,7 bilhões, um crescimento de 14,9%, e Lucro Líquido de R\$ 4,2 bilhões, alta de 9,5%.

Com relação ao Capex, neste trimestre, realizamos investimentos no total de R\$ 1,2 bilhão. Já são R\$ 3,5 bilhões nos primeiros 9 meses do ano. Cerca de 75% desse montante foi destinado à Distribuição, em ativos que irão compor a base de remuneração no próximo ciclo de revisão tarifária que se inicia em 2023.

Adicionalmente, do lado financeiro, continuamos praticando nossa disciplina financeira. Finalizamos o trimestre com posição de caixa de R\$ 5,7 bilhões e a dívida líquida da CPFL Energia alcançou 1,71 vezes o EBITDA, no critério de medição dos *covenants* financeiros. Destaque para as emissões de Debêntures da CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE e CPFL

Transmissão, que totalizaram R\$ 1,75 bilhão, com prazo médio de 9,6 anos e custo de IPCA+6,18%.

Com relação aos dividendos, vale lembrar que, considerando os pagamentos já realizados até 25 de outubro (R\$ 1,9 bilhão), ainda pagaremos o valor de R\$ 1,4 bilhão, ou R\$ 1,22/ação, até 30 de dezembro de 2023, totalizando um *payout* de 100% do lucro caixa.

No âmbito ESG, gostaria de mencionar a inclusão da CPFL Energia na carteira do novo índice da B3, de diversidade, o IDIVERSA, lançado no último mês de agosto.

Por fim, compartilho algumas conquistas do Grupo CPFL, tais como a premiação do Valor 1000, onde a CPFL Energia foi reconhecida como a melhor empresa do Setor de Energia, sendo avaliada nos tópicos de resultado financeiro e de práticas ESG. Além disso também conquistamos o prêmio da ÉPOCA NEGÓCIOS 360º, ficando na 1ª colocação, dentre as empresas do setor de energia que atuam no Brasil, com avaliação dos seguintes tópicos: desempenho financeiro, governança corporativa, inovação, gestão de pessoas, responsabilidade socioambiental e visão de futuro. Esses prêmios são um reconhecimento a toda nossa gente, que nos motiva a continuar inovando e impactando positivamente a vida das pessoas. Reitero nosso compromisso e confiança com todos stakeholders, seguindo otimista em relação aos avanços do setor elétrico brasileiro e a continuidade do Grupo CPFL em sua plataforma de negócios, cada vez mais preparada e melhor posicionada para enfrentar os desafios e as oportunidades no país.

Gustavo Estrella

Presidente da CPFL Energia

Indicadores (R\$ Milhões)	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Carga na Área de Concessão - GWh	17.194	16.720	2,84%	52.129	51.880	0,5%
Vendas na Área de Concessão - GWh	16.753	16.789	-0,2%	51.659	51.931	-0,5%
Mercado Cativo	9.532	9.590	-0,6%	29.891	30.515	-2,0%
Cliente Livre	7.221	7.199	0,3%	21.768	21.416	1,6%
Receita Operacional Bruta	14.372	13.245	8,5%	41.428	40.622	2,0%
Receita Operacional Líquida	9.975	10.006	-0,3%	29.203	28.618	2,0%
EBITDA ⁽¹⁾ consolidado	3.134	2.967	5,6%	9.719	8.458	14,9%
Distribuição	1.712	1.499	14,2%	5.843	5.185	12,7%
Geração	1.100	1.080	1,9%	2.965	2.509	18,2%
Transmissão	262	374	-30,0%	751	714	5,1%
Comercialização, Serviços & Outros	60	14	339,8%	160	49	224,3%
Lucro Líquido	1.313	1.419	-7,5%	4.210	3.844	9,5%
Dívida Líquida ⁽²⁾	(23.120)	(21.957)	5,3%	(23.120)	(21.957)	5,3%
Dívida Líquida / EBITDA ⁽²⁾	1,71	1,92	-10,9%	1,71	1,92	-10,9%
Investimentos ⁽³⁾	1.234	1.606	-23,1%	3.517	4.163	-15,5%

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

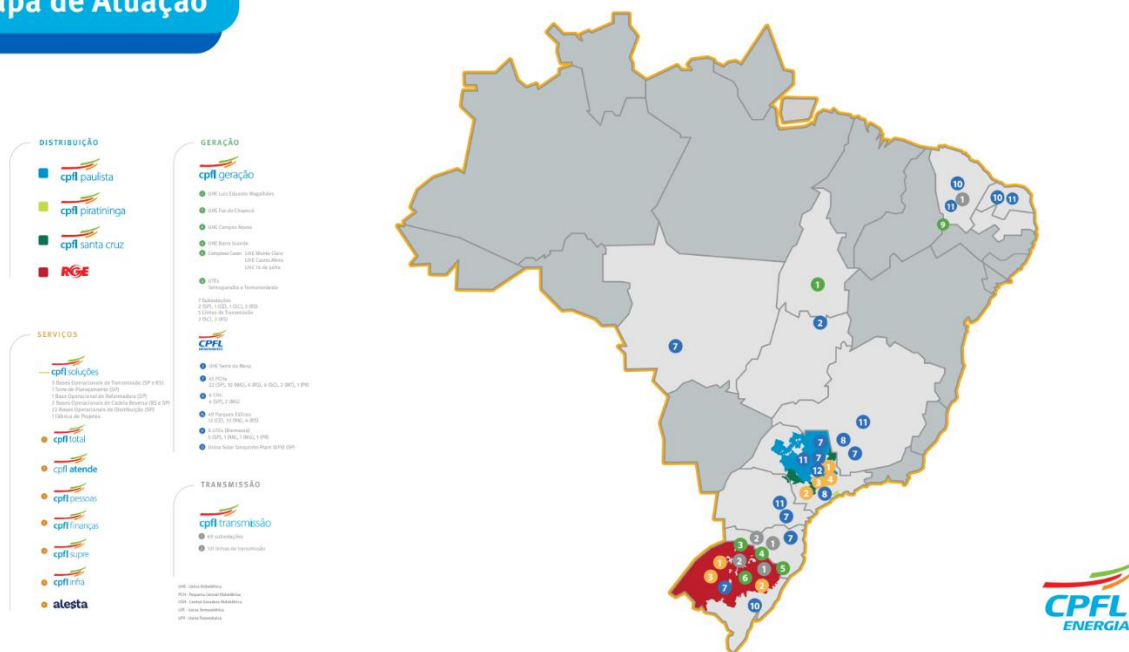
(3) Não inclui obrigações especiais.

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	10
2.1.5) Inadimplência	11
2.2) Geração	11
2.2.1) Capacidade Instalada em Operação	11
2.2.2) Portfólio (adição dos projetos em construção e em desenvolvimento)	12
2.3) Transmissão	13
2.3.1) Portfólio Segmento Transmissão	13
2.3.2) Indicadores CPFL Transmissão	13
3) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA	14
3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	14
3.2) Endividamento	22
3.2.1) Dívida no Critério IFRS.....	22
3.2.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	25
3.3.1) Investimentos Realizados.....	27
3.3.2) Investimentos Previstos	27
4) MERCADO DE CAPITALIS	28
4.1) Desempenho das Ações	28
4.2) Volume Médio Diário	28
5) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG	29
5.1) Plano ESG 2030	29
5.2) Principais Indicadores ESG alinhados ao Plano	29
6) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS	33
6.1) Segmento de Distribuição	33
6.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	33
6.1.2) Eventos Tarifários	43
6.2) Segmentos de Comercialização e Serviços	44
6.3) Segmento de Geração	45
6.4) Segmento de Transmissão	52
6.4.1) Temas Regulatórios.....	52
6.4.2) Segmento de Transmissão	56
6.4.2.1) Resultados Regulatórios	56
6.4.3) Principais Diferenças - Regulatório vs. IFRS	60
7) ANEXOS.....	60

Área de Atuação

Mapa de Atuação



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.

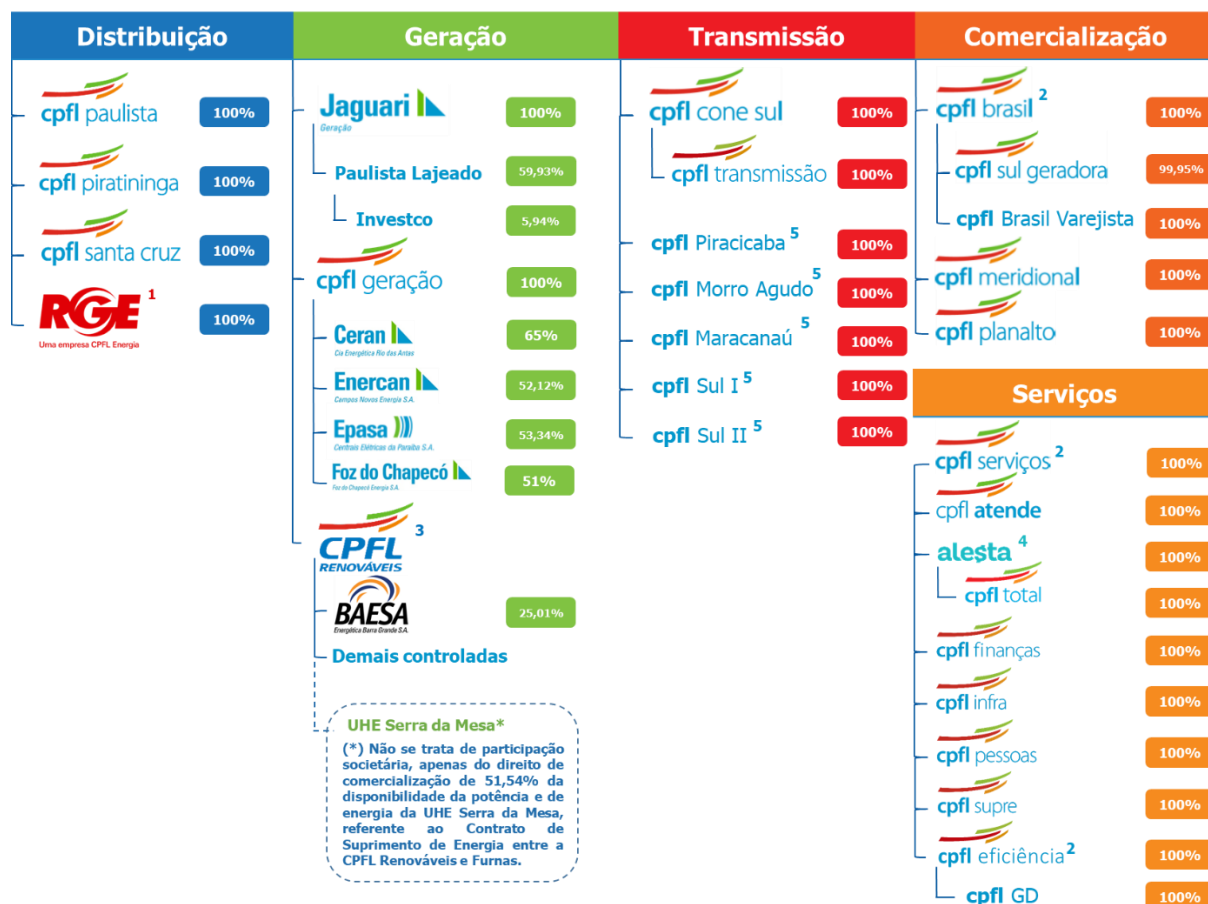


STATE GRID
CORPORATION OF CHINA

83,71%

**Free Float**

16,29%



Base: 30/09/2023

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](#).

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						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Mercado Cativo	9.847	9.455	4,1%	30.105	30.206	-0,3%
Cliente Livre	7.347	7.264	1,1%	22.024	21.674	1,6%
Total	17.194	16.720	2,8%	52.129	51.880	0,5%

O desempenho da carga nesse trimestre foi favorecido pelas altas temperaturas registradas principalmente na 2ª quinzena de setembro/23. Grande parte desse efeito ainda não foi observado no mercado faturado, como mostrado no item 2.1.2 abaixo, embora já tenha sido contabilizado como receita não faturada, de acordo com as normas contábeis.

2.1.2) Vendas na Área de Concessão

Vendas na Área de Concessão - GWh								
	3T23	3T22	Var.	Part.	9M23	9M22	Var.	Part.
Mercado Cativo	9.532	9.590	-0,6%	56,9%	29.891	30.515	-2,0%	57,9%
Cliente Livre	7.221	7.199	0,3%	43,1%	21.768	21.416	1,6%	42,1%
Total	16.753	16.789	-0,2%	100,0%	51.659	51.931	-0,5%	100,0%

Vendas na Área de Concessão - GWh								
	3T23	3T22	Var.	Part.	9M23	9M22	Var.	Part.
Residencial	5.154	4.905	5,1%	30,8%	15.955	15.551	2,6%	30,9%
Industrial	6.507	6.685	-2,7%	38,8%	19.238	19.557	-1,6%	37,2%
Comercial	2.695	2.618	2,9%	16,1%	8.662	8.542	1,4%	16,8%
Outros	2.397	2.581	-7,1%	14,3%	7.805	8.282	-5,8%	15,1%
Total	16.753	16.789	-0,2%	100,0%	51.659	51.931	-0,5%	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 **3T23**, na área de concessão:

- **Classe Residencial (30,8% das vendas totais):** crescimento de 5,1%, associado principalmente à melhora na massa de renda real no trimestre, além do crescimento vegetativo das unidades consumidoras. Outro ponto que contribuiu para o resultado positivo nesta classe, foi o aumento de temperatura registrado no mês de setembro, sobretudo no estado de São Paulo, bem como o efeito calendário no trimestre. Compensando esses efeitos, tivemos o impacto referente ao incremento de geração distribuída (GD);
- **Classe Industrial (38,8% das vendas totais):** redução de 2,7%, pressionada sobretudo pelo baixo desempenho econômico no setor, tendo em vista que a indústria ainda apresenta um cenário pouco favorável, o que se pode observar pelo dado divulgado para a produção industrial nacional, que registrou queda de 0,04% no trimestre, refletindo o predomínio de taxas negativas no consumo de 9 dos 10 setores com maior participação em nossa área de concessão; a exceção foi o setor de alimentos, que apresentou crescimento no período. Somado a isso, tivemos o impacto referente ao incremento de geração distribuída (GD). É importante ressaltar, no entanto, que a demanda contratada

desses clientes vem se mantendo estável;

- **Classe Comercial (16,1% das vendas totais):** crescimento de 2,9%, apontando para um cenário de recuperação nesta classe, que registrou melhora nos setores de varejo, saúde e construção civil, que têm maior relevância na área de concessão, contexto que excluiu apenas o setor de atacado, que fechou em queda no período. 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. Além disso, houve um efeito positivo de temperatura e calendário. Em contrapartida, houve impacto negativo relevante relativo ao incremento de geração distribuída (GD);
- **Classe Outros (14,3% das vendas totais):** redução de 7,1%, 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, além do efeito negativo atrelado ao altíssimo volume de chuvas ocorrido na região sul do país. Destacam-se ainda, o impacto da REN ANEEL nº 1.000/2021 na classe rural – conforme detalhado no item acima, e a migração de permissionárias para a Rede Básica.

Em relação aos **9M23** destacam-se:

- **Classe Residencial (30,9% das vendas totais):** crescimento de 2,6%, refletindo sobretudo um panorama econômico mais favorável em relação ao mesmo período de 2022, combinado ao crescimento vegetativo das unidades consumidoras. Na contrapartida, temos o efeito negativo relacionado ao incremento de GD;
- **Classe Industrial (37,2% das vendas totais):** redução de 1,6%, devido ao baixo desempenho econômico no setor, tendo em vista que a produção industrial nacional acumula queda de 0,2% no ano. Outro ponto que contribuiu para o resultado negativo foi o impacto referente ao incremento de GD;
- **Classe Comercial (16,8% das vendas totais):** crescimento de 1,4%, atrelado principalmente ao cenário econômico mais positivo no comparativo com o mesmo período de 2022, além dos recadastramentos decorrentes da REN ANEEL nº 1.000/2021, mas ainda pressionada pelo incremento de GD;
- **Classe Outros (15,1% das vendas totais):** redução de 5,8%, fortemente ligada ao acentuado incremento de GD, concentrado sobretudo no segmento rural e permissionárias, em toda a área de concessão, e em maior escala no estado do Rio Grande do Sul. Demais impactos como o efeito de migração das permissionárias para a Rede Básica e REN ANEEL nº 1.000/2021, além do aumento na pluviometria, também contribuíram para a queda nesta classe.

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Residencial	5.154	4.905	5,1%	15.955	15.551	2,6%
Industrial	906	1.038	-12,7%	2.702	3.035	-11,0%
Comercial	1.603	1.671	-4,1%	5.221	5.509	-5,2%
Outros	1.870	1.977	-5,4%	6.013	6.421	-6,4%
Total	9.532	9.590	-0,6%	29.891	30.515	-2,0%

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						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Industrial	5.602	5.648	-0,8%	16.536	16.522	0,1%
Comercial	1.092	947	15,3%	3.441	3.033	13,4%
Outros	528	604	-12,7%	1.792	1.861	-3,7%
Total	7.221	7.199	0,3%	21.768	21.416	1,6%

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 8,64% nos 12 meses findos em set/23, comparado a 8,55% em set/22, apresentando um aumento de 0,09 p.p. A trajetória de queda apresentada em trimestres anteriores foi interrompida pelas altas temperaturas observadas no final de setembro, que elevaram a carga, sem que houvesse ainda uma contrapartida no mercado faturado. Esse efeito, entretanto, é temporário e deve ser normalizado nos próximos meses.

Ainda assim, desconsiderando o efeito do calendário de faturamento, em ambos os períodos, haveria uma redução de perdas de 0,14 p.p. (8,35% em set/23 vs. 8,49% em set/22), indicando a evolução deste indicador, além de apontar para uma perspectiva otimista no ano.

Perdas Acumuladas em 12 Meses ¹						
	Set-22	Dez-22	Mar-23	Jun-23	Set-23	ANEEL ²
CPFL Energia	8,55%	8,39%	8,44%	8,19%	8,64%	7,96%
CPFL Paulista	8,76%	8,70%	8,49%	8,48%	9,10%	7,90%
CPFL Piratininga	7,47%	7,36%	7,43%	7,39%	7,65%	6,47%
RGE	9,29%	8,86%	9,34%	8,38%	8,73%	9,16%
CPFL Santa Cruz	6,82%	7,08%	7,23%	7,27%	7,62%	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 30/09/2023.

O Grupo CPFL Energia busca continuamente a redução das perdas, com alto volume de investimentos em tecnologia em 2023, focados sobretudo no combate às perdas não técnicas, em um robusto plano de blindagem de medição e de rede. As principais realizações do 3T23 foram:

- (i) Blindagem das fronteiras elétricas e subestações internas;
- (ii) Mapeamento das perdas de energia através de microbalanços;
- (iii) Realização de 124,6 mil inspeções em unidades consumidoras;
- (iv) Substituição de mais de 27,5 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos equipamentos eletrônicos;
- (v) Visita a 9,7 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 1,3 mil unidades consumidoras clandestinas, tendo em sua maioria, necessidade de obras de construção na rede da CPFL Energia;
- (viii) Disciplina de mercado através da publicação de 36 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.

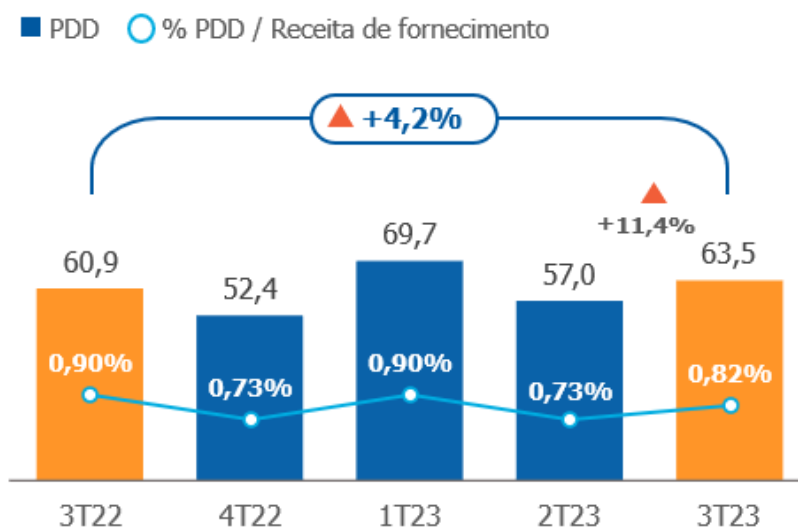
Indicadores DEC								
Distribuidora	DEC (horas)							
	2019	2020	2021	2022	3T22	3T23	Var. %	ANEEL ¹
CPFL Energia	8,83	7,66	7,52	6,76	7,11	5,86	-17,6%	n.d
CPFL Paulista	6,72	6,81	6,21	5,25	5,56	4,87	-12,4%	6,41
CPFL Piratininga	6,49	5,83	5,95	4,95	5,04	4,48	-11,1%	6,02
RGE	14,01	10,83	10,84	10,55	11,07	8,51	-23,1%	10,56
CPFL Santa Cruz	5,56	4,89	5,66	4,74	5,39	4,38	-18,7%	7,98

Indicadores FEC								
Distribuidora	FEC (interrupções)							
	2019	2020	2021	2022	3T22	3T23	Var. %	ANEEL ¹
CPFL Energia	4,93	4,54	4,40	3,88	4,02	3,45	-14,2%	n.d
CPFL Paulista	4,38	4,27	4,24	3,56	3,74	3,25	-13,1%	5,09
CPFL Piratininga	4,34	4,32	4,13	3,65	3,66	3,15	-13,9%	4,97
RGE	6,25	5,27	4,83	4,63	4,76	4,05	-14,9%	7,22
CPFL Santa Cruz	4,25	3,68	4,21	3,22	3,54	2,89	-18,4%	6,55

Nota: (1) Limite Aneel referente a 2023.

No consolidado das distribuidoras, o valor anualizado do DEC e do FEC no 3T23 apresentou redução em relação ao 3T22 (-17,6% e -14,2%, 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 e manutenção da rede.

2.1.5) Inadimplência



No 3T23, a PDD apresentou um aumento de 4,2% (R\$ 3 milhões), comparado ao mesmo período de 2022, resultado associado ao crescimento da receita de fornecimento neste trimestre. Em relação ao 2T23, houve um aumento de 11,4% (R\$ 7 milhões).

Apesar disso, o índice de PDD/Receita bruta de fornecimento registrou 0,82% no 3T23, uma melhora em relação ao 0,90% no 3T22, atribuída sobretudo ao aumento na massa de renda real e a melhora nos indicadores macroeconômicos.

Nos 9M23, tivemos uma redução da PDD de 20,5% (R\$ 49 milhões) em relação aos 9M22, atrelada principalmente aos seguintes efeitos: (i) aumento da massa de renda real; (ii) melhor cenário hidrológico, favorecendo a tarifa de energia com a manutenção da bandeira verde ao longo de 2023; e (iii) redução da alíquota de ICMS. Na relação PDD/Receita bruta de fornecimento, o índice atingiu 0,82%, evoluindo em relação ao 0,97% registrado nos 9M22.

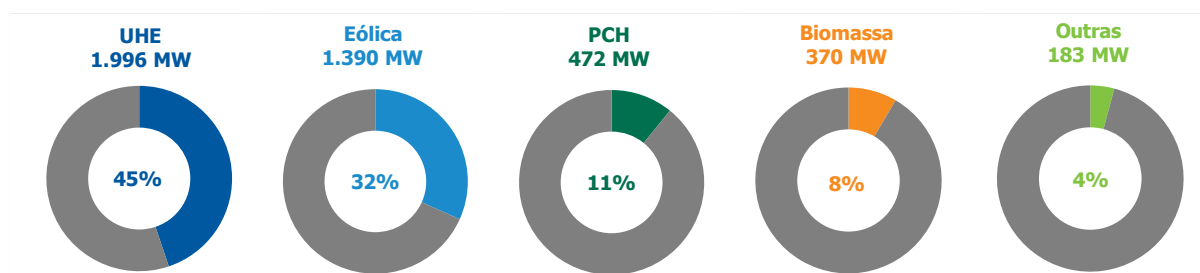
A CPFL vem realizando suas ações de cobrança conforme o planejado, como forma de garantir o controle dos indicadores de inadimplência, com foco na manutenção da volumetria. Encerramos o trimestre com a realização de 632 mil cortes, totalizando 1.908 mil cortes executados no acumulado 2023. Além disso, registramos negociações estratégicas de clientes do grupo CPFL, principalmente na CPFL Paulista, resultando na reversão de inadimplência.

2.2) Geração

2.2.1) Capacidade Instalada em Operação

Em 30 de setembro 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)

Portfólio							
Em MW	UTE	UHE	PCH/CGH	Biomassa	Eólica	Solar	Total
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 setembro 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 setembro de 2023, o avanço físico realizado do projeto era de 41,13%. 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\$ 251,48/MWh – set/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 ¹ (R\$ milhões)	RAP Prevista 2022-2023 (R\$ milhões)	RAP 2023-2024 ¹ (R\$ milhões)	RAP Prevista 2023-2024 (R\$ milhões)
CEEE-T 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	Operacional	-	IPCA	917	-	1.069	182
CEEE-T 080/02	18/12/2002	18/12/2032	100%	Operacional	-	IGP-M	22	-	21	-
CEEE-T 004/21	31/03/2021	31/03/2051	100%	Em construção	2024	IPCA	-	11	-	12
TESB	27/07/2011	27/07/2041	94%	Operacional	-	IPCA	24	14	31	6
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	Operacional	-	IPCA	-	34	34	-
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	Operacional	-	IPCA	-	43	41	2
MORRO AGUDO	24/03/2015	24/03/2045	100%	Operacional	-	IPCA	18	-	19	-
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	Operacional	-	IPCA	14	-	15	-
MARACANAÚ	21/09/2018	21/09/2048	100%	Operacional	-	IPCA	10	-	10	-
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	-

Nota: (1) RAP líquida descontando a Parcela de Ajuste (PA).

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. O valor de ENS totalizado no 3T23 foi de 197,65 MWh, se mantendo estável em relação ao valor verificado no 3T22, que foi de 193,74 MWh.

Em 2023 houve uma recorrência maior de eventos responsáveis por quantidade relevante de energia não suprida, mas que representaram impactos menores em ENS. Em 2022, no entanto, ocorreram poucos eventos, porém com valor de ENS maiores que 20 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 3T23, a PVd totalizou 0,418% vs. 1,150% no 3T22, uma redução de 64%.

Os eventos de indisponibilidade que marcaram o mês de setembro terão impacto apenas no próximo trimestre, já que a dedução é realizada cerca de 2 meses após o evento. Como não foram verificados eventos de indisponibilidade de ativos com grandes proporções anteriormente, houve redução significativa no indicador em relação ao ano anterior, já que em 2022 ocorreram 2 eventos com PVd acima de R\$ 400 mil.

3) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Receita Operacional Bruta	14.372	13.245	8,5%	41.428	40.622	2,0%
Receita Operacional Líquida	9.975	10.006	-0,3%	29.203	28.618	2,0%
Receita com construção de infraestrutura	1.244	1.559	-20,2%	3.316	3.868	-14,3%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. consti	8.731	8.447	3,4%	25.888	24.750	4,6%
Custo com Energia Elétrica	(4.604)	(4.613)	-0,2%	(13.157)	(13.467)	-2,3%
Margem de Contribuição	4.128	3.833	7,7%	12.731	11.283	12,8%
PMSO	(1.183)	(1.012)	16,9%	(3.340)	(3.070)	8,8%
Demais Custos e Despesas Operacionais	(1.700)	(2.074)	-18,0%	(4.893)	(5.470)	-10,5%
Equivalência Patrimonial	89	143	-37,5%	253	385	-34,4%
EBITDA¹	3.134	2.967	5,6%	9.719	8.458	14,9%
Resultado Financeiro	(683)	(480)	42,4%	(1.920)	(1.560)	23,0%
Lucro Antes da Tributação	1.894	1.970	-3,8%	6.146	5.435	13,1%
Lucro Líquido	1.313	1.419	-7,5%	4.210	3.844	9,5%

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
3T23					
EBITDA ¹	1.712	1.100	262	60	3.134
Resultado Financeiro	(508)	(103)	(60)	(12)	(683)
Lucro Líquido	603	600	120	(10)	1.313
3T22					
EBITDA ¹	1.499	1.080	374	14	2.967
Resultado Financeiro	(258)	(169)	(25)	(28)	(480)
Lucro Líquido	621	618	231	(51)	1.419
Variação (%)					
EBITDA ¹	14,2%	1,9%	-30,0%	339,8%	5,6%
Resultado Financeiro	97,2%	-38,8%	138,5%	-57,9%	42,4%
Lucro Líquido	-2,9%	-2,9%	-48,2%	-80,0%	-7,5%

CPFL Energia - Principais indicadores financeiros por segmento de negócio (R\$ milhões)					
	Distribuição	Geração	Transmissão	Outros	Consolidado
9M23					
EBITDA ¹	5.843	2.965	751	160	9.719
Resultado Financeiro	(1.315)	(404)	(147)	(54)	(1.920)
Lucro Líquido	2.424	1.472	392	(77)	4.210
9M22					
EBITDA ¹	5.185	2.509	714	49	8.458
Resultado Financeiro	(913)	(454)	(19)	(175)	(1.560)
Lucro Líquido	2.256	1.277	515	(204)	3.844
Variação (%)					
EBITDA ¹	12,7%	18,2%	5,1%	224,3%	14,9%
Resultado Financeiro	44,1%	-11,0%	674,4%	-69,4%	23,0%
Lucro Líquido	7,4%	15,3%	-23,9%	-62,1%	9,5%

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	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	38	(67)	-	672	676	-0,7%
Despesas legais e judiciais	(115)	(60)	92,1%	(224)	(186)	20,7%
Baixa de ativos	(44)	(47)	-6,4%	(112)	(103)	8,3%
Outros itens extraordinários:						
CPFL Piratinga - saldamento do Plano PSAP		75			75	
Laudos de avaliações da BRR				196		
Efeitos no EBITDA (Segmento de Transmissão) - R\$ milhões	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
EBITDA IFRS (-) EBITDA Regulatório	(0)	199	-	129	305	-57,7%
Efeitos no EBITDA (Consolidação Enercan) - R\$ milhões	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Enercan - Equivalência e Consolidação	215	62	246,2%	619	170	263,6%
Efeitos no resultado financeiro - R\$ milhões	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Acréscimos e multas moratórias	95	108	-11,9%	279	370	-24,7%
Marcação a mercado (MTM)	(60)	(1)	9218,2%	15	31	-52,4%

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 de 2022, 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 3T23, a receita operacional bruta atingiu R\$ 14.372 milhões, representando um aumento de 8,5% (R\$ 1.127 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 9.975 milhões no 3T23, registrando uma redução de 0,3% (R\$ 31 milhões).

Nos 9M23, a receita operacional bruta atingiu R\$ 41.428 milhões, representando um aumento de 2,0% (R\$ 807 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 29.203 milhões nos 9M23, registrando um aumento de 2,0% (R\$ 585 milhões).

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

Receita Operacional Líquida (R\$ Milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Distribuição	7.978	8.008	-0,4%	23.967	23.606	1,5%
Geração	1.387	1.221	13,6%	3.606	2.921	23,4%
Transmissão	539	582	-7,4%	1.412	1.473	-4,1%
Comercialização	629	637	-1,3%	1.659	1.720	-3,6%
Serviços	261	285	-8,5%	734	783	-6,3%
Eliminações e Outros	(818)	(728)	12,4%	(2.174)	(1.886)	15,3%
Total	9.975	10.006	-0,3%	29.203	28.618	2,0%

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)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Itaipu	595	792	-24,9%	1.588	2.230	-28,8%
PROINFA	108	142	-23,9%	313	459	-31,8%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.952	2.973	-0,7%	8.498	8.571	-0,8%
Crédito de PIS e COFINS	(327)	(350)	-6,5%	(927)	(998)	-7,1%
Ressarcimento geradoras	(4)	(2)	69,6%	(21)	(63)	-66,8%
Total	3.328	3.558	-6,4%	9.473	10.263	-7,7%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	1.025	868	18,1%	2.859	2.222	28,7%
Encargos de Transporte de Itaipu	109	79	38,1%	260	208	25,0%
Encargos de Conexão	26	27	-2,0%	81	76	6,8%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	21	20	7,9%	63	56	11,4%
ESS / EER	232	178	30,4%	822	993	-17,2%
Crédito de PIS e COFINS	(138)	(115)	19,8%	(400)	(350)	14,2%
Total	1.275	1.056	20,8%	3.684	3.204	15,0%
Custo com Energia Elétrica	4.604	4.613	-0,2%	13.157	13.467	-2,3%

Energia comprada para revenda

No 3T23, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 3.328 milhões, uma redução de 6,4% (R\$ 229 milhões), devido principalmente a:

- (i) Redução de 24,9% na energia de **Itaipu** (R\$ 197 milhões), principalmente em função da variação cambial (-22,1%);
- (ii) Redução de 23,9% no **PROINFA** (R\$ 34 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 0,7% na energia adquirida em **leilões, contratos bilaterais e mercado de curto prazo** (R\$ 21 milhões), uma vez que a menor quantidade de energia comprada (-9,1%) foi compensada pelo maior preço médio (9,2%);

Parcialmente compensadas por:

- (iv) Redução de 6,5% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 23 milhões).

Nos 9M23, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 9.473 milhões, uma redução de 7,7% (R\$ 790 milhões), devido principalmente a:

- (i) Redução de 28,8% na energia de **Itaipu** (R\$ 642 milhões), principalmente em função da variação cambial (-26,7%);
- (ii) Redução de 31,8% no **PROINFA** (R\$ 146 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 0,8% na energia adquirida em **leilões, contratos bilaterais e mercado de curto prazo** (R\$ 72 milhões);

Parcialmente compensadas por:

- (iv) Redução de 7,1% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 71 milhões).

Quantidade física (GWh)	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Itaipu	2.493	2.585	-3,6%	7.386	7.607	-2,9%
PROINFA	240	259	-7,1%	689	706	-2,5%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	13.240	14.559	-9,1%	41.936	43.954	-4,6%
Total	15.973	17.402	-8,2%	50.011	52.267	-4,3%

Preço médio (R\$/MWh)	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Itaipu	238,66	306,46	-22,1%	215,06	293,21	-26,7%
PROINFA	451,03	550,55	-18,1%	454,20	649,71	-30,1%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	222,95	204,18	9,2%	202,65	195,00	3,9%
Total	229	225	1,9%	208	215	-3,5%

Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

No 3T23 os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 1.275 milhões, um aumento de 20,8% (R\$ 220 milhões), devido a:

- (i) Aumento de 19,0% nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição) (R\$ 188 milhões), devido principalmente ao reajuste na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), a partir de julho de 2023, de acordo com a Resolução ANEEL nº 3.217/23;
- (ii) Aumento de 30,4% nos **encargos setoriais (ESS/EER)** (R\$ 54 milhões), devido principalmente ao EER – Encargo de Energia de Reserva, associado ao 1º Procedimento Competitivo Simplificado - PCS/MME/ANEEL, no qual houve aumento no número de usinas com Contratos de Energia de Reserva (CERs). Neste modelo de contrato, os custos de manutenção dessas usinas são rateados entre as distribuidoras, independentemente do seu acionamento.;

Parcialmente compensado por:

- (iii) Aumento de 19,8% no **crédito de PIS/COFINS** (R\$ 23 milhões).

Nos 9M23 os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 3.684 milhões, um aumento de 15,0% (R\$ 480 milhões), devido a:

- (i) Aumento de 27,3% nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição) (R\$ 701 milhões), devido principalmente ao reajuste na TUST, a partir de julho de 2022, de acordo com a Resolução ANEEL nº 3.066/22, e o reajuste na TUST, a partir de julho de 2023, de acordo com a Resolução ANEEL nº 3.217/23;

Parcialmente compensado por:

- (i) Redução de 17,2% nos **encargos setoriais (ESS/EER)** (R\$ 171 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, associado ao 1º Procedimento Competitivo Simplificado - PCS/MME/ANEEL, conforme detalhado no item acima.
- (ii) Aumento de 14,2% no **crédito de PIS/COFINS** (R\$ 50 milhões).

PMSO

	PMSO (R\$ milhões)					
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Pessoal	532	486	9,5%	1.555	1.488	4,5%
Material	138	135	2,5%	376	366	2,7%
Serviços de Terceiros	236	177	32,9%	699	484	44,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	278	214	29,6%	709	731	-3,0%
<i>PDD</i>	<i>63</i>	<i>63</i>	<i>-0,6%</i>	<i>191</i>	<i>245</i>	<i>-22,2%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>116</i>	<i>60</i>	<i>93,1%</i>	<i>225</i>	<i>186</i>	<i>21,0%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>44</i>	<i>47</i>	<i>-6,4%</i>	<i>112</i>	<i>103</i>	<i>8,3%</i>
<i>Outros</i>	<i>55</i>	<i>44</i>	<i>25,1%</i>	<i>(181)</i>	<i>(196)</i>	<i>-7,7%</i>
Total PMSO	1.183	1.012	16,9%	3.340	3.070	8,8%

O PMSO no 3T23 atingiu R\$ 1.183 milhões, um aumento de 16,9% (R\$ 171 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 15,9% (R\$ 115 milhões) nas despesas PMSO ligadas à inflação, devido a:
 - a. Aumento de 9,5% (R\$ 46 milhões) nas despesas com Pessoal do grupo CPFL. Esse aumento reflete os reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos aplicados em 2022 e 2023 e do aumento de 3,6% no *headcount* no segmento de Distribuição, segmento que representa cerca de 62% do quadro de colaboradores da empresa;
 - b. Aumento de 29,2% (R\$ 69 milhões) nas despesas com MSO, tais como auditoria e consultoria (R\$ 13 milhões), transporte (R\$ 4 milhões), viagens (R\$ 2 milhões), e seguros (R\$ 1 milhão), entre outros;
- (ii) Aumento de 92,1% (R\$ 55 milhões) nas despesas legais e judiciais, principalmente no segmento de Geração;
- (iii) Aumento de 26,2% (R\$ 13 milhões) nas despesas com hardware e software;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 17,5% (R\$ 9 milhões) no opex relacionado ao Capex;

- (v) Redução de 6,4% (R\$ 3 milhões) na baixa de ativos.

O PMSO nos 9M23 atingiu R\$ 3.340 milhões, um aumento de 8,8% (R\$ 270 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 10,6% (R\$ 234 milhões) nas despesas PMSO ligadas à inflação, devido às seguintes variações, que ocorreram devido às razões já explicadas acima:
- a. Aumento de 23,2% (R\$ 168 milhões) nas despesas com MSO, tais como informática (R\$ 15 milhões), transporte (R\$ 14 milhões), auditoria e consultoria (R\$ 10 milhões), poda de árvore (R\$ 4 milhões), seguros (R\$ 3 milhões), viagens (R\$ 3 milhões), telecomunicações (R\$ 2 milhões), e *call center* (R\$ 1 milhões), entre outros;
 - b. Aumento de 10,2% (R\$ 135 milhões) nas despesas com Pessoal do grupo CPFL (exceto CPFL Transmissão);

Parcialmente compensados por:

- c. Redução de 40,0% (R\$ 68 milhões) nas despesas com Pessoal da CPFL Transmissão;
 - (ii) Aumento de 34,0% (R\$ 44 milhões) nas despesas com hardware e software;
 - (iii) Aumento de 20,7% (R\$ 39 milhões) nas despesas legais e judiciais;
 - (iv) Aumento de 8,3% (R\$ 9 milhões) na baixa de ativos;
 - (v) Aumento de 3,0% (R\$ 2 milhões) ações de cobrança;
- Parcialmente compensados por:
- (vi) Redução de 22,2% (R\$ 55 milhões) na provisão para devedores duvidosos (PDD);
 - (vii) Redução de 2,7% (R\$ 4 milhões) no Opex relacionado ao Capex.

Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Custos com construção de infraestrutura	1.097	1.559	-29,6%	3.102	3.863	-19,7%
Entidade de Previdência Privada	46	(2)	-	139	145	-4,3%
Depreciação e Amortização	557	517	7,7%	1.653	1.462	13,1%
Total	1.700	2.074	-18,0%	4.894	5.470	-10,5%

EBITDA

No 3T23, o **EBITDA** atingiu R\$ 3.134 milhões, registrando um aumento de 5,6% (R\$ 168 milhões), com o segmento de Distribuição apresentando resultado superior ao verificado no 3T22.

Nos 9M23, o **EBITDA** atingiu R\$ 9.719 milhões, registrando um aumento de 14,9% (R\$ 1.261 milhões), com todos os segmentos apresentando resultados superiores aos observados nos 9M22, principalmente os segmentos de Distribuição e Geração.

O EBITDA é calculado conforme a Resolução CVM nº 156/22 e demonstrado na tabela abaixo:

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Lucro Líquido	1.313	1.419	-7,5%	4.210	3.844	9,5%
Depreciação e Amortização	557	517	7,7%	1.653	1.462	13,1%
Resultado Financeiro	683	480	42,4%	1.920	1.560	23,0%
Imposto de Renda / Contribuição Social	581	550	5,6%	1.936	1.592	21,6%
EBITDA	3.134	2.967	5,6%	9.719	8.458	14,9%

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Receitas	476	567	-16,0%	1.496	1.703	-12,2%
Despesas	(1.159)	(1.047)	10,8%	(3.415)	(3.264)	4,6%
Resultado Financeiro	(683)	(480)	42,4%	(1.920)	(1.560)	23,0%

Análise Gerencial

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Despesas com a dívida líquida	(704)	(633)	11,1%	(2.249)	(2.129)	5,6%
Acréscimos e multas moratórias	95	108	-11,9%	279	370	-24,7%
Marcação a mercado	(60)	(1)	9218,2%	15	31	-52,4%
Atualização do ativo e passivo financeiro	(4)	74	-	63	298	-78,8%
Outras receitas e despesas	(10)	(28)	-63,5%	(27)	(130)	-78,9%
Resultado Financeiro	(683)	(480)	42,4%	(1.920)	(1.560)	23,0%

No 3T23, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 683 milhões, um aumento de 42,4% (R\$ 203 milhões), se comparada ao 3T22. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Variação de R\$ 78 milhões na **atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, saindo de uma receita de R\$ 74 milhões no 3T22 para uma despesa de R\$ 4 milhões no 3T23, devido à redução de saldo ativo atualizável existente no 3T22;
- (ii) Aumento de 11,1% (R\$ 70 milhões) nas **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), reflexo do aumento do IPCA no período (passando de -0,37% no 3T22 para +0,27% no 3T23), e do maior saldo de dívida indexado em CDI;
- (iii) Variação negativa de R\$ 60 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa), decorrente principalmente da redução no *spread* de risco praticado pelo mercado no 3T23;
- (iv) Redução de 11,9% (R\$ 13 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**, reflexo da redução dos parcelamentos realizados nas distribuidoras, devido à oferta de novas modalidades, como a Alesta (*fintech* do grupo CPFL) e cartão de crédito.

Parcialmente compensados por:

- (v) Variação positiva de R\$ 17 milhões nas **demais receitas/despesas financeiras**:
 - a. Ganho de R\$ 6 milhões na liquidação financeira na CCEE;
 - b. Redução de R\$ 5 milhões no Pis/Cofins sobre receita financeira;
 - c. Aumento de R\$ 3 milhões no deságio na aquisição de créditos de ICMS;
 - d. Variação positiva de R\$ 2 milhões nos demais itens.

Nos 9M23, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 1.920 milhões, um aumento de 23,0% (R\$ 359 milhões), se comparada aos 9M22. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Redução de 78,8% (R\$ 235 milhões) na **atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, devido à redução de saldo ativo atualizável;
- (ii) Acréscimo de 5,6% (R\$ 119 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 8,85% nos 9M22 para 9,92% nos 9M23), parcialmente compensado pela redução do IPCA no período, passando de 5,15% nos 9M22 para 3,00% nos 9M23;
- (iii) Redução de 24,7% (R\$ 91 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**, reflexo da redução do IPCA incidente sobre as contas em atraso, da menor inadimplência, além das novas modalidades de pagamento, conforme explicado no 3T23;
- (iv) Variação negativa de R\$ 16 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa), decorrente principalmente da variação no *spread* de risco praticado pelo mercado nesse ano;

Parcialmente compensados por:

- (v) Variação positiva de R\$ 103 milhões nas **demais receitas/despesas financeiras**:
 - a. Redução de R\$ 40 milhões no Pis/Cofins sobre receita financeira;
 - b. Variação positiva de R\$ 23 milhões em atualização de contingências;
 - c. Aumento de R\$ 18 milhões no deságio na aquisição de créditos de ICMS;
 - d. Variação positiva de R\$ 22 milhões nos demais itens.

Imposto de Renda e Contribuição Social

No 3T23, **Imposto de Renda e Contribuição Social** registraram um aumento de 5,6% (R\$ 31 milhões), explicado principalmente pela melhor performance operacional, parcialmente compensado pelo menor resultado em subsidiárias com regime de lucro presumido e menor resultado de equivalência patrimonial, após a consolidação da Enercan em novembro/22. A alíquota efetiva foi de 30,7% no 3T23, ante 27,9% no 3T22.

Nos 9M23, **Imposto de Renda e Contribuição Social** registraram aumento de 21,6% (R\$ 344 milhões), explicado principalmente pela melhor performance operacional. A alíquota efetiva saiu de 29,3% nos 9M22 para 31,5% nos 9M23.

Lucro Líquido

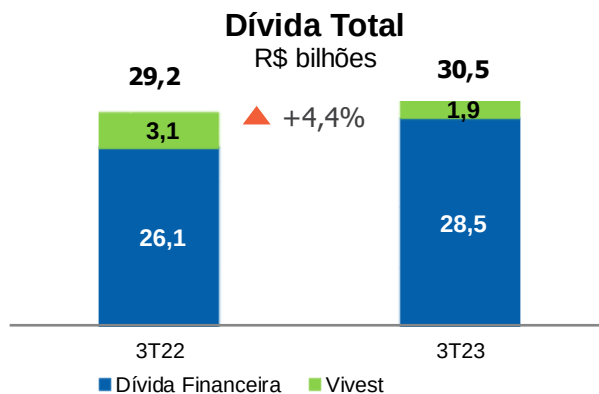
O **lucro líquido** foi de R\$ 1.313 milhões no 3T23, uma redução de 7,5% (R\$ 107 milhões). Esse resultado reflete a maior despesa financeira líquida, parcialmente compensada pelo bom desempenho operacional do segmento de Distribuição.

Nos 9M23, o **lucro líquido** foi de R\$ 4.210 milhões, aumento de 9,5% (R\$ 367 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 pelo aumento das despesas com dívida líquida e a atualização do ativo e passivo financeiro setorial.

3.2) Endividamento

3.2.1) Dívida no Critério IFRS

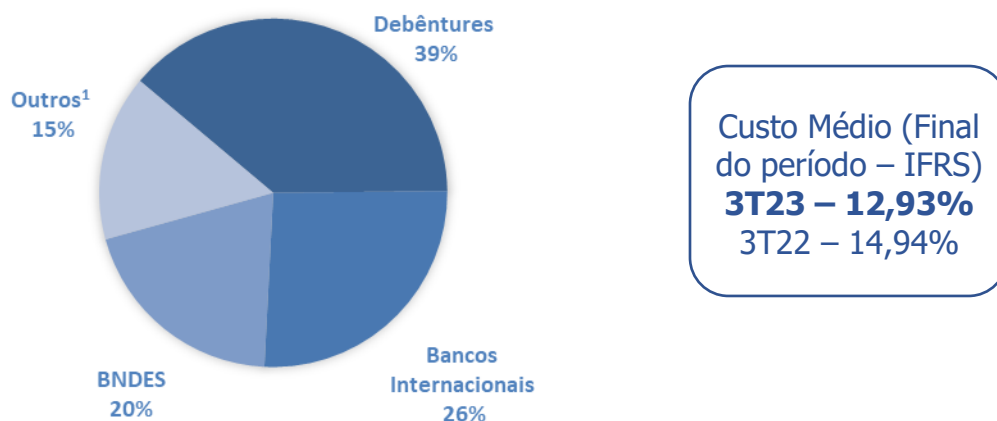
Em 30 de setembro de 2023, a dívida total da CPFL Energia era de R\$ 30,5 bilhões, com uma variação de +4,4% em relação ao ano anterior.



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\$ 3,1 bilhões, da CPFL Renováveis e da CPFL Brasil com a SGBP.

Perfil da Dívida – IFRS

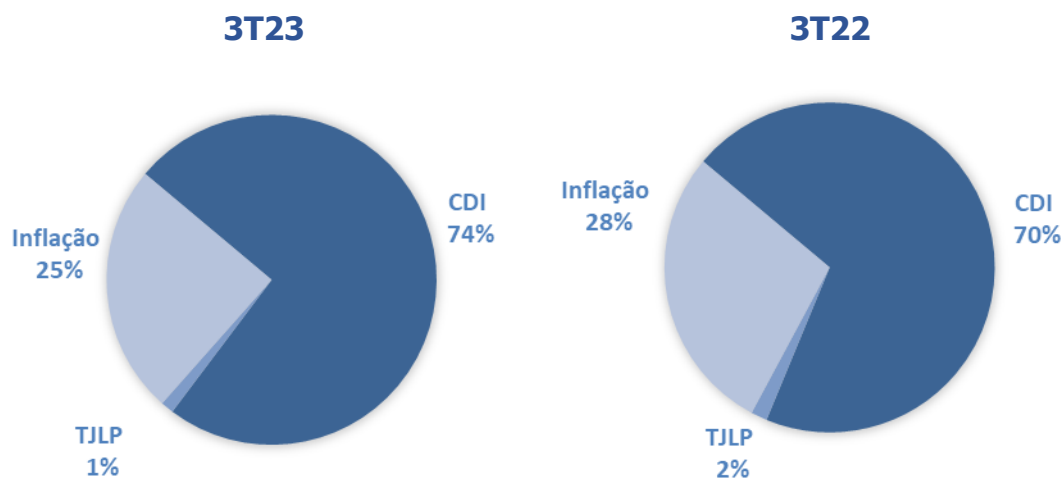


Nota: (1) Outros: linhas de crédito e mútuos da CPFL Renováveis e CPFL Brasil com a SGBP.

É prática do grupo CPFL mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado e, por essa razão, parte das dívidas, cerca de R\$ 7,6 bilhões, possui operações de hedge. Para os casos em moeda estrangeira, por exemplo, que representam cerca de 26,4% 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

3T23 vs. 3T22

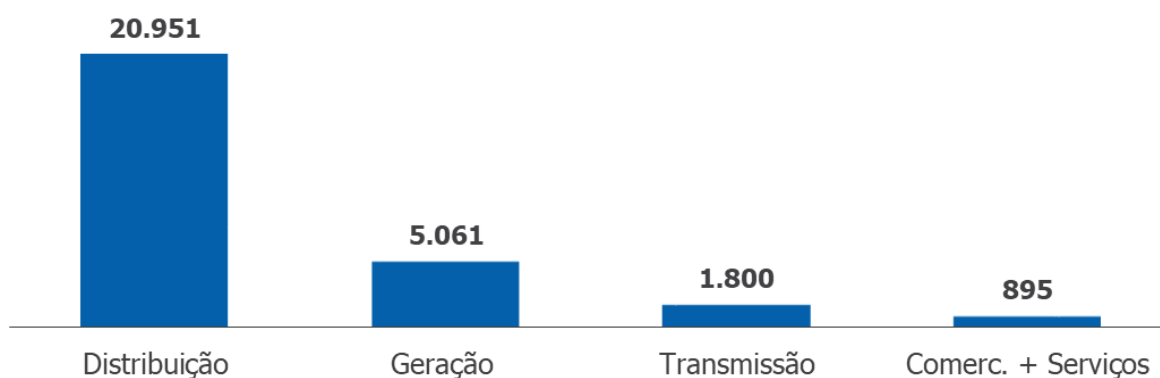


Nota: (1) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (26,4% do total no 3T23), são contratadas operações de swap, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

Dívida Líquida em IFRS

IFRS R\$ Milhões	3T23	3T22	Var. %
Dívida Financeira (incluindo Hedge)	(28.519)	(26.091)	9,3%
(+) Disponibilidades	5.704	4.312	32,3%
(=) Dívida Líquida	(22.816)	(21.779)	4,8%

Dívida por Segmento (R\$ Milhões – IFRS)



Notas:

- (1) O segmento de Geração considera CPFL Renováveis, CPFL Geração, Cera 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.

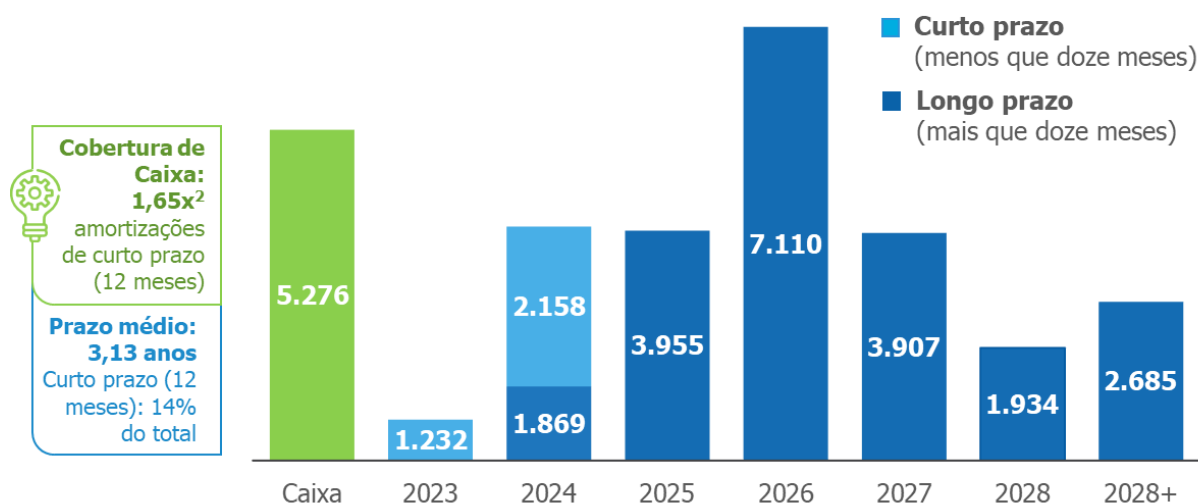
Cronograma de Amortização da Dívida em IFRS (setembro de 2023)

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 3T23 possuía índice de cobertura de **1,65x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar a totalidade dos compromissos de amortização até setembro de 2024. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **3,13 anos**.

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

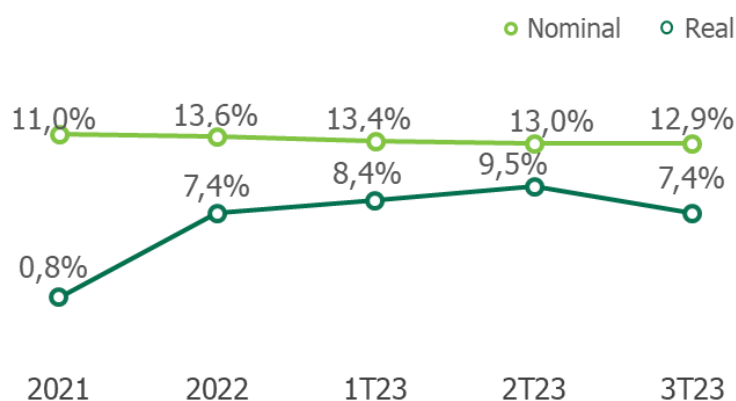
Cronograma de amortização da dívida (IFRS)



Notas:

- (1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos. Para se chegar ao total da dívida financeira de R\$ 28.519 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\$ 271 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

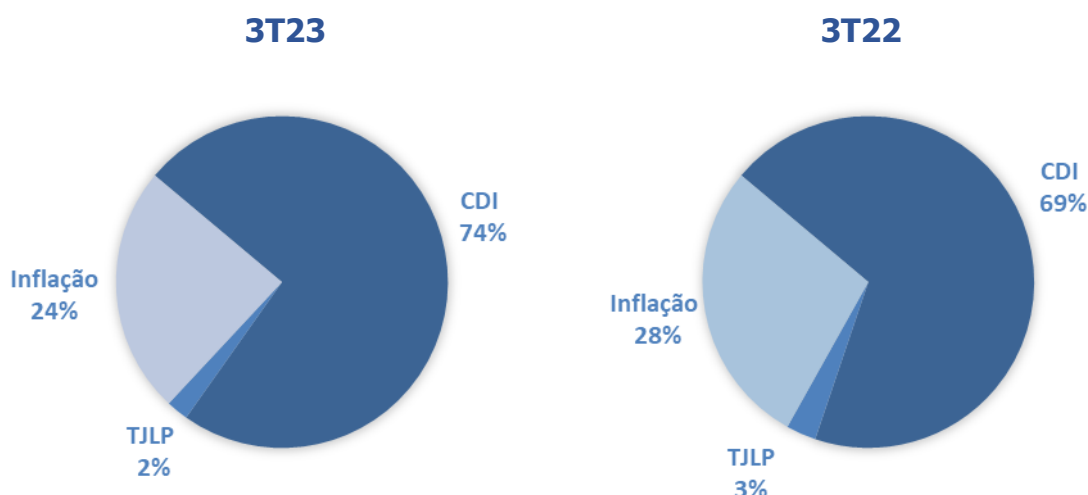
A tabela a seguir demonstra os *ratings* corporativos da CPFL Energia.

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 – 3T23 vs. 3T22



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 (26,4% 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 3T23, a Dívida Líquida *Pro forma* atingiu **R\$ 23.120 milhões**, um aumento de **5,3%** em relação à posição de dívida líquida no final do 3T22, no montante de **R\$ 21.957 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](#).

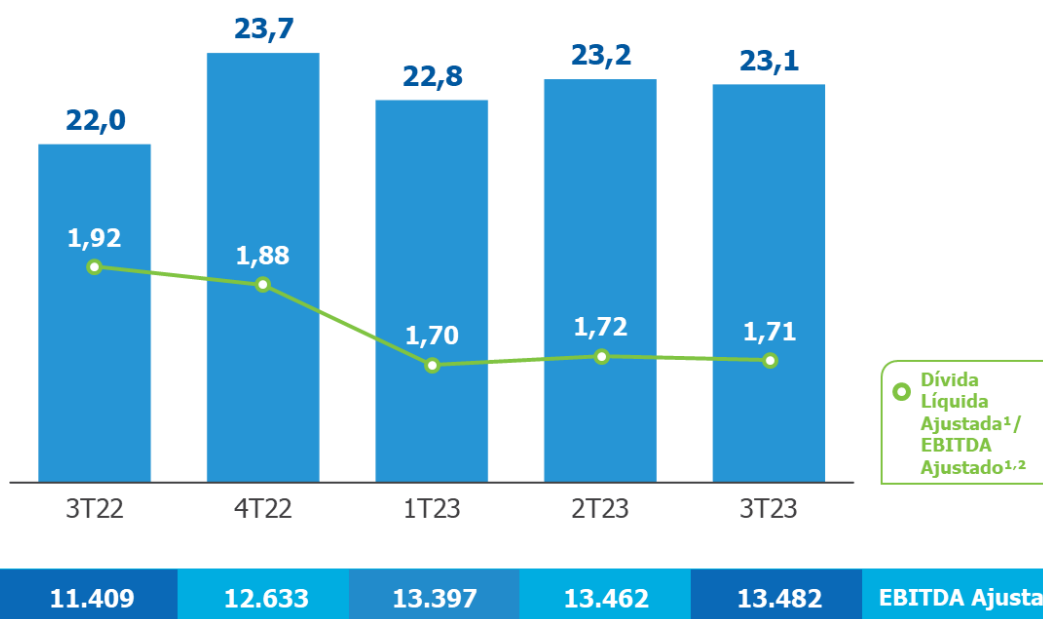
Critério Covenants R\$ Milhões	3T23	3T22	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	(28.995)	(26.692)	8,6%
(+) Disponibilidades ³	5.875	4.734	24,1%
(=) Dívida Líquida	(23.120)	(21.957)	5,3%
EBITDA <i>Pro forma</i> ²	13.482	11.409	18,2%
Dívida Líquida / EBITDA	1,71	1,92	-10,9%

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, ajustado de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas;
 (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\$ 13.482 milhões**, a relação Dívida Líquida/EBITDA *Pro forma* ao final do 3T23 alcançou **1,71x**.

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	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Distribuição	896	1.375	-34,9%	2.701	3.487	-22,5%
Geração	114	58	97,6%	273	162	68,2%
Comercialização	1	2	-27,3%	3	4	-40,9%
Serviços e Outros ¹	43	16	160,9%	63	31	104,7%
Transmissão ²	181	155	16,5%	477	479	-0,3%
Total	1.234	1.606	-23,1%	3.517	4.163	-15,5%

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.

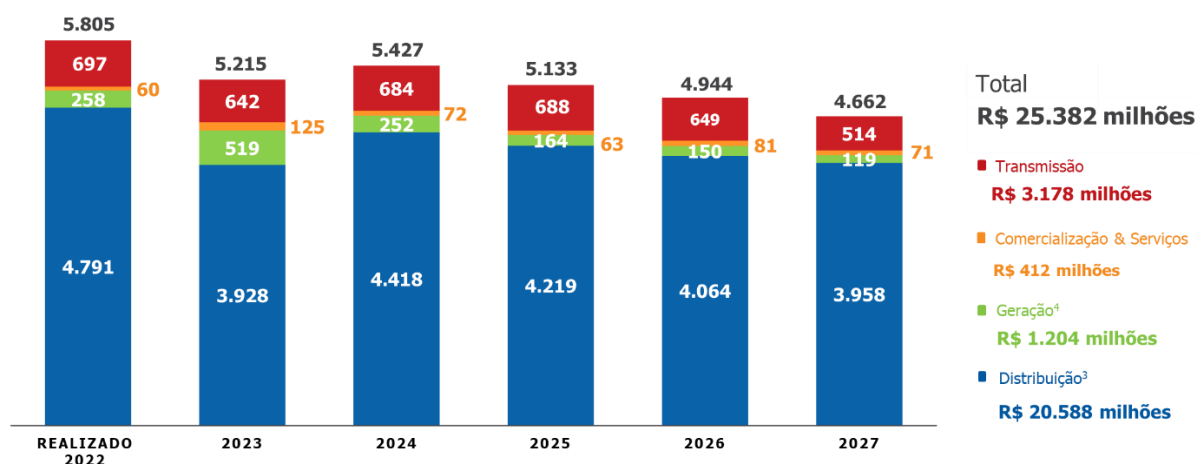
No 3T23, os investimentos foram de R\$ 1.234 milhões, uma redução de 23,1% comparado aos R\$ 1.606 milhões registrados no 3T22. A queda se deve principalmente ao segmento de Distribuição, que teve elevados investimentos em 2022 em função da proximidade dos processos de Revisão Tarifária. Por outro lado, destaca-se o segmento de Transmissão, onde a CPFL Energia vem direcionando mais recursos para reforços e melhorias em sua controlada CPFL Transmissão.

Nos 9M23, os investimentos totalizaram R\$ 3.517 milhões, uma redução de 15,5% em relação aos 9M22, em que foram atingidos R\$ 4.163 milhões em investimentos. A redução é justificada principalmente pela desaceleração no segmento de Distribuição, como já explicado acima.

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.

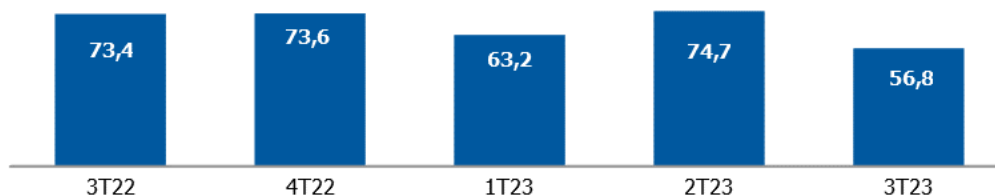
B3			
Data	CPFE3	IEE	IBOV
29/09/2023	R\$ 33,61	85.443	116.565
30/12/2022	R\$ 33,20	78.679	109.735
30/09/2022	R\$ 33,76	78.488	110.037
Var. 9M	1,2%	8,6%	6,2%
Var. 12M	-0,4%	8,9%	5,9%

4.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação da CPFL Energia no 3T23 foi de R\$ 56,8 milhões, o que representa uma redução de 23,9% em comparação com o 2T23. Em relação ao mesmo período de 2022, houve uma redução de 22,5%.

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.

3T23

 Soluções Renováveis e Inteligentes					
Tema	Indicador	Unidade	3T23	3T22	Var.
Energia renovável	Total de energia gerada por fontes renováveis	GWh	4.990	4.577	9,0%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	2.979	2.578	15,6%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	380	293	30,0%
	↳ Solar	GWh	0,3	0,0	966,7%
	↳ Eólica	GWh	1.246	1.383	-9,9%
	↳ Biomassa	GWh	384	323	18,9%
Smart Grid	Número de religadores automáticos instalados até o período	unidade	17.606	15.954	10,4%
	% de carga de energia telemedida	%	57%	58%	-1,4%
Inovação	Investimento em inovação (P&D Aneel) no período	R\$ Milhões	12,4	13,2	-5,8%
Descarbonização	Número de projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável até o período	unidade	67	40	67,5%
	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ Milhões	0,0	13,5	-99,7%

 Operações Sustentáveis					
Tema	Indicador	Unidade	3T23	3T22	Var.
Economia circular	Nº de transformadores reformados no período	unidade	2.118	3.162	-33,0%
	Volume de alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa no período	toneladas	26.785	2.491	975,3%
Ecoeficiência	Consumo de água (prédios administrativos) no período	mil m³	19	17	13,0%
	Consumo de energia (prédios administrativos) no período	MWh	8.492	9.174	-7,4%



Valor Compartilhado com a Sociedade

Tema	Indicador	Unidade	3T23	3T22	Var.
Digitalização	% de atendimentos digitais	%	89,0%	90,0%	-1,1%
	% de pagamento de faturas por meio digital	%	73%	69%	5,4%
	Número de contas digitais no período	milhões de unidades	4,6	4,3	6,3%
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos (CPFL e RGE nos Hospitais)	R\$ Milhões	12,8	9,3	38,7%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades (Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente)	R\$ Milhões	13,7	28,4	-52,0%
	Número de pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL no período	mil pessoas	548,3	562,0	-2,4%
	Número de unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética (PEE Aneel) no período	mil unidades consumidoras	17,3	10	73,0%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Número de horas de treinamento ¹	mil horas	287,1	196,7	46,0%
Diversidade	% de negros na companhia	%	30%	28%	7,3%
	% de mulheres em cargos de liderança	%	22%	22%	-2,2%
Compras sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	91%	88%	3,4%

Nota: 1) Considera o programa de requalificação profissional



Atuação Segura e Confiável

Tema	Indicador	Unidade	3T23	3T22	Var.
Saúde e Segurança	Taxa de frequência de acidentes (próprios)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	0,7	1,2	-41,7%
	Taxa de frequência de acidentes (contratadas)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	2,8	5,2	-45,5%
	Número de acidentes fatais com a população no período	nº de acidentes	2,0	2,0	0,0%
Ética	% de colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	97%	90%	7,8%
Transparência	Número de Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	nº	2	2	-
	Número de mulheres no Conselho de Administração	nº	1	1	-

9M23

 Soluções Renováveis e Inteligentes					
Tema	Indicador	Unidade	9M23	9M22	Var.
Energia renovável	Total de energia gerada por fontes renováveis	GWh	10.134	9.861	2,8%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	5.150	5.258	-2,1%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	1.370	1.166	17,5%
	↳ Solar	GWh	0,9	0,2	429,7%
	↳ Eólica	GWh	2.843	2.778	2,4%
	↳ Biomassa	GWh	769	660	16,6%
Smart Grid	Número de religadores automáticos instalados até o período	unidade	17.606	15.954	10,4%
	% de carga de energia telemidada	%	57%	58%	-1,4%
Inovação	Investimento em inovação (P&D Aneel) no período	R\$ Milhões	34,7	36,5	-5,0%
Descarbonização	Número de projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável até o período	unidade	67	40	67,5%
	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ Milhões	3,3	24,1	-86,4%

 Operações Sustentáveis					
Tema	Indicador	Unidade	9M23	9M22	Var.
Economia circular	Nº de transformadores reformados no período	unidade	8.623	8.247	4,6%
	Volume de alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa no período	toneladas	54.929	6.474	748,5%
Ecoeficiência	Consumo de água (prédios administrativos) no período	ml m³	53	84	-36,5%
	Consumo de energia (prédios administrativos) no período	MWh	26.538	27.831	-4,6%

 Valor Compartilhado com a Sociedade					
Tema	Indicador	Unidade	9M23	9M22	Var.
Digitalização	% de atendimentos digitais	%	90,3%	90,0%	0,4%
	% de pagamento de faturas por meio digital	%	72%	68%	6,0%
	Número de contas digitais no período	milhões de unidades	4,6	4,3	6,3%
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos (CPFL e RGE nos Hospitais)	R\$ Milhões	49,5	25,6	93,5%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades (Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente)	R\$ Milhões	56,6	81,5	-30,6%
	Número de pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL no período	mil pessoas	1.739,3	1.070,4	62,5%
	Número de unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética (PEE Aneel) no período	mil unidades consumidoras	22	13,8	59,4%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Número de horas de treinamento ¹	mil horas	592,0	552,9	7,1%
Diversidade	% de negros na companhia	%	30%	28%	7,3%
	% de mulheres em cargos de liderança	%	22%	22%	-2,2%
Compras sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	91%	88%	3,4%

Nota: 1) Considera o programa de requalificação profissional

**Atuação Segura e Confiável**

Tema	Indicador	Unidade	9M23	9M22	Var.
Saúde e Segurança	Taxa de frequência de acidentes (próprios)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	0,7	1,2	-41,7%
	Taxa de frequência de acidentes (contratadas)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	2,8	5,2	-45,5%
	Número de acidentes fatais com a população no período	nº de acidentes	6,0	12,0	-50,0%
Ética	% de colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	97%	90%	7,8%
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)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Receita Operacional Bruta	12.098	10.980	10,2%	35.416	34.906	1,5%
Receita Operacional Líquida	7.978	8.008	-0,4%	23.967	23.606	1,5%
Custo com Energia Elétrica	(4.418)	(4.306)	2,6%	(12.724)	(12.549)	1,4%
Custos e Despesas Operacionais	(2.141)	(2.479)	-13,6%	(6.271)	(6.648)	-5,7%
Resultado do Serviço	1.419	1.223	16,0%	4.972	4.409	12,8%
EBITDA⁽¹⁾	1.712	1.499	14,2%	5.843	5.185	12,7%
Resultado Financeiro	(508)	(258)	97,2%	(1.315)	(913)	44,1%
Lucro Antes da Tributação	910	966	-5,7%	3.657	3.496	4,6%
Lucro Líquido	603	621	-2,9%	2.424	2.256	7,4%

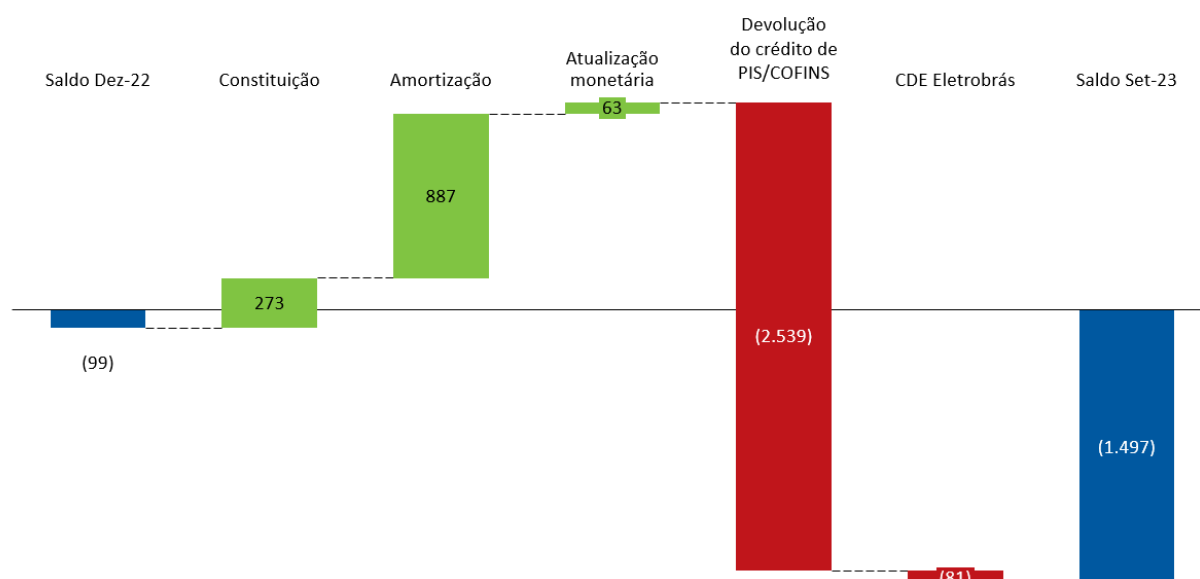
Notas:

(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 setembro de 2023, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era negativo (passivo) em R\$ 1.497 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2022, houve uma variação de R\$ 1.596 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo se deu pela constituição de um ativo de R\$ 273 milhões, principalmente nas linhas:

- (i) Sobrecontratação (R\$ 798 milhões);
- (ii) Rede Básica (R\$ 524 milhões);
- (iii) Encargo do Serviço do Sistema ("ESS") e Encargo de Energia de Reserva ("EER") (R\$ 199 milhões);

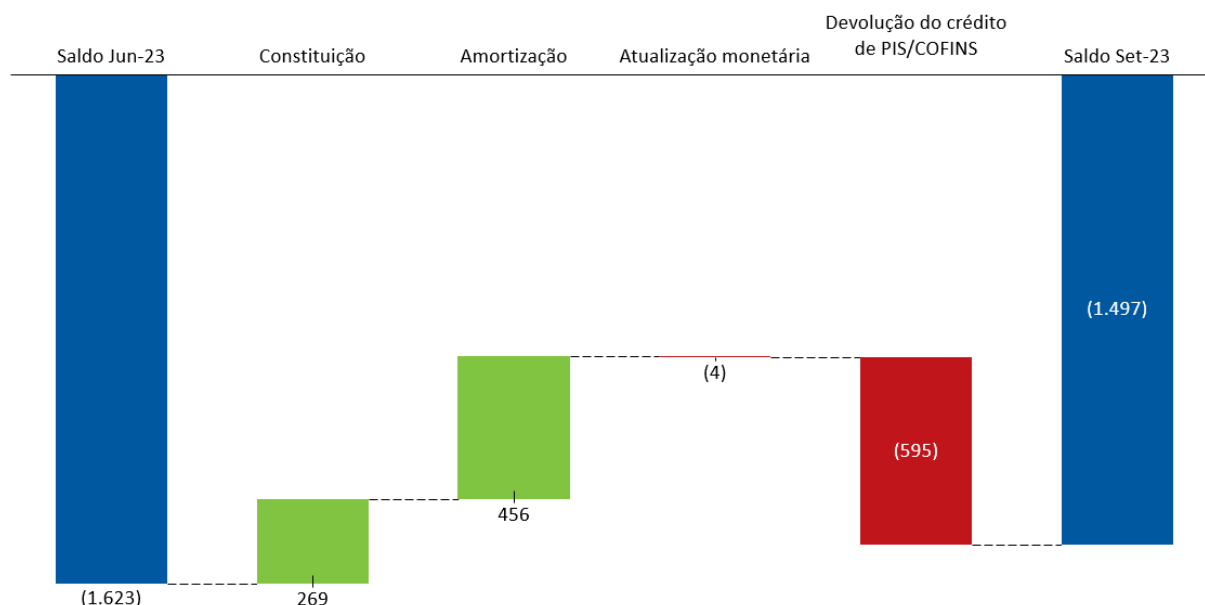
Parcialmente compensado por passivos constituídos nas linhas de:

- (iv) Custos com energia elétrica (R\$ 854 milhões);
- (v) Repasse de Itaipu (R\$ 369 milhões);
- (vi) Demais itens (R\$ 25 milhões).

A amortização foi de R\$ 887 milhões, com destaque para a devolução do crédito de PIS/Cofins ao consumidor no total de R\$ 1.662 milhões, e a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 63 milhões.

Houve ainda, nesse ano, a homologação da devolução para os consumidores de novo crédito de PIS/COFINS, no valor de R\$ 2.539 milhões. Além disso, houve o repasse de recursos da CDE da Eletrobrás no montante de R\$ 81 milhões. Cabe ressaltar que tais itens não são atualizados monetariamente e, portanto, não geram impacto no resultado financeiro.

Para fins de análise, segue abaixo o gráfico que demonstra a movimentação dos saldos de ativo e passivo setorial, apenas no 3T23:



Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Receita Operacional Bruta						
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	9.609	7.987	20,3%	28.373	29.000	-2,2%
Energia Elétrica de Curto Prazo	113	182	-37,9%	363	396	-8,2%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	943	1.409	-33,1%	2.753	3.406	-19,2%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	725	832	-12,8%	1.160	(428)	-
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	500	477	4,8%	1.452	1.472	-1,4%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	38	(67)	-	868	676	28,3%
Outras Receitas e Rendas	187	178	4,9%	524	473	10,6%
Multas DIC e FIC	(17)	(18)	-5,2%	(76)	(89)	-14,8%
Total	12.098	10.980	10,2%	35.416	34.906	1,5%
Deduções da Receita Operacional Bruta						
ICMS	(1.524)	(621)	145,3%	(4.030)	(4.635)	-13,0%
PIS e COFINS	(874)	(801)	9,1%	(2.519)	(2.319)	8,7%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.471)	(1.390)	5,8%	(4.257)	(4.232)	0,6%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(70)	(67)	4,7%	(204)	(196)	4,0%
PROINFA	(80)	(80)	-0,2%	(251)	(211)	18,7%
Bandeiras Tarifárias	(5)	-	-	(5)	328	-
Outros	(96)	(12)	709,3%	(183)	(34)	437,5%
Total	(4.120)	(2.972)	38,7%	(11.449)	(11.300)	1,3%
Receita Operacional Líquida	7.978	8.008	-0,4%	23.967	23.606	1,5%

No 3T23, a receita operacional bruta atingiu R\$ 12.098 milhões, um aumento de 10,2% (R\$ 1.118 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 20,3% (R\$ 1.622 milhões) na **Receita com Venda de Energia** (cativo + clientes livres), em decorrência:
 - a. reajustes tarifários médios positivos das distribuidoras, na percepção do consumidor, no período entre 3T22 e 3T23 (aumentos médios de 14,72% na CPFL Piratininga, em outubro de 2022, de 9,02% na CPFL Santa Cruz, em março de 2023, de 4,89% na CPFL Paulista, em abril de 2023, e de 1,10% na RGE, em junho de 2023);
 - b. aumento de 2,8% na carga da área de concessão, principalmente em função do aumento de temperatura registrado no mês de setembro, especialmente no estado de São Paulo;
 - c. aumento no ICMS, decorrente da devolução de sua incidência sobre a TUSD.
- (ii) Variação de R\$ 105 milhões na **Atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, em decorrência do maior IPCA no período (0,27% no 3T23 ante -0,37% no 3T22), no montante de R\$ 92 milhões, e do incremento de 33,5% na BRR (R\$ 13 milhões);
- (iii) Aumento de 4,8% (R\$ 23 milhões) em **Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários**, decorrente da inclusão da CDE Escassez Hídrica e CDE GD;
- (iv) Aumento de 4,9% (R\$ 9 milhões) em **Outras receitas e rendas**;

Parcialmente compensadas por:

- (v) Redução de 33,1% (R\$ 466 milhões) na **Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão**, que tem contrapartida nos custos operacionais;
- (vi) Redução de 12,8% (R\$ 107 milhões) na contabilização do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**, decorrente da constituição líquida de um ativo de R\$ 269 milhões no 3T23 e amortização de um passivo de R\$ 456 milhões, ante a constituição líquida de ativo de R\$ 803 milhões e amortização de um passivo de R\$ 58 milhões no 3T22;

- (vii) Redução de 37,9% (R\$ 69 milhões) em **Energia Elétrica de Curto Prazo**, decorrente de menor quantidade de energia liquidada na CCEE.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 4.120 milhões no 3T23, representando um aumento de 38,7% (R\$ 1.149 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 68,6% (R\$ 976 milhões) nos **impostos** (ICMS e PIS/COFINS), devido principalmente ao retorno da incidência do ICMS sobre a TUSD;
- (ii) Aumento de R\$ 92 milhões na linha **Outros**, decorrente principalmente da recomposição dos recursos à Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu;
- (iii) Aumento de 5,8% (R\$ 81 milhões) na **CDE**, decorrente da inclusão da CDE Escassez Hídrica e CDE GD.

A receita operacional líquida foi de R\$ 7.978 milhões no 3T23, representando uma redução de 0,4% (R\$ 31 milhões).

Nos 9M23, a receita operacional bruta atingiu R\$ 35.416 milhões, um aumento de 1,5% (R\$ 510 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Variação de R\$ 1.588 milhões na contabilização do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**, decorrente da constituição líquida de um ativo de R\$ 272 milhões no 9M23 e amortização de um passivo de R\$ 887 milhões, ante a constituição líquida de passivo de R\$ 623 milhões e amortização de um passivo de R\$ 224 milhões nos 9M22;
- (ii) Aumento de 28,3% (R\$ 191 milhões) na **Atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, decorrente principalmente dos aumentos da base de ativos regulatória com a atualização dos laudos dos processos de revisão tarifária;
- (iii) Aumento de 10,6% (R\$ 50 milhões) em **Outras Receitas e Rendas**;
- (iv) Redução de 14,8% (R\$ 13 milhões) em **Multas DIC e FIC**;

Parcialmente compensados pela:

- (v) Redução de 19,2% (R\$ 653 milhões) na **Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão**, que tem contrapartida nos custos operacionais;
- (vi) Redução de 2,2% (R\$ 627 milhões) na **Receita com Venda de Energia** (cativo + clientes livres), em decorrência:
 - a. da redução da alíquota de ICMS sobre a venda de energia e exclusão da TUSD na base de cálculo durante 2022;
 - b. de um aumento de apenas 0,5% na carga, influenciado pelo efeito negativo relacionado ao incremento de GD, além dos impactos de temperatura e calendário.
- (vi) Redução de 8,2% (R\$ 33 milhões) em **Energia Elétrica de Curto Prazo**, decorrente de menor quantidade de energia liquidada na CCEE;
- (vii) Redução de 1,4% (R\$ 20 milhões) em **Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários**.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 11.449 milhões nos 9M23, representando um aumento de 1,3% (R\$ 150 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Variação de R\$ 332 milhões na contabilização das **bandeiras tarifárias**, devido à reclassificação da bandeira tarifária para o Ativo e Passivo Financeiro Setorial em 2022;
- (ii) Aumento de R\$ 149 milhões em **outros**, decorrente principalmente da recomposição dos recursos à Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu;
- (iii) Aumento de 18,7% no **PROINFA** (R\$ 40 milhões) em função do aumento dos valores de quotas de custeio homologadas pela ANEEL para o ano de 2023;
- (iv) Aumento de 0,7% (R\$ 32 milhões) nos **demais itens**;
Parcialmente compensados pela:
- (v) Redução de 5,8% (R\$ 404 milhões) nos **impostos** (ICMS e PIS/COFINS), devido à alteração de alíquotas do ICMS.

A receita operacional líquida foi de R\$ 23.967 milhões nos 9M23, representando um aumento de 1,5% (R\$ 360 milhões).

Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	595	792	-24,9%	1.588	2.230	-28,8%
PROINFA	108	142	-23,9%	313	459	-31,8%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.708	2.570	5,3%	7.892	7.364	7,2%
Crédito de PIS e COFINS	(309)	(315)	-2,1%	(880)	(894)	-1,5%
Total	3.102	3.189	-2,7%	8.913	9.160	-2,7%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	1.034	895	15,5%	2.886	2.301	25,4%
Encargos de Transporte de Itaipu	109	79	38,1%	260	208	25,0%
Encargos de Conexão	63	67	-6,1%	196	202	-3,0%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	13	12	13,4%	38	34	13,1%
ESS / EER	231	178	30,3%	819	990	-17,3%
Crédito de PIS e COFINS	(134)	(114)	17,9%	(388)	(345)	12,4%
Total	1.316	1.117	17,9%	3.810	3.389	12,4%
Custo com Energia Elétrica	4.418	4.306	2,6%	12.724	12.549	1,4%

Energia comprada para revenda

No 3T23, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 3.102 milhões, uma redução de 2,7% (R\$ 88 milhões), devido principalmente a:

- (i) Redução de 24,9% na **energia de Itaipu** (R\$ 197 milhões), principalmente em função da variação cambial (-22,1%);
- (ii) Redução de 23,9% no **PROINFA** (R\$ 34 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 pelo:

- (iii) Aumento de 5,3% na **energia adquirida em leilões, contratos bilaterais e curto prazo** (R\$ 137 milhões), principalmente devido ao maior preço médio (+11,9%);
- (iv) Redução de 2,1% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 6 milhões).

Nos 9M23, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 8.913 milhões, uma redução

de 2,7% (R\$ 246 milhões), devido principalmente a:

- (i) Redução de 28,8% na **energia de Itaipu** (R\$ 642 milhões), em função da variação cambial, que diminuiu o preço médio dessa energia em 26,7%;
- (ii) Redução de 31,8% no **PROINFA** (R\$ 146 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (iii) Aumento de 7,2% na **energia adquirida em leilões, contratos bilaterais e mercado de curto prazo** (R\$ 528 milhões), devido ao maior preço médio (+12,0%);
- (iv) Redução de 1,5% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 14 milhões).

Quantidade física (GWh)	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Energia de Itaipu Binacional	2.493	2.585	-3,6%	7.386	7.607	-2,9%
PROINFA	240	259	-7,1%	689	706	-2,5%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	10.548	11.207	-5,9%	32.830	34.319	-4,3%
Total	13.282	14.050	-5,5%	40.905	42.633	-4,1%

Tarifa média (R\$/MWh)	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Energia de Itaipu Binacional	238,66	306,46	-22,1%	215,06	293,21	-26,7%
PROINFA	451,03	550,55	-18,1%	454,20	649,71	-30,1%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	256,68	229,35	11,9%	240,38	214,57	12,0%
Total	233,56	227,00	2,9%	217,91	214,85	1,4%

Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

No 3T23, os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 1.316 milhões, representando um aumento de 17,9% (R\$ 199 milhões), devido a:

- (i) Aumento de 15,8% (R\$ 164 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 2023, de acordo com a Resolução ANEEL nº 3.217/23;
- (ii) Aumento de 30,3% (R\$ 54 milhões) nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, devido principalmente ao EER – Encargo de Energia de Reserva, associado ao 1º Procedimento Competitivo Simplificado – PCS/MME/ANEEL, no qual houve um aumento no número de usinas com Contratos de Energia de Reserva (CERs). Neste modelo de contrato, os custos de manutenção dessas usinas são rateados entre as distribuidoras, independentemente do seu acionamento.

Parcialmente compensados pelo:

- (iii) Aumento de 17,9% (R\$ 20 milhões) no **crédito de PIS/COFINS**.

Nos 9M23, os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** foram de R\$ 3.810 milhões, representando um aumento de 12,4% (R\$ 421 milhões), devido a:

- (i) Aumento de 23,1% (R\$ 635 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 17,3% (R\$ 171 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 nos 9M23, fazendo com que os custos sistêmicos fossem minimizados, em comparação com os 9M22, devido a melhora nas condições hidrológicas. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo aumento do EER – Encargo

de Energia de Reserva, associado ao 1º Procedimento Competitivo Simplificado - PCS/MME/ANEEL, conforme já explicado acima;

- (iii) Aumento de 12,4% (R\$ 43 milhões) no **crédito de PIS/COFINS**.

PMSO

PMSO (R\$ milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Pessoal	320	277	15,5%	941	812	15,9%
Material	71	76	-7,1%	220	215	2,1%
Serviços de Terceiros	279	260	7,5%	818	720	13,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	203	198	2,7%	577	621	-7,1%
<i>PDD</i>	64	61	4,2%	190	239	-20,5%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	57	58	-1,8%	138	151	-8,6%
<i>Baixa de Ativos</i>	41	42	-1,7%	115	103	11,7%
<i>Outros</i>	42	37	12,0%	133	127	4,5%
Total PMSO	873	811	7,7%	2.555	2.368	7,9%

No 3T23, o **PMSO** atingiu R\$ 873 milhões, um aumento de 7,7% (R\$ 62 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 10,3% (R\$ 58 milhões) nas despesas PMSO ligadas à inflação:
 - a. aumento de 15,5% (R\$ 43 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 (+3,6%) e pela maior utilização dos planos de assistência médica;
 - b. aumento de 5,2% (R\$ 15 milhões) em MSO: serviços terceirizados (R\$ 5 milhões), *call center* (R\$ 4 milhões), manutenção de edificações (R\$ 3 milhões), transportes (R\$ 2 milhões), entre outros.
- (ii) Aumento de 32,3% (R\$ 12 milhões) em despesas com *hardware* e *software*;
- (iii) Aumento de 4,2% (R\$ 3 milhões) na provisão para devedores duvidosos (PDD);

Parcialmente compensados pela:

- (iv) Redução de 17,5% (R\$ 9 milhões) em despesas com manutenção de linhas, redes e subestações, associadas aos esforços de Capex;
- (v) Redução de 1,8% (R\$ 1 milhão) nas despesas legais e judiciais;
- (vi) Redução de 1,7% (R\$ 1 milhão) na baixa de ativos.

Nos 9M23, o **PMSO** atingiu R\$ 2.555 milhões, um aumento de 7,9% (R\$ 187 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 12,3% (R\$ 201 milhões) nas despesas com PMSO ligadas à inflação, devido a:
 - a. aumento de 15,9% (R\$ 129 milhões) nas despesas de pessoal, devido aos fatores já explicados acima no 3T23;

² As datas dos últimos reajustes salariais das distribuidoras ocorreram entre junho de 2022 e junho de 2023, trazendo o reflexo da inflação praticada nesse período.

- b. aumento de 8,7% (R\$ 72 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 38,0% (R\$ 40 milhões) em despesas com *hardware* e *software*;
- (iii) Aumento de 11,7% (R\$ 12 milhões) na baixa de ativos;
- Parcialmente compensado por:
- (iv) Redução de 20,5% (R\$ 49 milhões) na provisão para devedores duvidosos (PDD);
- (v) Redução de 8,6% (R\$ 13 milhões) nas despesas legais e judiciais, principalmente decorrente do menor volume de processos cíveis e trabalhistas;
- (vi) Redução de 2,7% (R\$ 4 milhões) em despesas com manutenção de linhas, redes e subestações, associadas aos esforços de Capex.

Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Custos com construção de infraestrutura	943	1.409	-33,1%	2.753	3.406	-19,2%
Entidade de Previdência Privada	31	(18)	-	92	98	-6,5%
Depreciação e Amortização	279	262	6,6%	829	734	12,9%
Total	1.253	1.654	-24,2%	3.673	4.238	-13,3%

EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 1.712 milhões no 3T23, um aumento de 14,2% (R\$ 212 milhões), explicado principalmente pelos reajustes tarifários médios positivos das distribuidoras, aumento da carga na área de concessão e aumento da atualização do ativo financeiro da concessão, impactada pelo maior IPCA no período.

Nos 9M23, o **EBITDA** totalizou R\$ 5.843 milhões, um aumento de 12,7% (R\$ 658 milhões), explicado pelos efeitos extraordinários devido aos laudos da BRR dos processos de revisão tarifária, reajuste positivo da parcela B e maior atualização do ativo financeiro da concessão.

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

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Lucro Líquido	603	621	-2,9%	2.424	2.256	7,4%
Depreciação e Amortização	293	276	6,3%	871	776	12,2%
Resultado Financeiro	508	258	97,2%	1.315	913	44,1%
IR/CS	307	344	-10,8%	1.232	1.240	-0,6%
EBITDA	1.712	1.499	14,2%	5.843	5.185	12,7%

EBITDA por Distribuidora

EBITDA por Distribuidora						
Distribuidoras	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
CPFL Paulista	757	624	21,5%	2.504	2.108	18,8%
CPFL Piratininga	289	292	-0,8%	990	942	5,0%
RGE	587	511	14,8%	2.124	1.922	10,5%
CPFL Santa Cruz	78	73	6,9%	226	213	5,9%
EBITDA	1.712	1.499	14,1%	5.843	5.185	12,7%

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](#).

Na CPFL Piratininga, a variação negativa ocorre principalmente pela receita atuarial registrada no 3T22 (R\$ 75 milhões), decorrente do saldamento do Plano PSAP Piratininga, o qual foi descontinuado – efeito não recorrente.

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

Resultado Financeiro

Distribuição (R\$ Milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Receitas	370	489	-24,3%	1.213	1.372	-11,6%
Despesas	(878)	(747)	17,6%	(2.528)	(2.285)	10,6%
Resultado Financeiro	(508)	(258)	97,2%	(1.315)	(913)	44,1%

Análise Gerencial

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Despesas com a dívida líquida	(534)	(424)	25,8%	(1,695)	(1,511)	12,2%
Acréscimos e multas moratórias	94	108	-12,5%	276	370	-25,3%
Marcação a mercado	(58)	1	-	2	13	-80,8%
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	(4)	74	-	63	298	-78,8%
Outras receitas e despesas	(7)	(16)	-58,6%	38	(83)	-
Resultado Financeiro	(508)	(258)	97,2%	(1,315)	(913)	44,1%

No 3T23, a **Despesa Financeira Líquida** foi de R\$ 508 milhões, um aumento de 97,2% (R\$ 250 milhões), se comparada ao 3T22. Os itens que explicam essa variação são:

- Aumento de 25,8% (R\$ 110 milhões) nas **Despesas com a Dívida Líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), reflexo de novas captações indexadas pela CDI, além do aumento do IPCA no período, passando de -0,37% no 3T22 para 0,27% no 3T23;
- Variação de R\$ 78 milhões, saindo de uma receita de R\$ 74 milhões para uma despesa de R\$ 4 milhões, na **Atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, devido à redução de saldo ativo atualizável existente no 3T22, em comparação ao 3T23;
- Variação negativa de R\$ 59 milhões na **Marcação a mercado** (efeito não caixa), decorrente principalmente do menor *spread* de risco praticado pelo mercado quando comparado ao 2T23;
- Redução de 12,5% (R\$ 13 milhões) em **Acréscimos e multas moratórias**, impacto da menor inadimplência, com a adesão a novas modalidades de pagamentos (cartão de crédito e Alesta), quando comparada ao 3T22;

Parcialmente compensados pela:

- (v) Variação positiva de R\$ 9 milhões em **Outras despesas financeiras**.

Nos 9M23, o resultado financeiro registrou uma **despesa financeira líquida** de R\$ 1.315 milhões, aumento de R\$ 403 milhões se comparada aos 9M22. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Redução de R\$ 235 milhões na receita de **Atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, devido à redução de saldo ativo atualizável existente nos 9M22, em comparação aos 9M23;
- (ii) Redução de 25,3% (R\$ 94 milhões) em **Acréscimos e multas moratórias**, reflexo do menor IPCA no período, da menor inadimplência e da adesão às novas modalidades de pagamentos;
- (iii) Aumento de 12,2% (R\$ 185 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 8,85% nos 9M22 para 9,92% nos 9M23), parcialmente compensado pela redução do IPCA no período, passando de 5,15% nos 9M22 para 3,00% nos 9M23;
- (iv) Variação negativa de R\$ 10 milhões na **Marcação a mercado** (efeito não caixa), decorrente principalmente do menor *spread* de risco praticado pelo mercado durante este ano;

Parcialmente compensados pela:

- (v) Variação positiva de R\$ 121 milhões nas **Demais receitas e despesas financeiras**;
 - a. Aumento de R\$ 43 milhões no PIS/Cofins sobre receita financeira;
 - b. Aumento de R\$ 17 milhões no deságio na aquisição de créditos de ICMS;
 - c. Variação positiva de R\$ 6 milhões em atualização de contingências;
 - d. Outras despesas financeiras de R\$ 55 milhões.

Imposto de Renda e Contribuição Social

No 3T23, **Imposto de Renda e Contribuição Social** registraram uma redução de 10,8% (R\$ 37 milhões), explicado principalmente pela variação do lucro antes da tributação. A alíquota efetiva saiu de 35,7% no 3T22 para 33,7% no 3T23.

Nos 9M23, **Imposto de Renda e Contribuição Social** registraram uma redução de 1% (R\$ 8 milhões), explicado principalmente pela variação do lucro antes da tributação. A alíquota efetiva saiu de 35,5% no 9M22 para 33,7% no 9M23.

Lucro Líquido

O **Lucro líquido** totalizou R\$ 603 milhões no 3T23, uma redução de 2,9% (R\$ 18 milhões), em função da piora no resultado financeiro, devido principalmente às maiores despesas com dívida líquida, parcialmente compensada por um EBITDA maior, conforme explicado anteriormente.

Nos 9M23, o **Lucro líquido** foi de R\$ 2.424 milhões, aumento de 7,4% (R\$ 168 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 2027	7º 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 2023

Reajustes Tarifários Anuais (RTAs)		Revisões Tarifárias Periódicas (RTPs)		
Descrição	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	3.178	3.183	3.206	3.277
Reajuste	5,65%	3,36%	1,67%	-0,73%
Parcela A	3,24%	0,89%	6,79%	1,97%
Parcela B	1,17%	0,19%	0,43%	-1,08%
Componentes Financeiros	1,23%	2,28%	-5,55%	-1,62%
Efeito para o consumidor¹	9,02%	4,89%	1,10%	-4,37%
Data de entrada em vigor	21/03/2023	08/04/2023	19/06/2023	23/10/2023

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)						
	3T23	3T22	Var %	9M23	9M22	Var. %
Receita Operacional Bruta	739	758	-2,5%	1.967	2.013	-2,3%
Receita Operacional Líquida	629	637	-1,3%	1.659	1.720	-3,6%
Custo com Energia Elétrica	(602)	(651)	-7,4%	(1.592)	(1.764)	-9,7%
Custos e Despesas Operacionais	(17)	(15)	10,6%	(50)	(44)	15,3%
Resultado do Serviço	10	(28)	-	16	(88)	-
EBITDA¹	11	(27)	-	20	(85)	-
Resultado Financeiro	(13)	(35)	-62,8%	(67)	(138)	-51,6%
Lucro Antes da Tributação	(3)	(63)	-95,2%	(51)	(226)	-77,6%
Lucro Líquido	(3)	(64)	-94,8%	(51)	(210)	-75,5%

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)						
	3T23	3T22	Var %	9M23	9M22	Var. %
Receita Operacional Bruta	284	309	-8,1%	802	850	-5,7%
Receita Operacional Líquida	261	285	-8,5%	734	783	-6,3%
Custos e Despesas Operacionais	(215)	(244)	-12,0%	(605)	(649)	-6,8%
Resultado do Serviço	46	41	12,6%	129	135	-3,9%
EBITDA¹	58	50	16,1%	166	162	2,7%
Resultado Financeiro	3	1	128,6%	10	3	252,0%
Lucro Antes da Tributação	49	42	16,4%	139	137	1,2%
Lucro Líquido	36	32	13,2%	105	103	2,2%

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)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Receita Operacional Bruta	1.510	1.313	15,0%	3.935	3.152	24,9%
Receita Operacional Líquida	1.387	1.221	13,6%	3.606	2.921	23,4%
Custo com Energia Elétrica	(143)	(139)	2,9%	(404)	(393)	3,0%
Custos e Despesas Operacionais	(452)	(331)	36,7%	(1.130)	(955)	18,3%
Resultado do Serviço	793	752	5,4%	2.071	1.573	31,6%
Equivalência Patrimonial	89	143	-37,5%	249	384	-35,0%
EBITDA¹	1.100	1.080	1,9%	2.965	2.509	18,2%
Resultado Financeiro	(103)	(169)	-38,8%	(404)	(454)	-11,0%
Lucro Antes da Tributação	778	725	7,3%	1.916	1.503	27,5%
Lucro Líquido	600	618	-2,9%	1.472	1.277	15,3%

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 3T23, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 1.510 milhões, um aumento de 15,0% (R\$ 197 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 1.387 milhões, registrando um aumento de 13,6% (R\$ 166 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- (i) Aumento de 18,0% (R\$ 229 milhões) no **Suprimento de Energia Elétrica**:
 - a. Aumento de R\$ 296 milhões devido à **consolidação de Enercan**;
 - b. Redução de R\$ 67 milhões no **Suprimento de Energia Elétrica**;

Parcialmente compensado por:

- (ii) Redução de R\$ 32 milhões em **Outras Receitas**;
- (iii) Aumento de 33,9% (R\$ 31 milhões) em **Deduções da Receita Operacional**, principalmente em impostos (PIS/COFINS):
 - a. Aumento de R\$ 39 milhões referente à **consolidação de Enercan**;
 - b. Redução de R\$ 8 milhões em **Deduções da Receita Operacional**.

Nos 9M23, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 3.935 milhões, um aumento de 24,9% (R\$ 783 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 3.606 milhões, registrando um aumento de 23,4% (R\$ 684 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- (i) Aumento de 27,0% (R\$ 834 milhões) no **Suprimento de Energia Elétrica**:

- a. Aumento de R\$ 847 milhões devido à **consolidação de Enercan**;
- b. Redução de R\$ 13 milhões no **Suprimento de Energia Elétrica**;

Parcialmente compensado por:

- (ii) Aumento de 43,0% (R\$ 99 milhões) em **Deduções da Receita Operacional**, principalmente em impostos (PIS/COFINS):
 - a. Aumento de R\$ 105 milhões referente à **consolidação de Enercan**;
 - b. Redução de R\$ 6 milhões em **Deduções da Receita Operacional**;
- (iii) Redução de R\$ 49 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						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Energia de curto prazo	23	18	27,2%	67	97	-31,4%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	56	82	-32,3%	149	234	-36,5%
Crédito de PIS e COFINS	(2)	(6)	-65,2%	(9)	(18)	-47,6%
Energia Comprada para Revenda	76	94	-19,1%	206	265	-22,2%
Encargos da Rede Básica	56	32	72,3%	165	94	76,1%
Encargos de Conexão	4	4	19,4%	13	10	24,1%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	10	10	1,7%	32	29	12,5%
ESS/EER	0	0	-	0	0	-
Crédito de PIS e COFINS	(4)	(2)	151,2%	(11)	(5)	143,8%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	66	45	49,1%	199	128	55,0%
Custo com Energia Elétrica	143	139	2,9%	404	393	3,0%

No 3T23, o Custo com Energia Elétrica atingiu R\$ 143 milhões, o que representa um aumento de 2,9% (R\$ 4 milhões) comparado ao 3T22, devido a:

- (i) Aumento de 49,1% (R\$ 22 milhões) nos **Encargos de Uso do Sistema de Distribuição**, líquidos de impostos:
 - a. Aumento de 45,9% (R\$ 20 milhões) referente à **consolidação de Enercan**;
 - b. Aumento de 3,2% (R\$ 2 milhões) nos **Encargos de Uso do Sistema de Distribuição**;
- (ii) Aumento de 27,2% (R\$ 5 milhões) no custo com **energia de curto prazo**:
 - a. Aumento de 23,7% (R\$ 4 milhões) devido à **consolidação de Enercan**;
 - b. Aumento de 3,5% (R\$ 1 milhão) com **energia de curto prazo**;
- (iii) Redução de 65,2% (R\$ 4 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 32,3% (R\$ 27 milhões) no custo com energia adquirida em **contratos bilaterais, ACR e ACL**, a despeito da **consolidação de Enercan** (+R\$ 14 milhões).

Nos 9M23, o Custo com Energia Elétrica atingiu R\$ 404 milhões, o que representa um aumento

de 3,0% (R\$ 12 milhões) comparado aos 9M22, devido a:

- (i) Aumento de 55,0% (R\$ 70 milhões) nos **Encargos de Uso do Sistema de Distribuição**, líquidos de impostos:
 - a. Aumento de 47,5% (R\$ 61 milhões) referente à **consolidação de Enercan**;
 - b. Aumento de 7,5% (R\$ 9 milhões) nos **Encargos de Uso do Sistema de Distribuição**;
 - (ii) Aumento de 38,1% (R\$ 18 milhões) no custo com **energia de curto prazo**:
 - a. Aumento de 35,9% (R\$ 17 milhões) devido à **consolidação de Enercan**;
 - b. Aumento de 2,2% (R\$ 1 milhão) com **energia de curto prazo**;
 - (iii) Redução de 47,6% (R\$ 9 milhões) em **Créditos de PIS e COFINS** relativos à compra de energia, a despeito da **consolidação de Enercan** (+R\$ 3 milhões);
- Parcialmente compensados por:
- (iv) Redução de 36,5% (R\$ 86 milhões) no custo com energia adquirida em **contratos bilaterais, ACR e ACL**, a despeito da **consolidação de Enercan** (+R\$ 32 milhões).

Quantidade física (GWh)	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Energia de curto prazo	213	427	-50,0%	700	1.366	-48,7%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	522	829	-37,0%	1.277	2.446	-47,8%
Total	736	1.256	-41,4%	1.977	3.811	-48,1%

Preço médio (R\$/MWh)	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Energia de curto prazo	105,66	41,51	154,6%	95,27	35,36	169,4%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	106,29	98,99	7,4%	116,44	95,80	21,5%
Total	106,11	79,45	33,6%	108,94	74,14	46,9%

PMSO

PMSO Consolidado						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Pessoal	43	44	-3,6%	125	123	1,2%
Material	22	8	184,2%	44	27	62,9%
Serviços de Terceiros	75	60	24,9%	202	164	23,1%
Outros	94	33	186,1%	114	85	33,4%
<i>Baixa de Ativos</i>	1	0	-	(4)	(0)	-
<i>Prêmio do Risco do GSF</i>	5	6	-12,7%	16	19	-12,8%
<i>Legais, Judiciais e Indenizações</i>	68	1	-	44	2	-
<i>Outros</i>	19	25	-25,6%	58	65	-10,0%
PMSO	233	145	60,9%	485	400	21,2%

No 3T23, o PMSO atingiu R\$ 233 milhões, um aumento de 60,9% (R\$ 88 milhões) em relação ao 3T22. O aumento é explicado principalmente por:

- (i) Aumento de R\$ 61 milhões em **Outras Despesas**, devido principalmente ao aumento de R\$ 67 milhões em despesas **Legais, Judiciais e Indenizações**;
- (ii) Aumento de 24,9% (R\$ 15 milhões) com **Serviços de Terceiros**, devido principalmente ao aumento dos gastos com Viagens e Transportes (R\$ 5 milhões) e manutenção de edificações (R\$ 2 milhões);
- (iii) Aumento de R\$ 14 milhões com **Material** devido principalmente a importações de

materiais para manutenção de eólicas (R\$ 11 milhões)³.

Parcialmente compensado por:

- (iv) Redução de 3,6% (R\$ 2 milhões) em despesas com **Pessoal**.

Nos 9M23, o PMSO atingiu R\$ 485 milhões, um aumento de 21,2% (R\$ 85 milhões) em relação aos 9M22. O aumento é explicado principalmente por:

- (i) Aumento de 23,1% (R\$ 38 milhões) em despesas com **Serviços de Terceiros**, devido principalmente ao aumento dos gastos com manutenção de edificações (R\$ 15 milhões), à consolidação de Enercan (R\$ 8 milhões), gastos com Viagens e Transportes (R\$ 7 milhões) e à manutenção de hardware/software (R\$ 4 milhões);
- (ii) Aumento de R\$ 29 milhões em **Outras Despesas**, devido principalmente ao aumento em despesas **Legais, Judiciais e Indenizações**;
- (iii) Aumento de 62,9% (R\$ 17 milhões) em despesas com **Material** devido principalmente a importações de materiais para manutenção de eólicas (R\$ 11 milhões)³ e aumento dos gastos com manutenção de frota (R\$ 4 milhões);
- (iv) Aumento de 1,2% (R\$ 2 milhões) em despesas com **Pessoal**.

Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Entidade de Previdência Privada	0	1	-64,6%	0	3	-86,2%
Depreciação e Amortização	176	143	23,4%	519	426	21,6%
Amortização do Intangível da Concessão	42	42	0,3%	126	126	0,2%
Total	219	186	17,7%	645	555	16,2%

Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Projetos						
UHE Barra Grande	1	(0)	-	3	(2)	-
UHE Campos Novos	-	62	-100,0%	-	170	-100,0%
UHE Foz do Chapecó	68	63	8,9%	189	154	22,8%
UTE Epasa	20	18	10,3%	57	61	-6,8%
Total	89	143	-37,7%	249	384	-35,0%

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:

³ Essa despesa será reclassificada para Capex no 4T23.

Barra Grande:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
BARRA GRANDE	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Receita Líquida	12	23	-48,2%	41	65	-36,7%
Custos/Desp. Operacionais	(11)	(16)	-34,0%	(25)	(40)	-36,4%
Depreciação e Amortização	(4)	(4)	0,1%	(11)	(11)	0,2%
Resultado Financeiro	3	(4)	-	0	(17)	-
IR/CS	(0)	0	-	(2)	1	-
Lucro Líquido	1	(0)	-	3	(2)	-

No 3T23, a receita líquida apresentou uma redução de 48,2% (R\$ 11 milhões), devido principalmente à redução na tarifa, enquanto os custos e despesas operacionais tiveram uma redução de 34,0% (R\$ 6 milhões), devido à redução na quantidade e no preço de energia comprada. Houve uma receita financeira líquida de R\$ 3 milhões devido principalmente à correção nas despesas com UBP, indexadas por IGP-M.

Nos 9M23, a receita líquida apresentou uma redução de 36,7% (R\$ 24 milhões), devido principalmente à redução na tarifa, enquanto os custos e despesas operacionais tiveram uma redução de 36,4% (R\$ 14 milhões), devido à redução na quantidade e no preço de energia comprada. Houve um resultado financeiro zero devido principalmente à correção nas despesas com UBP, indexadas por IGP-M.

Campos Novos:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
CAMPOS NOVOS	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Receita Líquida	-	135	-100,0%	-	371	-100,0%
Custos/Desp. Operacionais	-	(34)	-100,0%	-	(90)	-100,0%
Depreciação e Amortização	-	(7)	-100,0%	-	(20)	-100,0%
Resultado Financeiro	-	1	-100,0%	-	(2)	-100,0%
IR/CS	-	(32)	-100,0%	-	(88)	-100,0%
Lucro Líquido	-	62	-100,0%	-	170	-100,0%

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

Foz do Chapecó:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
FOZ DO CHAPECÓ	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Receita Líquida	163	157	3,3%	483	446	8,1%
Custos/Desp. Operacionais	(34)	(31)	9,5%	(105)	(95)	11,2%
Depreciação e Amortização	(13)	(13)	0,4%	(40)	(41)	-3,1%
Resultado Financeiro	(11)	(15)	-27,0%	(46)	(72)	-36,9%
IR/CS	(35)	(31)	11,7%	(99)	(78)	26,3%
Lucro Líquido	68	63	8,9%	189	154	22,8%

No 3T23, a receita líquida apresentou um aumento de 3,3% (R\$ 5 milhões), em função do aumento da quantidade e do preço da energia suprida. Os custos e despesas operacionais

apresentaram um aumento de 9,5% (R\$ 3 milhões) no período, devido principalmente ao aumento na quantidade de energia comprada e atualização de encargos. Na despesa financeira líquida, houve redução de 27,0% (R\$ 4 milhões), devido principalmente à redução nas despesas com UBP, indexadas por IGP-M e IPCA, e nos encargos de dívidas, parcialmente compensados por menores rendas de aplicações financeiras.

Nos 9M23, a receita líquida apresentou um aumento de 8,1% (R\$ 36 milhões), em função do aumento da quantidade e do preço da energia suprida. Os custos e despesas operacionais apresentaram um aumento de 11,2% (R\$ 11 milhões) no período, devido principalmente à atualização de encargos. Na despesa financeira líquida, houve redução de 36,9% (R\$ 27 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	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Receita Líquida	41	47	-11,5%	124	126	-1,1%
Custos/Desp. Operacionais	(8)	(17)	-51,2%	(30)	(30)	-1,8%
Depreciação e Amortização	(12)	(12)	-0,1%	(37)	(37)	1,4%
Resultado Financeiro	4	4	-0,3%	13	11	15,6%
IR/CS	(5)	(3)	72,4%	(13)	(10)	38,8%
Lucro Líquido	20	18	10,3%	57	61	-6,8%

No 3T23, a receita líquida apresentou uma redução de R\$ 5 milhões e os custos e despesas operacionais tiveram redução de R\$ 9 milhões, em função do despacho que ocorreu em setembro/22. Houve uma receita financeira líquida de R\$ 4 milhões, em linha com o ano anterior.

Nos 9M23, a receita líquida apresentou uma redução de R\$ 1 milhão e os custos e despesas operacionais tiveram redução de R\$ 1 milhão, em função do menor despacho. Houve uma receita financeira líquida de R\$ 13 milhões, acima do ano anterior, devido à alta do CDI.

EBITDA

No 3T23, o **EBITDA** foi de R\$ 1.100 milhões, um aumento de 1,9% (R\$ 21 milhões), devido principalmente à contabilização de 100% de Enercan, parcialmente compensado pela piora na geração eólica por conta das restrições de geração.

Nos 9M23, o **EBITDA** foi de R\$ 2.965 milhões, um aumento de 18,2% (R\$ 456 milhões), devido principalmente à contabilização de 100% de Enercan, aos reajustes contratuais e à melhor geração eólica.

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Lucro Líquido	600	618	-2,9%	1.472	1.277	15,3%
Depreciação e Amortização	219	185	18,1%	645	553	16,7%
Resultado Financeiro	103	169	-38,8%	404	454	-11,0%
Imposto de Renda / Contribuição Social	179	108	65,8%	444	226	96,6%
EBITDA	1.100	1.080	1,9%	2.965	2.509	18,2%

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Receitas	68	50	34,6%	165	120	36,9%
Despesas	(171)	(219)	-22,0%	(569)	(574)	-0,9%
Resultado Financeiro	(103)	(169)	-38,8%	(404)	(454)	-11,0%

No 3T23, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 103 milhões, uma redução de 38,8% (R\$ 66 milhões), devido principalmente a menores despesas com a dívida líquida (R\$ 42 milhões), redução em outras despesas financeiras (R\$ 18 milhões) e redução nas despesas com UBP (R\$ 6 milhões).

Nos 9M23, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 404 milhões, uma redução de 11,0% (R\$ 50 milhões), devido principalmente a menores despesas com a dívida líquida (R\$ 51 milhões).

Imposto de Renda e Contribuição Social

No 3T23, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 179 milhões, comparado a R\$ 108 milhões no 3T22, explicado principalmente pela piora nos resultados das subsidiárias com regime de lucro presumido, e pelo menor resultado de equivalência patrimonial, por conta da consolidação de Enercan. A alíquota efetiva no período foi de 22,9% em comparação com 14,8% no 3T22.

Nos 9M23, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 444 milhões, comparado a R\$ 226 milhões no 9M22, explicado pelos mesmos fatores que impactaram o trimestre.

Lucro Líquido

No 3T23, o **lucro líquido** foi de R\$ 600 milhões, uma redução de 2,9% (R\$ 18 milhões), reflexo dos resultados piores das subsidiárias com regime de lucro presumido e o efeito de Enercan, que passou a ser contabilizada, de acordo com as regras do IFRS.

Nos 9M23, o **lucro líquido** foi de R\$ 1.472 milhões, um aumento de 15,3% (R\$ 195 milhões), reflexo do melhor desempenho operacional e consolidação de Enercan.

6.4) Segmento de Transmissão

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

DRE IFRS Consolidado - Segmento de Transmissão (R\$ Milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Receita Operacional Bruta	831	820	1,3%	2.121	2.289	-7,3%
Receita Operacional Líquida	539	582	-7,4%	1.412	1.473	-4,1%
Custos e Despesas Operacionais	(292)	(238)	22,8%	(709)	(816)	-13,1%
Equivalência Patrimonial	(0)	(0)	-73,0%	3	2	104,6%
EBITDA¹	262	374	-30,0%	751	714	5,1%
Resultado Financeiro	(60)	(25)	138,5%	(147)	(19)	674,4%
Lucro Antes da Tributação	187	319	-41,4%	560	640	-12,5%
Lucro Líquido	120	231	-48,2%	392	515	-23,9%

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 1º 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 REH 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, têm 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 de Concessão nº 055/2001 (CPFL Transmissão);
- (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**, totaliza cerca de R\$ 1,07 bilhão, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- (i) Reperfilamento do componente financeiro da Portaria MME nº 120/2016 (RBSE), com impacto positivo de R\$ 150,2 milhões;
- (ii) Correção monetária pelo IPCA, referente ao do ciclo 2021/2022, no total de R\$ 36,7 milhões;

- (iii) 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;
- (iv) 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.

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** totaliza R\$ 21,0 milhões, com destaque para:

- (i) Redução de R\$ 1,0 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 005/2019 (CPFL 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 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).

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

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

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 003/2013 (CPFL 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) Correção monetária pelo IPCA;
- (ii) Desconto da Parcela de Ajuste na ordem de R\$ 255 mil, em virtude da devolução de receita recebida antecipadamente no ciclo 2022/2023.

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 Maracanaú)** somada a Parcela de Ajuste totaliza R\$ 10,5 milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

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

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).

Em relação ao **Contrato de Concessão nº 004/2021**, 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) Segmento de 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 Consolidado - Segmento Transmissão (R\$ Milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Receita Operacional Bruta	380	320	18,9%	1.062	925	14,9%
Receita Operacional Líquida	315	259	21,5%	870	735	18,5%
Custos e Despesas Operacionais	(82)	(113)	-27,2%	(342)	(418)	-18,2%
Equivalência Patrimonial	1	1	28,6%	3	2	61,8%
EBITDA	262	175	49,5%	622	409	52,0%
Resultado Financeiro	(60)	(20)	204,6%	(144)	21	-
Lucro Antes da Tributação	174	127	36,8%	387	340	14,0%
Lucro Líquido	120	80	50,4%	298	304	-2,1%

Receita Operacional

Receita Operacional - Segmento Transmissão (R\$ Milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Receita de Uso da Rede Elétrica						
Contrato de Concessão 055/2001	336	296	13,4%	946	854	10,8%
Contrato de Concessão 080/2002	5	5	-5,2%	16	15	5,6%
Contrato de Concessão 004/2021	-	-	-	-	-	-
TESB	9	6	45,2%	27	15	76,8%
Piracicaba	4	4	-1,3%	11	11	1,3%
Morro Agudo	5	5	2,4%	13	14	-11,2%
Maracanaú	3	3	-10,9%	8	3	135,7%
Sul I	9	-	-	11	11	-
Sul II	11	1	1009,6%	30	1	3045,7%
Encargos Regulatórios	(33)	(34)	-2,7%	(100)	(108)	-7,8%
Receita Bruta	380	320	18,9%	1.062	925	14,9%
Deduções da Receita	(66)	(61)	7,8%	(192)	(189)	1,6%
Receita Líquida	315	259	21,5%	870	735	18,4%

No 3T23, a **receita operacional bruta** atingiu R\$ 380 milhões, um acréscimo de 18,9% (R\$ 60 milhões), devido ao reajuste tarifário do ciclo 2023/2024, especialmente o componente financeiro do contrato de concessão 055, além da entrada em operação de Sul I e Sul II, que começaram a contabilizar receita. Os encargos regulatórios que fazem parte da receita faturada, junto às subvenções tarifárias, diminuíram 2,7% (R\$ 1 milhão) no trimestre. As deduções da receita atingiram R\$ 66 milhões no 3T23, um aumento de 7,8%. A **receita operacional líquida** foi de R\$ 315 milhões no 3T23, um aumento de 21,5% (R\$ 56 milhões).

Nos 9M23, a **receita operacional bruta** atingiu R\$ 1.062 milhões, um acréscimo de 14,9% (R\$ 137 milhões), devido aos reajustes tarifários dos ciclos 2022/2023 e 2023/2024, e a energização de ativos da TESB, que passaram a receber receita a partir do fim de 2022, além do início da remuneração de Sul I e Sul II. Os encargos regulatórios diminuíram 7,8% (R\$ 8 milhões) enquanto as deduções da receita tiveram um aumento de 1,6%. A **receita operacional líquida** atingiu R\$ 870 milhões nos 9M23, um aumento de 18,4% (R\$ 135 milhões).

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

PMSO e Depreciação/Amortização						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Pessoal	(33)	(26)	28,4%	(102)	(166)	-38,5%
Material	(2)	(3)	-43,5%	(4)	(7)	-34,8%
Serviços de Terceiros	(20)	(21)	-5,0%	(58)	(54)	8,0%
Outros	17	(21)	-	(41)	(55)	-25,9%
PMSO	(54)	(85)	-37,0%	(252)	(329)	-23,6%
Depreciação e Amortização	(29)	(29)	-0,2%	(90)	(90)	0,0%
TOTAL	(82)	(114)	-27,7%	(342)	(419)	-18,5%

O **PMSO** foi de R\$ 54 milhões no 3T23, uma redução de 37% (R\$ 31 milhões) em relação ao 3T22, devido principalmente aos seguintes efeitos:

- (i) Redução nas despesas legais e judiciais, principalmente fiscais e ambientais, devido à fatores como: reversão de provisões, especialmente para litígios fiscais, pagamentos de valores provisionados e a não necessidade de novas provisões relevantes (R\$ 19 milhões);
- (ii) Baixa de indenização recebida da subestação PAL4 (R\$ 12 milhões) – Efeito extraordinário do 3T22;
- (iii) Redução de despesa tributária relacionada a IPTU, fruto de um processo de regularização tributária da Companhia realizado em 2022 (R\$ 7 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (iv) Aumento nas despesas com Pessoal, principalmente devido ao aumento de *headcount*, para preenchimento de vagas em aberto na companhia (R\$ 7 milhões).

No 3T23, o item **Depreciação e Amortização** atingiu R\$ 29 milhões, uma redução de 0,2% em relação ao 3T22.

O **PMSO** foi de R\$ 252 milhões nos 9M23, uma redução de 23,6% (R\$ 78 milhões) comparada aos 9M22, devido principalmente aos seguintes efeitos:

- (i) Redução nas despesas com pessoal, reflexo dos processos de redução de *headcount* ocorridos na companhia, especialmente no 1S22 (R\$ 64 milhões);
- (ii) Redução em Outros, principalmente devido à redução nas despesas com processos judiciais e multas, além de um ganho com baixa de ativos (R\$ 14 milhões).

Nos 9M23, o item **Depreciação e Amortização** atingiu R\$ 90 milhões, se mantendo em linha com os 9M22.

EBITDA

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Lucro Líquido	120	80	50,4%	298	304	-2,1%
Depreciação e Amortização	29	29	-0,2%	90	90	0,0%
Resultado Financeiro	60	20	204,6%	144	(21)	-
Imposto de Renda / Contribuição Social	54	47	13,9%	90	36	152,0%
EBITDA	262	175	49,4%	622	409	52,1%

No 3T23, o **EBITDA Regulatório** foi de R\$ 262 milhões, um acréscimo de 49,4% (R\$ 87 milhões), devido a uma melhor receita líquida, principalmente devido ao reajuste do contrato de concessão, e a contabilização de receita de Sul I e Sul II combinada à redução nas despesas operacionais.

Nos 9M23, o **EBITDA Regulatório** foi de R\$ 622 milhões, um acréscimo de 52,1% (R\$ 213 milhões), pelas mesmas razões citadas acima.

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Receitas	16	12	33,6%	62	166	-62,8%
Despesas	(77)	(31)	151,2%	(207)	(145)	42,3%
Resultado Financeiro	(61)	(19)	224,6%	(145)	21	-

No 3T23, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 60 milhões, um aumento de R\$ 40 milhões se comparado ao 3T22, devido principalmente a:

- (i) Aumento na despesa com encargos de dívidas (R\$ 31 milhões), devido à nova emissão de debêntures indexadas ao CDI;
- (ii) Outros efeitos (R\$ 9 milhões).

Nos 9M23, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 144 milhões, uma variação de R\$ 165 milhões se comparada à receita financeira líquida de R\$ 21 milhões registrada nos 9M22, devido principalmente a:

- (i) Aumento na despesa com encargos de dívidas (R\$ 89 milhões), principalmente em função das emissões de debêntures, ocorridas no 4T22;
- (ii) Redução nas receitas advindas de variações cambiais devido à quitação dos financiamentos em moeda estrangeira (R\$ 73 milhões);
- (iii) Outros efeitos (R\$ 2 milhões).

Imposto de Renda e Contribuição Social

No 3T23, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 54 milhões, comparado a um resultado negativo de R\$ 47 milhões no 3T22. Essa diferença se deu principalmente devido a um melhor resultado que levou a uma maior

incidência de tributos.

Nos 9M23, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 90 milhões ante um resultado negativo de R\$ 36 milhões nos 9M22, consequência principalmente do impacto dos efeitos dos créditos tributários decorrentes do tratamento da variação cambial ocorrido em 2022.

Lucro Líquido

No 3T23, o **lucro líquido** atingiu R\$ 120 milhões, aumento de 50,4% (R\$ 40 milhões), explicado por um melhor resultado operacional no 3T23 e o início das operações de Sul I e Sul II.

Nos 9M23, o **lucro líquido** atingiu R\$ 298 milhões, redução de 2,1% (R\$ 53 milhões) se comparada ao lucro líquido de R\$ 304 milhões registrado nos 9M22, devido a um menor imposto pago em 2022, explicado principalmente pelos efeitos dos créditos tributários.

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](#).