

Resultados CPFL 2T22

Energia para um futuro
mais sustentável

Resultados CPFL 2T22

- ✓ **Ebitda de R\$ 2.848 milhões**, alta de **38,7%**
- ✓ **Lucro Líquido de R\$ 1.263 milhões**, um aumento de **12,1%**
- ✓ Investimentos de **R\$ 1.346 milhões**, alta de **32,1%**
- ✓ Dívida Líquida de **R\$ 22,8 bilhões** e alavancagem de **2,04x Dívida Líquida/EBITDA**
- ✓ CPFL Transmissão: pré-pagamento - **BID R\$ 351 milhões** e **AFD R\$ 264 milhões**
- ✓ CPFL Transmissão: Reajuste de **+10,14%**, atingindo **R\$ 939 MM** (ciclo RAP 2022-2023)
- ✓ A CPFL Piratininga conquistou o Prêmio Abradee de **Melhor Distribuidora do Sudeste e Responsabilidade Socioambiental**
- ✓ A CPFL Santa Cruz venceu, pela 3ª vez¹, o **Prêmio ANEEL de Qualidade** na categoria acima de 400 mil clientes
- ✓ CPFL Energia está entre as melhores no **Prêmio ECO Amcham 2021/2022** com o trabalho "Corporate Culture Inclusion Program (CCIP): case CPFL e RGE nos Hospitais"

1) Em 2018 e 2020, a CPFL Santa Cruz foi ganhadora na categoria de 30 até 400 mil clientes.

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

Sexta-feira, 12 de agosto de 2022 – 11h00 (BRT), 10h00 (ET)

Plataforma Zoom – Clique para se inscrever:

https://us02web.zoom.us/webinar/register/WN_84810ZPhQ2i-qcRS5iXkda

Relações com Investidores

ri@cpfl.com.br

(+55) 19 3756.8458/8887

www.cpfl.com.br/ri

MENSAGEM DO PRESIDENTE

Finalizamos o primeiro semestre de 2022 e é com muito orgulho que compartilho a consistência de resultados substanciais em mais um trimestre, período em que alcançamos EBITDA de R\$ 2,8 bilhões, um crescimento de 38,7%, e Lucro Líquido de R\$ 1,3 bilhão, alta de 12,1%.

Recentemente finalizamos o processo de integração da CPFL Transmissão, executado rapidamente por meio de nossa plataforma Plug&Play, e celebrado com a inauguração da nova sede em Porto Alegre. Nossa mais recente aquisição contribuiu com um EBITDA de R\$ 181 milhões, que foram adicionados aos R\$ 21 milhões dos demais projetos já existentes em nosso segmento de Transmissão, totalizando R\$ 202 milhões. Estamos muito satisfeitos com a aquisição, buscando sinergias e ampliando investimentos. Mas o destaque deste trimestre foi a gestão financeira, com o pré-pagamento das dívidas em moeda estrangeira (US\$) do BID e AFD e a emissão de uma nova dívida, nos padrões de financiamento da CPFL Energia, com prazo mais longo e sem exposição cambial.

No segmento de Distribuição, destaque para os benefícios trazidos pelos reajustes tarifários de 2021 e 2022 nas quatro distribuidoras do grupo, além da continuidade da recuperação da classe comercial, que registrou crescimento de 11,8%, principalmente, com o retorno da população às atividades presenciais e o bom desempenho do setor de serviços para a construção civil.

Passando para o segmento de Geração, apesar de observarmos uma menor produção nos parques eólicos, por conta de um vento mais fraco, obtivemos bom resultado vindo dos reajustes contratuais ligados à inflação.

Com relação ao Capex, neste trimestre, realizamos investimentos no total de R\$ 1,3 bilhão, com crescimento de 32,1% em relação ao mesmo período do ano passado. Já são R\$ 2,6 bilhões no primeiro semestre, 49,2% a mais que o mesmo período de 2021. Cerca de 85% desse montante foi destinado à Distribuição, em ativos que irão compor a base de remuneração no próximo ciclo de revisão tarifária que se inicia em 2023. No ano, nossa estimativa é atingir um Capex de R\$ 4,8 bilhões para todos os negócios do grupo.

Esse expressivo desempenho é resultado do compromisso e da disciplina financeira, da gestão de caixa e otimização da estrutura de capital, que apresenta uma alavancagem balanceada de 2,04 vezes o EBITDA no critério de medição dos covenants financeiros e posição de caixa no fim do período de R\$ 4,1 bilhões. Vale ressaltar ainda que aprovamos em assembleia um payout de 100% dos dividendos referentes ao resultado de 2021, R\$ 3,94/ação, dos quais já foram pagos R\$ 2.672 milhões, restando ainda o valor de R\$ 1.868 milhões, ou R\$ 1,62/ação, que será pago até 30 de dezembro de 2022.

Encerro essa mensagem destacando as premiações recentes que recebemos. A CPFL

Piratininga conquistou o Prêmio Abradee de Melhor Distribuidora do Sudeste e na categoria Responsabilidade Socioambiental, e a CPFL Santa Cruz conquistou, pela 3ª vez, o Prêmio ANEEL de Qualidade, desta vez na categoria acima de 400 mil clientes. CPFL Paulista e RGE também ficaram entre as finalistas do prêmio. Além disso, no âmbito das práticas ESG, a CPFL Energia obteve destaque no Prêmio da ECO Amcham Brasil 2021/2022, na categoria Práticas de Sustentabilidade, com o Programa CPFL nos Hospitais.

Tais resultados evidenciam a excelência com que o grupo CPFL vem executando seu trabalho, seja no foco em investimentos e eficiência operacional, que garantem retorno aos seus acionistas, bem como na contratação adequada e responsável de seu portfólio de energia, ou ainda nas aquisições realizadas pela Companhia, quando buscamos integrar rapidamente nossos processos e implantar nossas melhores práticas, sempre com colaboração e respeito pelas pessoas e pelo meio ambiente, sem deixar de lado nossa forte governança corporativa e a disciplina financeira necessária para garantir a geração de valor a todo Grupo. Dessa forma, seguimos construindo o futuro da CPFL.

Gustavo Estrella

Presidente da CPFL Energia

Indicadores (R\$ Milhões)	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Carga na Área de Concessão - GWh	16.676	16.739	-0,4%	35.156	35.222	-0,2%
Vendas na Área de Concessão - GWh	17.231	17.131	0,6%	35.142	35.241	-0,3%
Mercado Cativo	9.912	10.402	-4,7%	20.925	22.030	-5,0%
Cliente Livre	7.319	6.729	8,8%	14.217	13.211	7,6%
Receita Operacional Bruta	13.952	12.703	9,8%	27.377	25.187	8,7%
Receita Operacional Líquida	9.324	8.813	5,8%	18.612	17.101	8,8%
EBITDA ⁽¹⁾ consolidado	2.848	2.054	38,7%	5.491	4.020	36,6%
Distribuição	1.848	1.249	48,0%	3.686	2.510	46,8%
Geração	757	714	6,0%	1.430	1.351	5,8%
Transmissão ⁽²⁾	202	14	1351,3%	340	26	1193,1%
Comercialização, Serviços & Outros	41	77	-46,3%	36	132	-73,0%
Lucro Líquido	1.263	1.126	12,1%	2.425	2.087	16,2%
Dívida Líquida ⁽³⁾	22.793	15.681	45,4%	22.793	15.681	45,4%
Dívida Líquida / EBITDA ⁽³⁾	2,04	1,88	8,2%	2,04	1,88	8,2%
Investimentos ⁽⁴⁾	1.346	1.019	32,1%	2.558	1.714	49,2%

Notas:

- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Resolução CVM 156/22. Vide cálculo no item 3.1 deste relatório;
- (2) Inclui a CPFL Transmissão (CEEE-T);
- (3) No critério dos *covenants* financeiros, que considera a participação da CPFL Energia nos projetos de geração e na CPFL Transmissão; para esta última, considera também o EBITDA dos últimos 12 meses;
- (4) Não inclui obrigações especiais.

ÍNDICE

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	8
2.1.4) DEC e FEC	9
2.1.5) Inadimplência	10
2.2) Geração	11
2.2.1) Capacidade Instalada	11
2.2.2) Projetos em operação e construção	11
2.3) Comercialização	12
2.4) Transmissão	12
2.4.1) CPFL Transmissão	12
2.4.2) Portfólio Demais Transmissoras	13
3) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA	14
3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	14
3.2) Endividamento	23
3.2.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	26
3.3) Investimentos	28
3.3.1) Investimentos Realizados	28
3.3.2) Investimentos Previstos	28
4) MERCADO DE CAPITAIS	29
4.1) Desempenho das Ações	29
4.2) Volume Médio Diário	29
5) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG	30
5.1) Plano de Sustentabilidade (2020-2024)	30
5.2) Principais Indicadores ESG alinhados ao Plano	30
6) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS	34
6.1) Segmento de Distribuição	34
6.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	34
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	51
6.4.1) CPFL Transmissão	51
6.4.1.1) Temas Regulatórios	51
6.4.1.2) Resultados Regulatórios	55
6.4.1.3) Principais Diferenças - Regulatório x IFRS	59
7) ANEXOS	60



83.71% 16.29%



Distribuição



Comercialização



Serviços



Geração



Base: 30/06/2022

Notas:

- (1) A RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços + CPFL Eficiência;
- (3) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Renováveis e Furnas;
- (4) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (49,1502%) e pela CPFL Geração (50,8498%);
- (5) A CPFL Cone Sul é subsidiária da CPFL Brasil;
- (6) A CPFL Transmissão (CEEE-T) é controlada pela CPFL Cone Sul (99,26%);
- (7) CPFL Piracicaba, CPFL Morro Agudo, CPFL Maracanaú, CPFL Sul I e CPFL Sul II são consolidadas na CPFL Geração.
- (8) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%), e pela CPFL Brasil (0,01%).

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

Desde 6 de abril de 2022, quando foi realizado o leilão da OPA da CEEE-T, a CPFL Cone Sul passou a deter 99,26% do capital social total da Companhia, sendo 99,68% das ações ordinárias e 72,80% das ações preferenciais.

Saída da CEEE-T do Nível 1 de Governança Corporativa da B3

Na Assembleia Geral Extraordinária (AGE), realizada em 25 de julho de 2022, foi aprovada a saída da CEEE-T do Nível 1 de Governança Corporativa da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”).

Dessa forma, em decorrência da saída do Nível 1, as ações da CEEE-T passaram a ser negociadas no Segmento Básico de listagem da B3 a partir do dia 27 de julho de 2022.

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

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						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Mercado Cativo	9.572	10.135	-5,6%	20.750	21.847	-5,0%
Cliente Livre	7.104	6.604	7,6%	14.405	13.376	7,7%
Total	16.676	16.739	-0,4%	35.156	35.222	-0,2%

2.1.2) Vendas na Área de Concessão

Vendas na Área de Concessão - GWh								
	2T22	2T21	Var.	Part.	1S22	1S21	Var.	Part.
Mercado Cativo	9.912	10.402	-4,7%	57,5%	20.925	22.030	-5,0%	59,5%
Cliente Livre	7.319	6.729	8,8%	42,5%	14.217	13.211	7,6%	40,5%
Total	17.231	17.131	0,6%	100,0%	35.142	35.241	-0,3%	100,0%

Vendas na Área de Concessão - GWh								
	2T22	2T21	Var.	Part.	1S22	1S21	Var.	Part.
Residencial	5.043	5.043	0,0%	29,3%	10.646	10.740	-0,9%	30,3%
Industrial	6.669	6.536	2,0%	38,7%	12.872	12.849	0,2%	36,6%
Comercial	2.884	2.578	11,8%	16,7%	5.924	5.488	7,9%	16,9%
Outros	2.635	2.973	-11,4%	15,3%	5.700	6.164	-7,5%	16,2%
Total	17.231	17.131	0,6%	100,0%	35.142	35.241	-0,3%	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 2T22, na área de concessão:

- **Classe Residencial (29,3% das vendas totais):** manteve-se estável, uma vez que mais pessoas voltaram a realizar suas atividades de maneira presencial, favorecendo o consumo em outros segmentos. Outro fator que afetou negativamente esse trimestre foi o aumento da geração distribuída (GD). Para contrabalancear esses efeitos, houve um efeito positivo de temperatura e o crescimento vegetativo das unidades residenciais;
- **Classe Industrial (38,7% das vendas totais):** alta de 2,0%, apresentando uma leve melhora principalmente devido ao cenário econômico, um pouco melhor se comparado ao 2T21. Crescimento puxado principalmente pelos setores alimentícios e de borracha e plástico;
- **Classe Comercial (16,7% das vendas totais):** crescimento de 11,8%, principalmente pelo avanço na reabertura do comércio pós-pandemia, se comparado com o 2T21, e pela temperatura mais elevada. Além disso, outro fator que impactou positivamente esse segmento foram os efeitos da Resolução Normativa (REN) Aneel nº 901/2020, que trata da revisão cadastral das unidades consumidoras, especialmente consumidores rurais e públicos, que recebem benefícios tarifários, recadastrando-os como comerciais em caso de não comprovação do atendimento dos critérios para receber o benefício tarifário;
- **Classe Outros (15,3% das vendas totais):** redução de 11,4%, devido principalmente ao alto volume de chuvas ocorrido na área rural da RGE, além dos efeitos da REN Aneel nº 901/2020, conforme explicado acima. Além disso, a migração de permissionárias para

a Rede Básica novamente impactou esse segmento.

Destacam-se no 1S22, na área de concessão:

- **Classe Residencial (30,3% das vendas totais):** redução de 0,9%, afetada pelo retorno das atividades ao modelo presencial e pelo aumento da GD. Contrabalanceando esses pontos, houve um efeito positivo de temperatura na RGE e o crescimento vegetativo;
- **Classe Industrial (36,6% das vendas totais):** leve aumento de 0,2%, resultado melhor que a média da produção industrial brasileira, que apresentou uma queda de 2,2% em comparação ao 1S21;
- **Classe Comercial (16,9% das vendas totais):** crescimento de 7,9%, afetado pela reabertura da economia frente à melhora nos indicadores da COVID-19. Além disso, houve o efeito da REN Aneel nº 901/2020 impactando positivamente a classe, conforme explicado anteriormente. Por outro lado, o maior impacto negativo veio da GD;
- **Classe Outros (16,2% das vendas totais):** redução de 7,5%, especialmente devido às migrações de permissionárias e ao efeito da REN Aneel nº 901/2020, além do maior volume de chuvas ocorridos no 2T22 na RGE.

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Residencial	5.043	5.043	0,0%	10.646	10.740	-0,9%
Industrial	1.022	1.101	-7,2%	1.997	2.226	-10,3%
Comercial	1.845	1.753	5,2%	3.838	3.799	1,0%
Outros	2.001	2.504	-20,1%	4.444	5.266	-15,6%
Total	9.912	10.402	-4,7%	20.925	22.030	-5,0%

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						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Industrial	5.647	5.434	3,9%	10.874	10.623	2,4%
Comercial	1.038	825	25,8%	2.086	1.689	23,5%
Outros	634	469	35,1%	1.257	899	39,8%
Total	7.319	6.729	8,8%	14.217	13.211	7,6%

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 8,76% nos 12 meses findos em jun/22, comparado a 9,06% em jun/21, uma redução de 0,30 p.p. Expurgando o efeito do calendário de faturamento em ambos os anos, a redução de perdas seria de 0,29 p.p. (de 9,09% em jun/21 para 8,80% em jun/22), mostrando uma melhora nesse indicador, a despeito das condições macroeconômicas adversas.

Perdas Acumuladas em 12 Meses ¹	Indicadores DEC					
	Jun-21	Set-21	Dez-21	Mar-22	Jun-22	ANEEL
CPFL Energia	9,06%	8,82%	8,71%	8,79%	8,76%	8,19%
CPFL Paulista	9,35%	9,09%	9,02%	9,32%	9,05%	8,36%
CPFL Piratininga	7,88%	7,65%	7,40%	7,43%	7,43%	6,51%
RGE	9,65%	9,47%	9,30%	9,11%	9,52%	9,17%
CPFL Santa Cruz	7,69%	7,42%	7,78%	7,55%	7,39%	8,29%

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

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

Desde 2020, quando se iniciou o plano de blindagem, foram realizadas 1,1 mil blindagens de clientes grupo A com conjuntos de medição, 57,5 mil blindagens do grupo B com Caixas Blindadas e 8,1 mil regularizações de consumidores clandestinos.

Além disto, as principais realizações do 2T22 foram:

- (i) Blindagem das fronteiras elétricas e subestações internas;
- (ii) Mapeamento das perdas de energia através de microbalanços;
- (iii) Realização de 110,2 mil inspeções em unidades consumidoras;
- (iv) Substituição de mais de 2,1 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos eletrônicos;
- (v) Visita em 15,2 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;
- (vi) Disciplina de mercado através da publicação de 89 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.

Distribuidora	Indicadores DEC								
	2018	2019	2020	2021	2T21	1T22	2T22	Var. %	ANEEL ¹
CPFL Energia	8,62	8,83	7,66	7,52	7,97	7,38	7,37	-7,5%	n.d
CPFL Paulista	6,17	6,72	6,81	6,21	6,97	5,90	5,77	-17,2%	6,79
CPFL Piratininga	5,94	6,49	5,83	5,95	6,18	5,58	5,61	-9,2%	6,19
RGE ²	14,44	14,01	10,83	10,84	11,01	11,06	11,23	2,0%	10,77
CPFL Santa Cruz ³	6,01	5,56	4,89	5,66	5,21	5,79	5,78	10,9%	8,12

Distribuidora	Indicadores FEC								
	FEC (interrupções)								
	2018	2019	2020	2021	2T21	1T22	2T22	Var. %	ANEEL ¹
CPFL Energia	4,68	4,93	4,54	4,40	4,62	4,28	4,25	-8,0%	n.d
CPFL Paulista	4,03	4,38	4,27	4,24	4,47	4,09	3,94	-11,9%	5,46
CPFL Piratininga	3,89	4,34	4,32	4,13	4,41	3,99	4,20	-4,8%	5,13
RGE ²	6,10	6,25	5,27	4,83	5,04	4,80	4,82	-4,4%	7,69
CPFL Santa Cruz ³	5,09	4,25	3,68	4,21	4,12	4,01	3,90	-5,3%	6,92

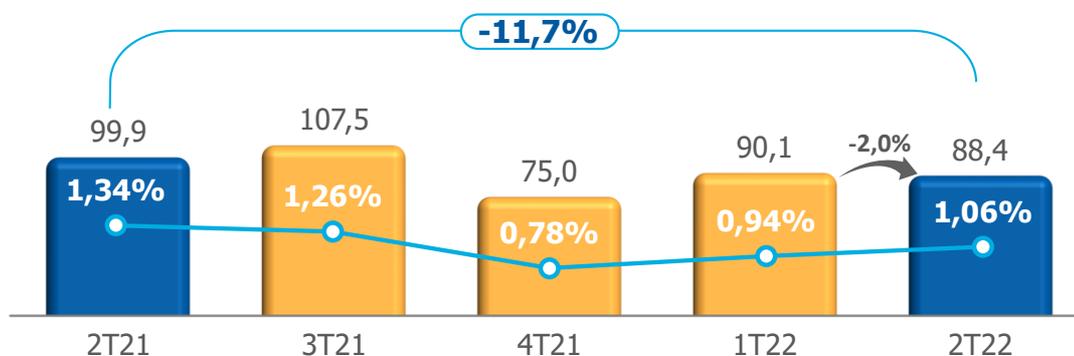
Notas:

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

No consolidado das distribuidoras, o valor anualizado do DEC e do FEC no 2T22 foi menor do que no 2T21 (-7,5% e -8,0%, respectivamente). Esses melhores resultados podem ser atribuídos à contínua busca por melhoria por parte da CPFL na sua operação, seja através de novos investimentos quanto de uma forte operação de manutenção na sua rede. O único desvio foi na RGE devido ao número de chuvas, muito acima do normal, ocorridas no começo desse ano.

2.1.5) Inadimplência

■ PDD ○ % PDD / Receita de fornecimento



A PDD apresentou uma queda de 2,0% (R\$ 1,8 milhão) no 2T22, em relação ao 1T22, e de 11,7% (R\$ 11,6 milhões) em relação ao 2T21.

Porém, apesar da melhora na comparação do índice de PDD/Receita bruta de fornecimento, sendo 1,06% no 2T22, contra 1,34% no 2T21, o índice está acima da média histórica, que fica entre 0,7% e 0,8%. Os fatores que levaram a esse comportamento são: (i) cenário macroeconômico deteriorado, (ii) reajustes tarifários elevados e (iii) efeitos da bandeira escassez hídrica, sentidos até abril deste ano.

No 1S22, tivemos um aumento da PDD de 15,9% (R\$ 24,5 milhões) em relação ao 1S21, devido principalmente ao aumento do fornecimento faturado nesse semestre. Na relação do PDD/Receita bruta de fornecimento, o índice manteve-se no mesmo patamar no comparativo dos semestres (em 0,99%), apesar do cenário macroeconômico desfavorável no 1S22, da tarifa elevada e da bandeira escassez hídrica.

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

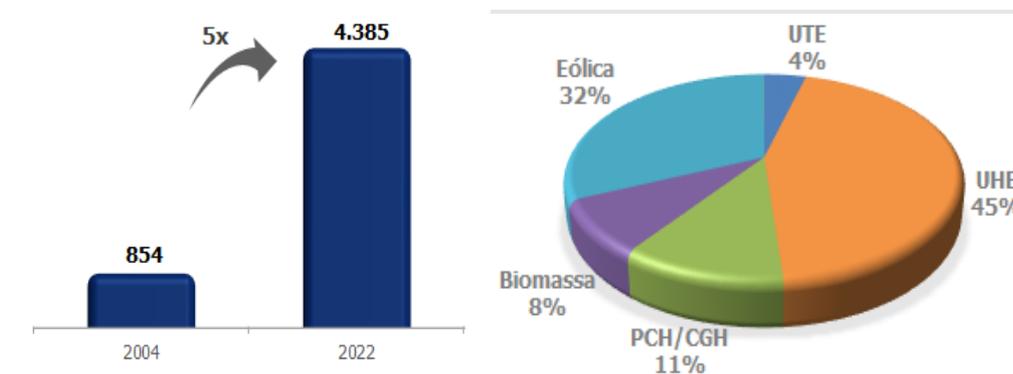
- (i) Manutenção da volumetria de ações de cobrança, com realização de 575 mil cortes no 2T22, totalizando 1.149 mil no acumulado 2022;
- (ii) Refinamento do algoritmo de priorização de ação de cobrança, com análise do histórico de pagamento de cada cliente, para definição da melhor ação de cobrança, baseado no seu *score* de probabilidade de pagamento da fatura.

2.2) Geração

2.2.1) Capacidade Instalada

Em 30 de junho de 2022, a capacidade instalada da Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, é de 4.385 MW.

Capacidade Instalada (MW)



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

2.2.2) Projetos em operação e em construção

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

Em 30 de junho de 2022, o portfólio de projetos do segmento de Geração (considerando a participação da CPFL Energia em cada empreendimento) totalizava 8.812 MW de capacidade instalada. As usinas em operação totalizam 4.385 MW, compreendendo 8 UHEs (1.966 MW), 49 parques eólicos (1.391 MW), 48 PCHs e CGHs (475 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW), 2 UTEs (182 MW) e 1 usina solar (1 MW).

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

PCH Lucia Cherobim

A PCH Lucia Cherobim, projeto localizado no Estado do Paraná, tem previsão de entrada em operação em 2024. Em junho de 2022, o avanço físico realizado do projeto era de 20,04%. 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\$ 240,68/MWh – jun/22).

2.3) Comercialização

Número de Unidades Consumidoras

Em jun/22, o número de unidades consumidoras da CPFL Brasil foi de 1.404, uma redução de 26,1% em relação ao mesmo período de 2021. Isso ocorreu devido a um menor volume de contratos celebrados para o ano de 2022.



2.4) Transmissão

2.4.1) CPFL Transmissão

Portfólio

Portfólio - CPFL TRANSMISSÃO									
Contrato de Concessão	Início da Concessão	Final da Concessão	Participação CPFL - T	Status Operacional	Data de Conclusão	Índice de Reajuste	RAP 2021-2022 (R\$ milhões)	RAP 2022-2023 (R\$ milhões)	RAP Prevista
055/2001	31/12/2002	31/12/2042	100%	Operacional	-	IPCA	832	918	-
080/2002	18/12/2002	18/12/2032	100%	Operacional	-	IGP-M	20	22	-
004/2021	31/03/2021	31/03/2051	100%	Em construção	2024	IPCA	-	-	11
TESB	27/07/2011	27/07/2041	94%	Em construção	2022	IPCA	18	28	14
ETAU	18/12/2002	18/12/2032	10%	Operacional	-	IGP-M	51	57	-
TPAE	19/11/2009	19/11/2039	10%	Operacional	-	IPCA	10	11	-

ENS – Energia Não Suprida (MWh)

A CPFL Transmissão apresenta no decorrer dos anos um excelente desempenho operacional. O indicador de Energia Não Suprida (ENS) consiste na análise do quantitativo da energia interrompida por indisponibilidade de ativos de Transmissão e, portanto, constata o impacto efetivo da indisponibilidade para a sociedade. No 2T22, o ENS totalizou 236,05 MWh vs. 175,74 MWh no 2T21, aumento de 34,31%, justificado principalmente pela contabilização de 32,34

MWh relativos à Energia Não Suprida de Alimentadores, que passou a ser mensurada somente em 2022. Expurgando esse efeito, a variação seria de 15,9%.

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 2T22, a PVd totalizou 0,450% vs. 0,821% no 2T21, queda de 45,2%. A variação no desempenho do indicador é justificada por 2 eventos de indisponibilidade de ativos, ocorridos em 2021, que afetaram os resultados do 2T21 em R\$ 0,6 milhão. Vale ressaltar que a média histórica desse indicador é de 0,75%.

2.4.2) Portfólio Demais Transmissoras

Portfólio em Operação					
Projeto	Localização	RAP (R\$ milhões)	Capex (R\$ milhões)	Entrada em operação	Nº subestações
Piracicaba	SP	14,1	100	Jul/15	1
Morro Agudo	SP	17,5	100	Jul/17	1
Maracanaú	CE	10,3	102,2	mai/22	1

Portfólio em Construção							
Projeto	Localização	RAP (R\$ milhões)	Capex estimado pela Aneel (R\$ milhões)	Entrada em operação	Nº subestações	KM rede	Realizado
Sul I	SC	33,5	366	Mar/24	1	320	61,98%
Sul II	RS	43,0	349	Mar/23	3	85	71,58%

3) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Receita Operacional Bruta	13.952	12.703	9,8%	27.377	25.187	8,7%
Receita Operacional Líquida	9.324	8.813	5,8%	18.612	17.101	8,8%
Receita com construção de infraestrutura	1.267	744	70,2%	2.309	1.367	68,9%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	8.058	8.068	-0,1%	16.303	15.734	3,6%
Custo com Energia Elétrica	(4.177)	(5.188)	-19,5%	(8.854)	(10.165)	-12,9%
Margem de Contribuição	3.881	2.880	34,7%	7.449	5.569	33,8%
PMSO	(1.089)	(864)	26,0%	(2.058)	(1.624)	26,7%
Demais Custos e Despesas Operacionais	(1.811)	(1.229)	47,4%	(3.396)	(2.328)	45,9%
Equivalência Patrimonial	127	91	39,8%	243	182	33,6%
EBITDA¹	2.848	2.054	38,7%	5.491	4.020	36,6%
Resultado Financeiro	(649)	(9)	6909,9%	(1.081)	(130)	729,4%
Lucro Antes da Tributação	1.725	1.614	6,9%	3.466	3.035	14,2%
Lucro Líquido	1.263	1.126	12,1%	2.425	2.087	16,2%

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
2T22					
EBITDA ¹	1.848	757	202	41	2.848
Resultado Financeiro	(367)	(147)	(103)	(31)	(649)
Lucro Líquido	796	365	136	(35)	1.263
2T21					
EBITDA ¹	1.249	714	14	77	2.054
Resultado Financeiro	(2)	(57)	(0)	51	(9)
Lucro Líquido	664	388	11	63	1.126
Varição (%)					
EBITDA ¹	48,0%	6,0%	1351,3%	-46,3%	38,7%
Resultado Financeiro	15540,6%	156,9%	40074,3%	-	6909,9%
Lucro Líquido	19,8%	-5,8%	1094,6%	-	12,1%

CPFL Energia - Principais indicadores financeiros por segmento de negócio (R\$ milhões)					
	Distribuição	Geração	Transmissão	Outros	Consolidado
1S22					
EBITDA ¹	3.686	1.430	340	36	5.491
Resultado Financeiro	(655)	(284)	6	(147)	(1.081)
Lucro Líquido	1.635	659	284	(153)	2.425
1S21					
EBITDA ¹	2.510	1.351	26	132	4.020
Resultado Financeiro	(91)	(109)	0	69	(130)
Lucro Líquido	1.261	726	22	78	2.087
Variação (%)					
EBITDA ¹	46,8%	5,8%	1193,1%	-73,0%	36,6%
Resultado Financeiro	622,1%	161,6%	44191,0%	-	729,4%
Lucro Líquido	29,7%	-9,2%	1184,2%	-	16,2%

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	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	439	222	97,7%	744	474	56,9%
Despesas legais e judiciais	(86)	(39)	118,4%	(126)	(63)	100,3%
Baixa de ativos	(36)	(36)	-1,0%	(57)	(73)	-22,4%
Outros itens extraordinários:						
CPFL Santa Cruz - efeitos da revisão tarifária (laudo de avaliação da BRR)	-	-	-	-	7	-
CPFL Santa Cruz - PIS/Cofins sobre ICMS	-	-	-	-	(34)	-
CPFL Brasil - PIS/Cofins sobre ICMS	-	45	-	-	45	-

Efeitos no EBITDA (Consolidação CPFL Transmissão) - R\$ milhões	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
CPFL Transmissão - EBITDA IFRS (-) EBITDA Regulatório	56	-	-	91	-	-

Efeitos no resultado financeiro - R\$ milhões	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Marcação a mercado (MTM)	43	44	-2,5%	32	20	57,6%
CPFL Brasil - PIS/Cofins sobre ICMS	-	40	-	-	40	-

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

Impacto da aquisição da CPFL Transmissão: Com a consolidação dos números da CPFL Transmissão realizada a partir de 01/10/2021, os principais impactos no 2T22 e no 1S22 na CPFL Energia foram:

- (i) de R\$ 427 milhões na receita operacional bruta, representando um aumento de 3,4% no trimestre, e de R\$ 757 milhões, representando um aumento de 3,0% no semestre;
- (ii) de R\$ 295 milhões na receita operacional líquida (ex-receita de construção), representando um aumento de 3,7% no trimestre, e de R\$ 546 milhões, representando um aumento de 3,5% no semestre;

- (iii) de R\$ 99 milhões no PMSO, representando um aumento de 11,5% no trimestre, e de R\$ 212 milhões, representando um aumento de 13,1% no semestre;
- (iv) de R\$ 181 milhões no Ebitda, representando um aumento de 8,8% no trimestre, e de R\$ 302 milhões, representando um aumento de 7,5% no semestre;
- (v) de R\$ 71 milhões de receita financeira líquida, abatendo a variação do resultado financeiro em 770,9% no trimestre, e de R\$ 39 milhões, aumentando a variação do resultado financeiro em 30,2% no semestre;
- (vi) de R\$ 152 milhões no lucro líquido, representando um aumento de 13,5% no trimestre, e de R\$ 288 milhões, representando um aumento de 13,8% no semestre.

Tais valores foram os considerados para efeitos de consolidação da CPFL Transmissão no grupo CPFL Energia no 2T22, ou seja, já refletem os efeitos da combinação de negócios. Dessa forma, os valores podem diferir daqueles apresentados nas Demonstrações Financeiras Trimestrais (ITR) do 2T22 da CPFL Transmissão.

Desconsiderando os efeitos da consolidação da CPFL Transmissão sobre o 2T22, as variações seriam conforme abaixo:

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$ Milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Receita Operacional Bruta	13.525	12.703	6,5%	26.620	25.187	5,7%
Receita Operacional Líquida	8.963	8.813	1,7%	17.982	17.101	5,2%
Receita com construção de infraestrutura	1.200	744	61,2%	2.225	1.367	62,8%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	7.763	8.068	-3,8%	15.757	15.734	0,1%
Custo com Energia Elétrica	(4.177)	(5.188)	-19,5%	(8.854)	(10.165)	-12,9%
Margem de Contribuição	3.585	2.880	24,5%	6.903	5.569	24,0%
PMSO	(990)	(864)	14,6%	(1.846)	(1.624)	13,7%
Demais Custos e Despesas Operacionais	(1.717)	(1.229)	39,7%	(3.254)	(2.328)	39,8%
Equivalência Patrimonial	126	91	38,5%	241	182	32,6%
EBITDA¹	2.667	2.054	29,9%	5.189	4.020	29,1%
Resultado Financeiro	(578)	(9)	6138,9%	(1.120)	(130)	759,5%
Lucro Antes da Tributação	1.627	1.614	0,8%	3.149	3.035	3,8%
Lucro Líquido	1.111	1.126	-1,3%	2.137	2.087	2,4%

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Resolução CVM 156/22.



As explicações abaixo devem ser lidas em conjunto com os impactos, listados na página anterior, relacionados à consolidação da CPFL Transmissão, nova empresa do grupo CPFL Energia, para entendimento completo dos valores reportados nas Demonstrações Financeiras Trimestrais do 2T22.

Receita Operacional

No 2T22, a receita operacional bruta atingiu R\$ 13.525 milhões, representando um aumento de 6,5% (R\$ 822 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 8.963 milhões no 2T22, registrando um aumento de 1,7% (R\$ 150 milhões).

No 1S22, a receita operacional bruta atingiu R\$ 26.620 milhões, representando um aumento de 5,7% (R\$ 1.433 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 17.982 milhões no 1S22, registrando um aumento de 5,2% (R\$ 881 milhões).

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

Receita Operacional Líquida Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$ Milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Distribuição	7.751	7.522	3,0%	15.598	14.615	6,7%
Geração	885	869	1,8%	1.700	1.623	4,8%
Transmissão	134	48	183,0%	261	96	173,8%
Comercialização	549	621	-11,7%	1.082	1.214	-10,8%
Serviços	265	205	29,1%	498	404	23,3%
Eliminações e Outros	(622)	(453)	37,4%	(1.158)	(850)	36,2%
Total	8.963	8.813	1,7%	17.982	17.101	5,2%

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

Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$ Milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	787	822	-4,2%	1.438	1.794	-19,8%
PROINFA	147	88	66,8%	317	185	71,5%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	2.734	3.589	-23,8%	5.599	6.666	-16,0%
Crédito de PIS e COFINS	(328)	(400)	-18,0%	(648)	(763)	-15,0%
Total	3.340	4.099	-18,5%	6.705	7.882	-14,9%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	668	746	-10,5%	1.354	1.527	-11,3%
Encargos de Transporte de Itaipu	66	87	-23,9%	129	170	-24,0%
Encargos de Conexão	26	52	-50,4%	49	99	-50,7%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	19	16	21,1%	36	31	18,0%
ESS / EER	152	298	-48,8%	815	686	18,7%
Crédito de PIS e COFINS	(93)	(109)	-14,3%	(235)	(230)	2,3%
Total	838	1.089	-23,1%	2.148	2.284	-5,9%
Custo com Energia Elétrica	4.177	5.188	-19,5%	8.854	10.165	-12,9%

Energia comprada para revenda

No 2T22, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 3.340 milhões, uma redução de 18,5% (R\$ 759 milhões), devido principalmente a:

- (i) Redução de 23,8% na **energia adquirida em leilões, contratos bilaterais e mercado de curto prazo** (R\$ 855 milhões), devido principalmente ao menor preço médio (-21,7%);
- (ii) Redução de 4,2% na **energia de Itaipu** (R\$ 35 milhões), devido à redução na quantidade física (-3,0%) e em função da variação cambial (-1,2%);

Parcialmente compensada por:

- (iii) Redução de 18,0% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 73 milhões);
- (iv) Aumento de 66,8% no **PROINFA** (R\$ 59 milhões).

No 1S22, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 6.705 milhões, uma redução de 14,9% (R\$ 1.177 milhões), devido principalmente a:

- (i) Redução de 16,0% na **energia adquirida em leilões, contratos bilaterais e**

mercado de curto prazo (R\$ 1.067 milhões), devido ao menor preço médio (-16,1%);

- (ii) Redução de 19,8% na **energia de Itaipu** (R\$ 356 milhões), em função de um menor volume de energia comprada (-17,1%) e da variação cambial (-3,3%);

Parcialmente compensados pela:

- (iii) Aumento de 71,5% no **PROINFA** (R\$ 132 milhões);
 (iv) Redução de 15,0% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 115 milhões).

Quantidade física Sem consolidação da CPFL Transmissão (GWh)	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Energia de Itaipu Binacional	2.526	2.605	-3,0%	5.022	5.192	-3,3%
PROINFA	230	257	-10,5%	448	480	-6,7%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	14.005	14.392	-2,7%	29.395	29.356	0,1%
Total	16.761	17.254	-2,9%	34.865	35.028	-0,5%

Preço médio Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$/MWh)	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Energia de Itaipu Binacional	311,72	315,51	-1,2%	286,39	345,51	-17,1%
PROINFA	637,66	342,05	86,4%	706,99	384,78	83,7%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	195,19	249,39	-21,7%	190,46	227,08	-16,1%
Total	218,83	260,75	-16,1%	210,91	246,79	-14,5%

Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

No 2T22, os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 838 milhões, uma redução de 23,1% (R\$ 252 milhões), devido a:

- (i) Redução de 48,8% nos **encargos setoriais (ESS/EER)** (R\$ 145 milhões), devido principalmente ao ESS – Encargo de Serviços do Sistema. A variação desse encargo se deu em função da menor necessidade de acionamento de usinas térmicas fora da ordem de mérito no 2T22 em comparação com o 2T21, devido a melhora nas condições hidrológicas. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo aumento do EER – Encargo de Energia de Reserva, decorrente de um PLD menor;
- (ii) Redução de 13,5% nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição) (R\$ 122 milhões);

Parcialmente compensados pela:

- (iii) Redução de 14,3% no **crédito de PIS/Cofins** (R\$ 16 milhões).

No 1S22, os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 2.148 milhões, uma redução de 5,9% (R\$ 135 milhões), devido a:

- (i) Redução de 14,1% nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição) (R\$ 258 milhões);
 (ii) Aumento de 2,3% no **crédito de PIS/Cofins** (R\$ 5 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (iii) Aumento de 18,7% nos **encargos setoriais (ESS/EER)** (R\$ 128 milhões), devido principalmente ao aumento no EER – Encargo de Energia de Reserva, decorrente de um PLD menor nesse período, parcialmente compensado pela redução do ESS – Encargo de Serviços do Sistema, em função da menor necessidade de acionamento de usinas térmicas.

PMSO

PMSO Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$ milhões)								
	2T22	2T21	Variação		1S22	1S21	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
Pessoal	447	384	63	16,4%	858	747	111	14,8%
Material	124	83	41	50,0%	229	156	73	47,2%
Serviços de Terceiros	146	159	(14)	-8,7%	276	306	(30)	-9,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	273	238	36	15,0%	482	415	68	16,3%
<i>PDD</i>	<i>91</i>	<i>100</i>	<i>(8)</i>	<i>-8,3%</i>	<i>182</i>	<i>154</i>	<i>28</i>	<i>18,1%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>64</i>	<i>39</i>	<i>25</i>	<i>62,7%</i>	<i>97</i>	<i>63</i>	<i>34</i>	<i>53,4%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>35</i>	<i>36</i>	<i>(1)</i>	<i>-2,5%</i>	<i>59</i>	<i>73</i>	<i>(14)</i>	<i>-19,0%</i>
<i>Outros</i>	<i>83</i>	<i>62</i>	<i>20</i>	<i>32,1%</i>	<i>145</i>	<i>125</i>	<i>20</i>	<i>16,0%</i>
Total PMSO	990	864	126	14,6%	1.846	1.624	222	13,6%

O PMSO no 2T22 atingiu R\$ 990 milhões, um aumento de 14,6% (R\$ 126 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 14,6% (R\$ 95 milhões) nas despesas PMSO ligadas à inflação:
 - a. Na linha de Pessoal, a variação de 16,4% (R\$ 63 milhões) é explicada não apenas pelos reajustes salariais previstos no acordo coletivo com base na inflação, mas também pelo aumento no quadro de colaboradores, principalmente na CPFL Serviços (13,0%), devido ao maior volume de obras executadas, e no segmento de Distribuição (+5,0%).
 - b. Em MSO, as despesas vinculadas a combustível, como frota e transporte, apresentaram um aumento 22,7% (R\$ 10 milhões); vale destacar os aumentos nos preços dos combustíveis na nossa área de concessão: diesel (+55%) etanol/gasolina (+21%).

Expurgando os efeitos citados acima, o PMSO ligado a inflação teria um aumento de 10,8% (R\$ 64 milhões), abaixo do IPCA dos últimos 12 meses (11,89%).

- (ii) Aumento de 62,7% (R\$ 25 milhões) nas despesas legais e judiciais, devido ao maior volume de processos cíveis e trabalhistas;
- (iii) Aumento de 43,6% (R\$ 14 milhões) no opex relacionado ao Capex;

Parcialmente compensados por:

 - (iv) Redução de 8,3% (R\$ 8 milhões) na provisão para devedores duvidosos (PDD). Apesar desse resultado positivo, a inadimplência continua pressionada pela conjuntura econômica e pelos aumentos de tarifas, além da aplicação da bandeira escassez hídrica até abril;
 - (v) Redução de 2,5% (R\$ 1 milhão) na baixa de ativos.

O PMSO no 1S22 atingiu R\$ 1.846 milhões, um aumento de 13,6% (R\$ 222 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 12,3% (R\$ 151 milhões) nas despesas PMSO ligadas à inflação, reflexo dos fatores indicados na explicação acima, na variação do trimestre. Expurgando os efeitos de aumento de *headcount* e as despesas com combustível, o PMSO ligado a inflação teria um aumento de 8,4% (R\$ 97 milhões);
- (ii) Aumento de 53,4% (R\$ 34 milhões) nas despesas legais e judiciais devido ao maior volume de processos cíveis e trabalhistas;

- (iii) Aumento de 18,1% (R\$ 28 milhões) na provisão para devedores duvidosos (PDD), refletindo o aumento decorrente das revisões tarifárias, deixando a inadimplência ainda pressionada pela conjuntura econômica, além da aplicação da bandeira escassez hídrica até abril. Na análise do índice de PDD/Receita bruta de fornecimento, mantivemos o patamar de 0,99%, o que indica que o maior volume de provisões é reflexo do aumento tarifário;
- (iv) Aumento de 32,2% (R\$ 20 milhões) no opex relacionado ao Capex;
- (v) Aumento de 6,8% (R\$ 3 milhões) em ações de cobrança;
Parcialmente compensado por:
- (vi) Redução de 19,0% (R\$ 14 milhões) na baixa de ativos.

Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais Sem consolidação da CPFL Transmissão						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Custos com construção de infraestrutura	1.196	741	61,4%	2.216	1.360	63,0%
Entidade de Previdência Privada	59	57	3,2%	118	113	3,9%
Depreciação e Amortização	462	431	7,4%	920	855	7,6%
Total	1.717	1.229	39,7%	3.254	2.328	39,8%

EBITDA

No 2T22, o **EBITDA (sem CPFL Transmissão)** atingiu R\$ 2.667 milhões, registrando um aumento de 29,9% (R\$ 613 milhões); no 1S22, o **EBITDA (sem CPFL Transmissão)** atingiu R\$ 5.189 milhões, registrando um aumento de 29,1% (R\$ 1.169 milhões). Esses resultados foram favorecidos principalmente pelo bom resultado do segmento de Distribuição.

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

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$ milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Lucro Líquido	1.111	1.126	-1,3%	2.137	2.087	2,4%
Depreciação e Amortização	463	431	7,4%	920	855	7,6%
Resultado Financeiro	578	9	6138,9%	1.120	130	759,5%
Imposto de Renda / Contribuição Social	516	488	5,8%	1.012	947	6,9%
EBITDA	2.667	2.054	29,9%	5.189	4.020	29,1%

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Receitas	545	324	68,3%	983	549	79,0%
Despesas	(1.122)	(333)	237,1%	(2.103)	(679)	209,6%
Resultado Financeiro	(578)	(9)	6138,9%	(1.120)	(130)	759,5%

No 2T22, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 578 milhões, um aumento de R\$ 569 milhões se comparada ao 2T21. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Aumento de 237,5% (R\$ 580 milhões) nas **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), reflexo principalmente do aumento do CDI no período e maior saldo de dívida;
- (ii) Variação negativa de R\$ 65 milhões nas **demais receitas/despesas financeiras**;
- (iii) Redução de 11,0% (R\$ 17 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**, em função da substituição do IGP-M pelo IPCA como índice de atualização monetária nas faturas emitidas a partir de 01/06/2021, conforme determinação da Aneel;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Variação positiva de R\$ 95 milhões nas **atualizações do ativo e passivo financeiro setorial**.

No 1S22, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 1.120 milhões, um aumento de R\$ 990 milhões se comparada ao 1S21. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Aumento 223,9% (R\$ 1.057 milhões) nas **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), reflexo principalmente do aumento do CDI no período;
- (ii) Variação negativa de R\$ 101 milhões nas **demais receitas/despesas financeiras**;
- (iii) Redução de 14,2% (R\$ 43 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**, em função da substituição do IGP-M pelo IPCA como índice de atualização monetária nas faturas emitidas a partir de 01/06/2021, conforme determinação da Aneel;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Variação positiva de R\$ 212 milhões nas **atualizações do ativo e passivo financeiro setorial**.

Imposto de Renda e Contribuição Social

No 2T22, Imposto de Renda e Contribuição Social registraram aumento de 5,8% (R\$ 29 milhões), explicado principalmente pelo bom desempenho operacional do segmento de Distribuição. A alíquota efetiva saiu de 30,2% no 2T21 para 31,7% no 2T22.

No 1S22, Imposto de Renda e Contribuição Social registraram aumento de 6,9% (R\$ 65 milhões), explicado principalmente pelo bom desempenho operacional do segmento de Distribuição. A alíquota efetiva saiu de 31,2% no 1S21 para 32,1% no 1S22.

Lucro Líquido

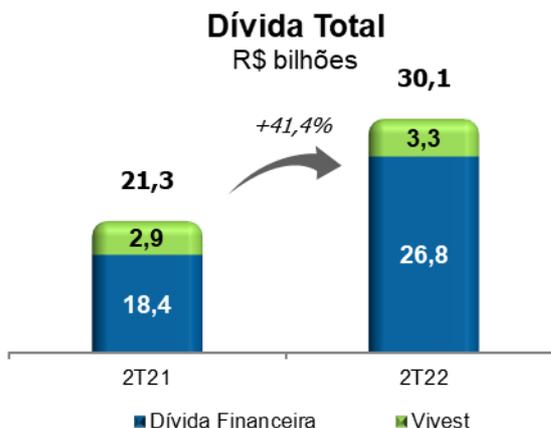
O **lucro líquido (sem CPFL Transmissão)** foi de R\$ 1.111 milhões no 2T22, em linha com o lucro reportado no 2T21, registrando uma redução de 1,3% (R\$ 15 milhões). O bom desempenho operacional foi parcialmente compensado pela maior despesa financeira líquida.

No 1S22, o **lucro líquido (sem CPFL Transmissão)** foi de R\$ 2.137 milhões, aumento de 2,4% (R\$ 50 milhões). Esse resultado reflete o aumento do EBITDA, decorrente principalmente do desempenho do segmento de Distribuição, parcialmente compensado pela maior despesa financeira líquida.

3.2) Endividamento

3.2.1) Dívida no Critério IFRS

Em 30 de junho de 2022, a dívida total da CPFL Energia era de R\$ 30,1 bilhões, com um aumento de 41,4% em relação ao ano anterior. A dívida financeira do grupo, que considera empréstimos e financiamentos, debêntures e mútuos, era de R\$ 26,8 bilhões na mesma data.



Notas:

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

(2) Considera os mútuos, no montante total de R\$ 2,4 bilhões, da CPFL Renováveis e da CPFL Brasil com a SGBP.

Perfil da Dívida – IFRS

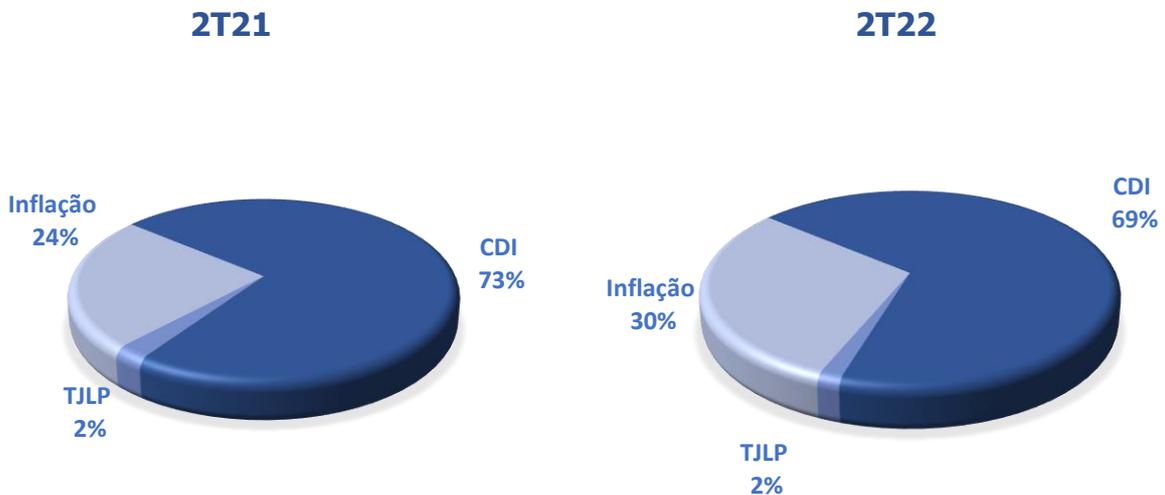


Nota: (1) Outros: linhas de crédito e mútuos da CPFL Renováveis e CPFL Brasil com a SGBP.

É prática do grupo CPFL mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado e, por essa razão, parte das dívidas, cerca de R\$ 7,1 bilhões, possui operações de *hedge*. Para os casos em moeda estrangeira, por exemplo, que representam cerca de 24% 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

2T21 vs. 2T22



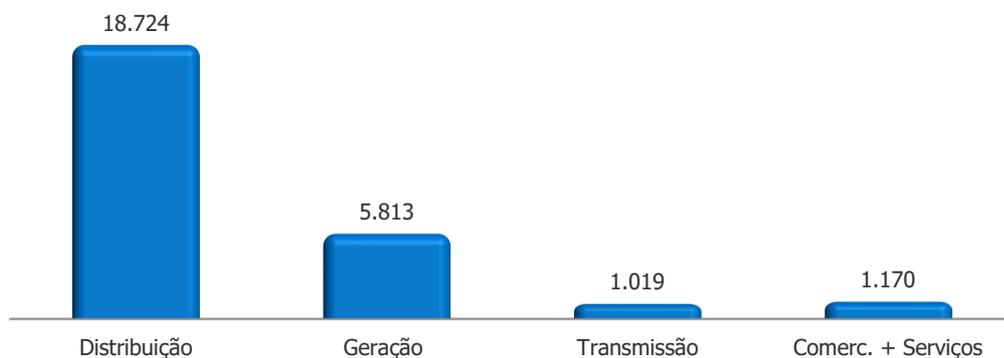
Nota: (1) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (24,0% do total no 2T22), são contratadas operações de *swap*, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

Dívida Líquida em IFRS

IFRS R\$ Milhões	2T22	2T21	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(26.778)	(18.371)	45,8%
(+) Disponibilidades	4.099	3.022	35,6%
(=) Dívida Líquida	(22.680)	(15.350)	47,8%

Nota: Disponibilidades incluem o valor do TVM. Desta forma, para fins de comparabilidade, o 2T21 está sendo reapresentado.

Dívida por Segmento (R\$ Milhões – IFRS)



Notas:

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

Novas Captações

No 2T22, tivemos uma captação de R\$ 2,3 bilhões por meio de emissões de debêntures da CPFL Geração, RGE, CPFL Piratininga e CPFL Transmissão. Além disso, realizamos o pré-pagamento das dívidas da CPFL Transmissão (R\$ 351 milhões referentes ao BID e R\$ 264 milhões ao AFD) de acordo com o plano de substituição das dívidas na aquisição da CEEE-T.

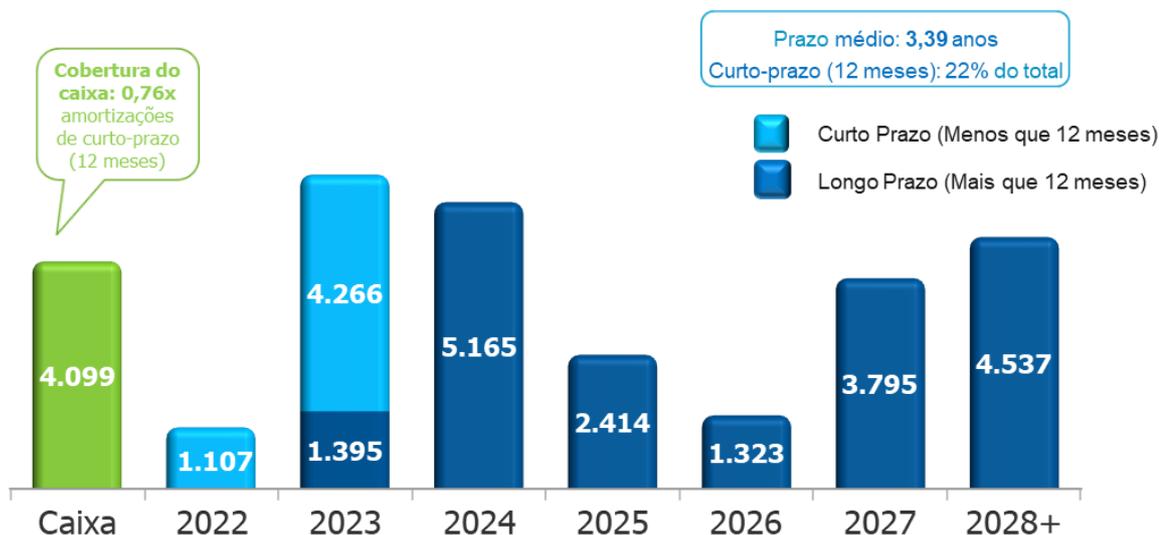
Cronograma de Amortização da Dívida em IFRS (Junho de 2022)

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

A posição de caixa ao final do 2T22 possuía índice de cobertura de **0,76x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar a totalidade dos compromissos de amortização de 2022. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **3,39 anos**.

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

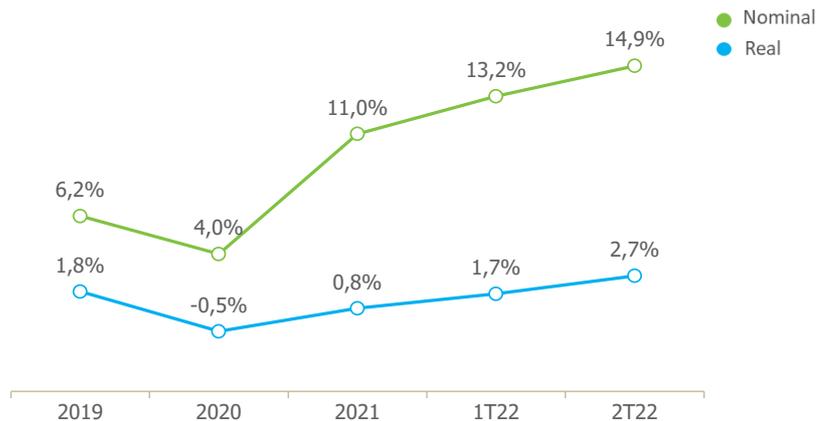
Cronograma de amortização da dívida (IFRS)



Notas:

- (1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos. Para se chegar ao total da dívida financeira de R\$ 26.778 milhões, faz-se a inclusão dos encargos, do efeito de Marcação a Mercado (MTM) e do custo de captação;
- (2) Considera os mútuos da CPFL Renováveis e CPFL Brasil com a SGBP;
- (3) Caixa está considerando o saldo de TVM de R\$ 487 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.

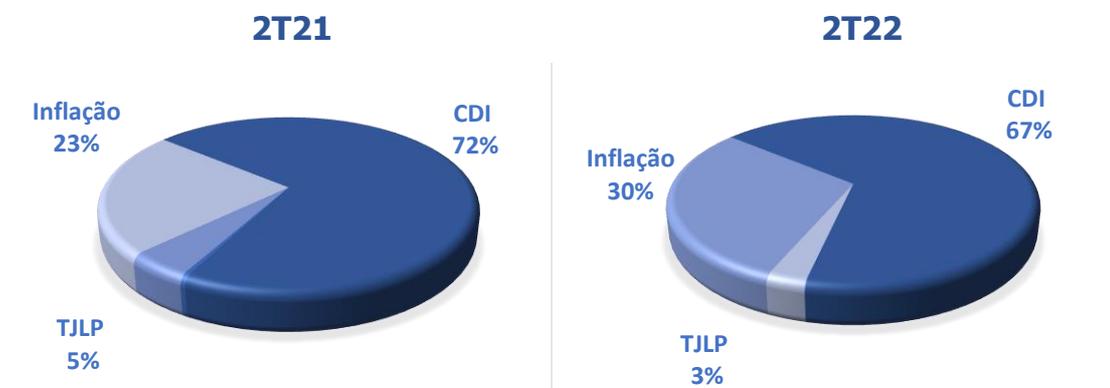
Rating CPFL Energia - Crédito Corporativo			
Agência	Escala	Rating	Perspectiva
Standard & Poor's	Nacional Brasil	brAAA	Estável
Fitch Rating	Nacional Brasil	AAA(bra)	Estável
Moody's	Nacional Brasil	Aaa.br	Estável

Nota: Em 27 de maio de 2022, a agência Moody's atribuiu o rating AAA.br às emissões de debêntures da CPFL Geração, RGE, CPFL Piratininga e CPFL Transmissão.

3.2.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

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

Indexação¹ Pós-Hedge² – 2T21 vs. 2T22



Notas:

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

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

Dívida Líquida no Critério dos *Covenants* Financeiros e Alavancagem

No final do 2T22, a Dívida Líquida *Pro forma* atingiu **R\$ 27.455 milhões**, um aumento de **45,4%** em relação à posição de dívida líquida no final do 2T21, no montante de **R\$ 18.883 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 <i>Covenants</i>	R\$ Milhões	2T22	2T21	Var.%
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹		(27.455)	(18.883)	45,4%
(+) Disponibilidades ³		4.662	3.202	45,6%
(=) Dívida Líquida		(22.793)	(15.681)	45,4%
EBITDA <i>Pro forma</i> ²		11.176	8.320	34,3%
Dívida Líquida / EBITDA		2,04	1,88	8,2%

Notas:

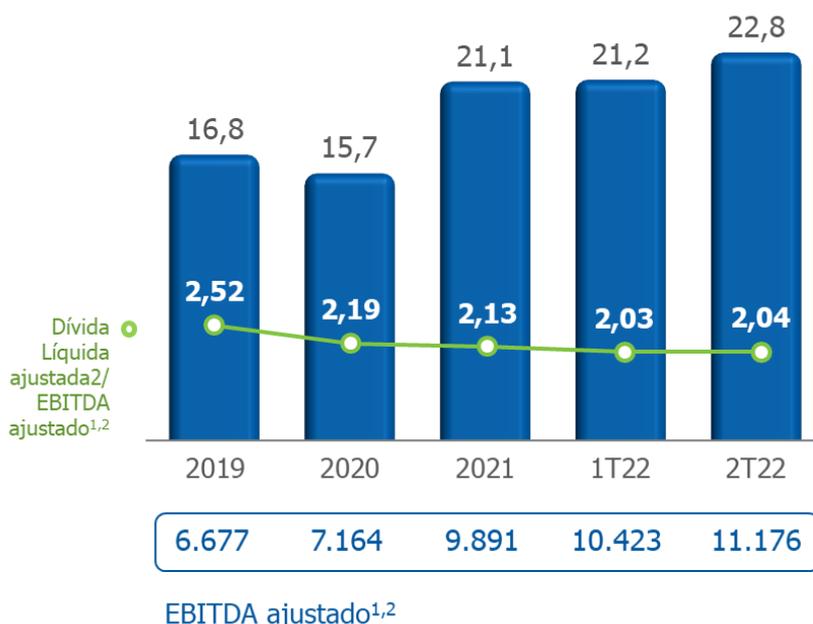
(1) Considera a consolidação proporcional dos ativos de Geração e da CPFL Transmissão, além do mútuo com a SGBP. Para mais detalhes, a conciliação entre os saldos IFRS e *covenants* estará em nossa planilha interativa;

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

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

Considerando-se que a Dívida Líquida *Pro forma* totalizou **R\$ 22.793 milhões** e o EBITDA *Pro forma* dos últimos 12 meses atingiu **R\$ 11.176 milhões**, a relação Dívida Líquida/EBITDA *Pro forma* ao final do 2T22 alcançou **2,04x**.

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



Notas:

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

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

3.3) Investimentos

3.3.1) Investimentos Realizados

Investimentos (R\$ Milhões)						
Segmento	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Distribuição	1.137	738	54,2%	2.112	1.334	58,3%
Geração	43	224	-80,8%	105	267	-60,8%
Comercialização	2	2	-16,3%	3	5	-44,3%
Serviços e Outros ¹	10	19	-47,0%	14	33	-57,4%
Transmissão ²	154	36	328,1%	324	74	336,7%
Total	1.346	1.019	32,1%	2.558	1.714	49,2%

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.

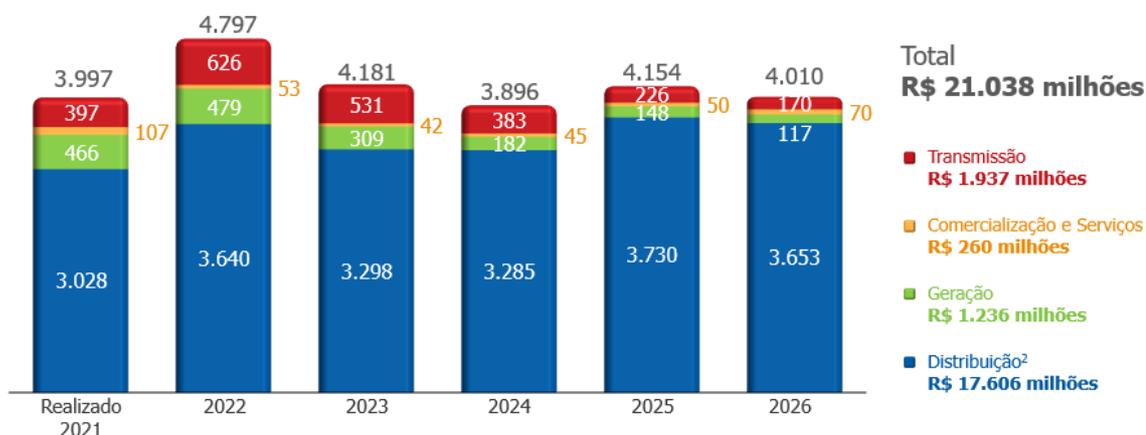
No 2T22, os investimentos foram de R\$ 1.346 milhões, um aumento de 32,1%, comparado aos R\$ 1.019 milhões registrados no 2T21. No 1S22, os investimentos foram de 2.558 milhões, que representam um aumento de 49,2% em relação ao mesmo período de 2021.

Destacamos os investimentos realizados pela CPFL Energia no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 1.137 milhões durante o 2T22 e de R\$ 2.112 milhões no 1S22, destinados principalmente a obras de atendimento ao cliente e expansão do setor, juntamente com melhorias e modernização.

3.3.2) Investimentos Previstos

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

Investimentos Previstos (R\$ milhões)¹



Notas:

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

4) MERCADO DE CAPITAIS

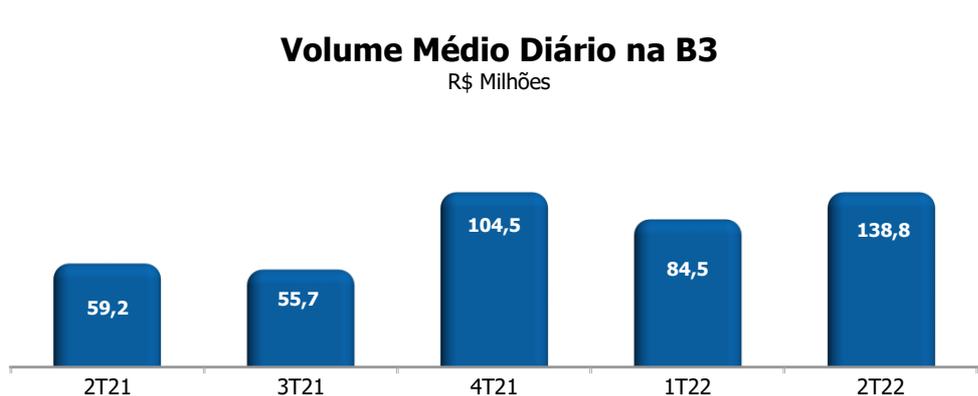
4.1) Desempenho das Ações

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

B3				
Data	CPFE3	IEE	IBOV	
30/06/2022	R\$ 30,88	78.787	98.542	
31/12/2021	R\$ 26,83	76.305	104.822	
30/06/2021	R\$ 26,91	80.452	126.802	
Var. Tri	15,1%	3,3%	-6,0%	
Var. 12M	14,8%	-2,1%	-22,3%	

4.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação da CPFL Energia no 2T22 foi de R\$ 138,8 milhões, representando um aumento de 134,4% em relação ao 2T21.



5) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG

5.1) Plano de Sustentabilidade (2020-2024)

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

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

5.2) Principais Indicadores ESG alinhados ao Plano

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

2T22

 ENERGIAS SUSTENTÁVEIS - Buscando a menor pegada ambiental possível					
Tema	Indicador	Unidade	2T22	2T21	Var.
Energia renovável	Total de energia gerada por fontes renováveis	GWh	3.389	2.377	42,6%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	1.995	844	136,3%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	453	221	105,1%
	↳ Solar	GWh	0,0	0,3	-91,5%
	↳ Eólica	GWh	666	968	-31,2%
	↳ Biomassa	GWh	275	344	-19,9%
Economia circular	Nº de transformadores reformados	unidade	2.722	2.748	-0,9%
	Volume de alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa	toneladas	2.269	1.747	29,9%
Recursos naturais	Consumo de água (prédios administrativos)	1.000 m ³	19	24	-21,2%
	Consumo de energia (prédios administrativos)	MWh	8.720	8.641	0,9%


SOLUÇÕES INTELIGENTES - Oferecendo soluções para o futuro da energia

Tema	Indicador	Unidade	2T22	2T21	Var.
Smart Grid	% de carga de energia telemedida	%	57,7%	57,1%	1,1%
	Número de religadores automáticos instalados	unidade	15.335	13.788	11,2%
Digitalização	% de digitalização dos canais de atendimento	%	90,0%	88,6%	1,6%
	Número de contas digitais	milhões	4,2	4,0	3,9%
	% de faturas pagas por meio digital	%	67,4%	62,7%	7,4%
Inovação	Investimento em inovação (P&D Aneel) ¹	R\$ Milhões	12,4	14,0	-11,5%
Soluções de baixo carbono	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ Milhões	7,7	0,9	724,0%
	Número de projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável	unidade	21	18	16,7%

Notas ¹ Considera apenas os investimentos que estão 100% sob gestão da CPFL Energia


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

Tema	Indicador	Unidade	2T22	2T21	Var.
Transformação social	Investimento em ações de Eficiência Energética (PEE Aneel)	R\$ Milhões	30,1	42,0	-28,4%
	Investimento através do Instituto CPFL ¹	R\$ Milhões	0,0	0,1	-
	Número total de hospitais beneficiados pelo Programa CPFL nos Hospitais ²	nº de hospitais	287	129	122,5%
	Número de pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil pessoas	192,9	141,4	36,4%
	Número de famílias baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética (PEE Aneel)	mil famílias	1,8	6,9	-73,9%
Saúde e Segurança	Número de inspeções de segurança realizadas no quadro próprio e em contratadas	mil inspeções	7,3	6,3	16,6%
	Número de auditorias realizadas nas empresas contratadas	nº de auditorias	212	199	6,5%
	Taxa de frequência de acidentes (próprios)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	1,1	1,5	-24,0%
	Taxa de frequência de acidentes (contratadas)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	5,2	2,7	91,9%
	Número de acidentes fatais com a população	nº de acidentes	4	8	-50,0%

Notas ¹ Os investimentos do Instituto CPFL iniciam a partir do 2T

² Referente aos projetos concluídos. Contando projetos ainda em andamento o número de beneficiados é de 325


HABILITADORES

Tema	Indicador	Unidade	2T22	2T21	Var.
Ética	% de colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	82%	86%	-4,7%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Número de horas de treinamento ¹	1.000 horas	206	216	-4,6%
	% de negros na companhia	%	27,9%	25,8%	7,9%
	% de mulheres em cargos de liderança	%	21,1%	19,8%	6,6%
Transparência	Número de Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	nº	2	2	-
	Número de mulheres no Conselho de Administração	nº	1	0	-

Nota: ¹ Considera o programa de requalificação profissional

Em 12 de maio de 2022, a Sra. Liu Yanli foi eleita como membro do Conselho de Administração da CPFL Energia.

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

1S22

 ENERGIAS SUSTENTÁVEIS - Buscando a menor pegada ambiental possível					
Tema	Indicador	Unidade	1S22	1S21	Var.
Energia renovável	Total de energia gerada por fontes renováveis	GWh	5.285	5.164	2,3%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	2.680	2.228	20,3%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	873	642	36,1%
	↳ Solar	GWh	0,1	0,7	-79,1%
	↳ Eólica	GWh	1.394	1.870	-25,4%
	↳ Biomassa	GWh	337	424	-20,6%
Economia circular	Nº de transformadores reformados	unidade	5.085	5.348	-4,9%
	Volume de alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa	toneladas	3.983	3.400	17,1%
Recursos naturais	Consumo de água (prédios administrativos)	1.000 m ³	53	54	-2,1%
	Consumo de energia (prédios administrativos)	MWh	17.974	17.746	1,3%

 SOLUÇÕES INTELIGENTES - Oferecendo soluções para o futuro da energia					
Tema	Indicador	Unidade	1S22	1S21	Var.
Smart Grid	% de carga de energia telemidida	%	57,7%	57,1%	1,1%
	Número de religadores automáticos instalados	unidade	15.335	13.788	11,2%
Digitalização	% de digitalização dos canais de atendimento	%	90,0%	88,6%	1,6%
	Número de contas digitais	milhões	4,2	4,0	3,9%
	% de faturas pagas por meio digital	%	66,9%	61,6%	8,7%
Inovação	Investimento em inovação (P&D Aneel) ¹	R\$ Milhões	23,3	26,4	-11,8%
Soluções de baixo carbono	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ Milhões	10,6	1,6	560,8%
	Número de projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável	unidade	21	18	16,7%

Notas ¹ Considera apenas os investimentos que estão 100% sob gestão da CPFL Energia

 VALOR COMPARTILHADO - Maximizando nossos impactos positivos na comunidade e na cadeia de valor					
Tema	Indicador	Unidade	1S22	1S21	Var.
Transformação social	Investimento em ações de Eficiência Energética (PEE Aneel)	R\$ Milhões	51,1	73,3	-30,3%
	Investimento através do Instituto CPFL ¹	R\$ Milhões	0,0	0,1	-100,0%
	Número total de hospitais beneficiados pelo Programa CPFL nos Hospitais ²	nº de hospitais	287	129	122,5%
	Número de pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil pessoas	352,5	268,4	31,3%
	Número de famílias baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética (PEE Aneel)	mil famílias	3,8	23,4	-83,8%
Saúde e Segurança	Número de inspeções de segurança realizadas no quadro próprio e em contratadas	mil inspeções	13,6	11,4	19,1%
	Número de auditorias realizadas nas empresas contratadas	nº de auditorias	428	399	7,3%
	Taxa de frequência de acidentes (próprios)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	1,1	1,5	-24,0%
	Taxa de frequência de acidentes (contratadas)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	5,2	2,7	91,9%
	Número de acidentes fatais com a população	nº de acidentes	10	11	-9,1%

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

**HABILITADORES**

Tema	Indicador	Unidade	1S22	1S21	Var.
Ética	% de colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	82%	86%	-4,7%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Número de horas de treinamento ¹	1.000 horas	356	496	-28,2%
	% de negros na companhia	%	27,9%	25,8%	7,9%
	% de mulheres em cargos de liderança	%	21,1%	19,8%	6,6%
Transparência	Número de Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	nº	2	2	-
	Número de mulheres no Conselho de Administração	nº	1	0	-

Nota: ¹ Considera o programa de requalificação profissional

6) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS

6.1) Segmento de Distribuição

6.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Receita Operacional Bruta	12.143	11.313	7,3%	23.926	22.459	6,5%
Receita Operacional Líquida	7.751	7.522	3,0%	15.598	14.615	6,7%
Custo com Energia Elétrica	(3.934)	(4.775)	-17,6%	(8.243)	(9.317)	-11,5%
Custos e Despesas Operacionais	(2.221)	(1.728)	28,6%	(4.170)	(3.239)	28,7%
Resultado do Serviço	1.596	1.020	56,5%	3.186	2.059	54,7%
EBITDA⁽¹⁾	1.848	1.249	48,0%	3.686	2.510	46,8%
Resultado Financeiro	(367)	(2)	15540,6%	(655)	(91)	622,1%
Lucro Antes da Tributação	1.228	1.017	20,7%	2.531	1.968	28,6%
Lucro Líquido	796	664	19,8%	1.635	1.261	29,7%

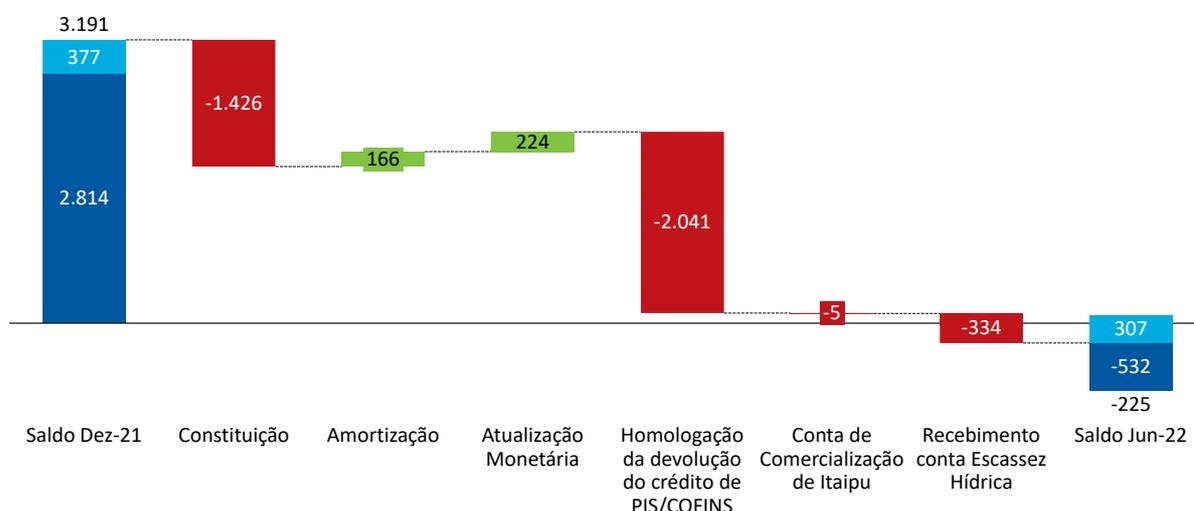
Notas:

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

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

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 30 de junho de 2022, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era negativo em R\$ 225 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2021, houve uma redução de R\$ 3.416 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo se deu pela constituição de um passivo de R\$ 1.426 milhões, principalmente nas linhas:

- (i) custos com energia elétrica (R\$ 2.014 milhões);
- (ii) Encargo do Serviço do Sistema ("ESS") e Encargo de Energia de Reserva ("EER") (R\$ 1.085 milhões);

parcialmente compensado por ativos constituídos nas linhas de:

- (iii) Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") (R\$ 688 milhões);
- (iv) sobrecontratação (R\$ 541 milhões);

- (v) repasse de Itaipu (R\$ 418 milhões); e
 (vi) demais itens (R\$ 26 milhões).

A amortização foi positiva em R\$ 166 milhões e a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 224 milhões.

Houve ainda nesse período um impacto de R\$ 2.041 milhões, referente a: (i) homologação da devolução para os consumidores do crédito de PIS/Cofins e (II) o diferimento dos processos tarifários de 2021 da Paulista e da RGE Sul. Além disso, a Aneel homologou o repasse do saldo da conta de Itaipu, no montante de R\$ 5 milhões para as distribuidoras da CPFL, decisão tomada com o intuito de mitigar o aumento das tarifas. E, por fim, houve o recebimento Conta de Escassez Hídrica e Importação de Energia e Custo do Bônus de Redução Incentivada com repasse no montante de R\$ 334 milhões.

Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Receita Operacional Bruta						
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	9.757	8.701	12,1%	21.013	18.147	15,8%
Energia Elétrica de Curto Prazo	123	502	-75,4%	214	647	-66,9%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	1.084	708	53,0%	1.997	1.293	54,5%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	88	691	-87,2%	(1.260)	943	-
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	525	389	34,7%	995	772	29,0%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	439	222	97,7%	744	481	54,7%
Outras Receitas e Rendas	153	120	28,0%	295	233	26,7%
Multas DIC e FIC	(26)	(19)	37,7%	(72)	(57)	26,1%
Total	12.143	11.313	7,3%	23.926	22.459	6,5%
Deduções da Receita Operacional Bruta						
ICMS	(1.884)	(1.776)	6,1%	(4.014)	(3.722)	7,8%
PIS e COFINS	(786)	(914)	-14,1%	(1.517)	(1.887)	-19,6%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.406)	(913)	53,9%	(2.842)	(1.925)	47,6%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(63)	(66)	-5,4%	(129)	(129)	0,2%
PROINFA	(76)	(52)	47,0%	(131)	(96)	37,2%
Bandeiras Tarifárias	(167)	(60)	177,9%	328	(67)	-
Outros	(11)	(9)	22,9%	(22)	(17)	28,7%
Total	(4.392)	(3.791)	15,8%	(8.328)	(7.843)	6,2%
Receita Operacional Líquida	7.751	7.522	3,0%	15.598	14.615	6,7%

No 2T22, a receita operacional bruta atingiu R\$ 12.143 milhões, um aumento de 7,3% (R\$ 830 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 12,1% (R\$ 1.057 milhões) na **Receita com Venda de Energia** (cativo + clientes livres), em decorrência: do reajuste tarifário médio positivo das distribuidoras, na percepção do consumidor, no período entre 2T21 e 2T22 (aumentos médios de 9,95% na RGE, em junho de 2021, de 12,40% na CPFL Piratininga, em outubro de 2021, de 8,83% na CPFL Santa Cruz, em março de 2022, e de 14,97% na CPFL Paulista, em abril de 2022);
- (ii) Aumento de 53,0% (R\$ 375 milhões) na **Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão**, que tem contrapartida nos custos operacionais;
- (iii) Aumento de 97,7% (R\$ 217 milhões) na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, decorrente dos aumentos da base e do IPCA, variando de 2,08% em 2021 para 3,18% em 2022;
- (iv) Aumento de 34,7% (R\$ 135 milhões) em **Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários**;

- (v) Aumento de 26,2% (R\$ 26 milhões) em **outras receitas e rendas**;
Parcialmente compensados pela:
- (vi) Variação de R\$ 603 milhões na contabilização do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**;
- (vii) Redução de 75,4% (R\$ 378 milhões) em **Energia Elétrica de Curto Prazo**, decorrente do PLD menor.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 4.392 milhões no 2T22, representando um aumento de 15,8% (R\$ 601 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 53,9% (R\$ 492 milhões) na **CDE**, decorrente do aumento da cota CDE Uso, principalmente na CPFL Paulista e RGE;
- (ii) Aumento de R\$ 107 milhões na contabilização das **bandeiras tarifárias**², devido à reclassificação da bandeira tarifária para o Ativo e Passivo Financeiro Setorial;
- (iii) Aumento de 18,0% (R\$ 23 milhões) nos **demais itens**;
Parcialmente compensados pela:
- (iv) Redução de 0,8% (R\$ 21 milhões) nos **impostos** (ICMS e PIS/Cofins).

A receita operacional líquida foi de R\$ 7.751 milhões no 2T22, representando um aumento de 3,0% (R\$ 229 milhões).

No 1S22, a receita operacional bruta atingiu R\$ 23.926 milhões, um aumento de 6,5% (R\$ 1.467 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 15,8% (R\$ 2.866 milhões) na **Receita com Venda de Energia** (cativo + clientes livres), em decorrência: (a) dos reajustes tarifários médios positivos das distribuidoras, na percepção do consumidor, no período entre 1S21 e 1S22; (b) da adoção da bandeira "escassez hídrica" até abril de 2022 e 2 meses de bandeira verde, comparada à adoção de 4 bandeira amarelas, 1 bandeira "vermelha patamar 1" e 1 bandeira "vermelha patamar 2" no 1S21;
- (ii) Aumento de 54,5% (R\$ 704 milhões) na **Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão**, que tem contrapartida nos custos operacionais;
- (iii) Aumento de 54,7% (R\$ 263 milhões) na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, decorrente dos aumentos da base e do IPCA, variando de 4,61% em 2021 para 5,55% em 2022;
- (iv) Aumento de 29,0% (R\$ 224 milhões) em **Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários**;
- (v) Aumento de 26,9% (R\$ 47 milhões) em **outras receitas e rendas**;
Parcialmente compensados pela:
- (vi) Variação de R\$ 2.204 milhões na contabilização do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**, variando de um ativo financeiro setorial de R\$ 943 milhões no 1S21, para um passivo financeiro setorial de R\$ 1.260 milhões no 1S22. Tal variação foi afetada também pela inclusão do saldo de bandeiras tarifárias de dezembro de 2021, antes

² Desde jan/22 as Bandeiras Tarifárias deixaram de ser contabilizadas nas Deduções da Receita Operacional Bruta e passaram a compor o saldo dos Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

contabilizadas em deduções da receita operacional, e considerado como ativo regulatório apenas na homologação das tarifas, conforme despacho ANEEL nº 2.904/21 (que aprovou a versão 2022 do MCSE), no valor de R\$ 494 milhões;

- (vii) Redução de 66,9% (R\$ 432 milhões) em **Energia Elétrica de Curto Prazo**, decorrente de PLD menor.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 8.328 milhões no 1S22, representando um aumento de 6,2% (R\$ 485 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 47,6% (R\$ 916 milhões) na **CDE**, decorrente do aumento de R\$ 790 milhões da cota CDE Uso e de um aumento de R\$ 143 milhões devido à inclusão da CDE Conta Covid;
- (ii) Aumento de 16,9% (R\$ 41 milhões) nos **demais itens**;

Parcialmente compensados pela:

- (iii) Variação de R\$ 395 milhões na contabilização das **bandeiras tarifárias**³, devido à reclassificação da bandeira tarifária para o Ativo e Passivo Financeiro Setorial;
- (iv) Redução de 1,4% (R\$ 78 milhões) nos **impostos** (ICMS e PIS/Cofins).

A receita operacional líquida foi de R\$ 15.598 milhões no 1S22, representando um aumento de 6,7% (R\$ 983 milhões).

Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	787	822	-4,2%	1.438	1.794	-19,8%
PROINFA	147	88	66,8%	317	185	71,5%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	2.397	3.174	-24,5%	4.793	5.804	-17,4%
Crédito de PIS e COFINS	(300)	(366)	-18,2%	(578)	(690)	-16,3%
Total	3.031	3.718	-18,5%	5.970	7.092	-15,8%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	697	725	-3,9%	1.406	1.482	-5,1%
Encargos de Transporte de Itaipu	66	87	-23,9%	129	170	-24,0%
Encargos de Conexão	69	50	37,8%	135	96	40,6%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	10	19,3%	22	20	10,3%
ESS / EER	152	293	-48,2%	813	685	18,7%
Crédito de PIS e COFINS	(92)	(108)	-14,6%	(232)	(227)	2,1%
Total	903	1.057	-14,6%	2.273	2.225	2,1%
Custo com Energia Elétrica	3.934	4.775	-17,6%	8.243	9.317	-11,5%

Energia comprada para revenda

No 2T22, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 3.031 milhões, uma redução de 18,5% (R\$ 686 milhões), devido principalmente a:

- (i) Redução de 24,5% na **energia adquirida em leilões, contratos bilaterais e mercado de curto prazo** (R\$ 777 milhões), devido ao menor preço médio (-21,8%) e menor quantidade física (-3,4%);
- (ii) Redução de 4,2% na **energia de Itaipu** (R\$ 35 milhões), devido à redução na quantidade física (-3,0%) e em função da variação cambial, que reduziu o preço médio

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

de energia (-1,2%);

Parcialmente compensada por:

- (iii) Aumento de 66,8% no **PROINFA** (R\$ 59 milhões);
- (iv) Redução de 18,2% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 67 milhões).

No 1S21, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 5.970 milhões, uma redução de 15,8% (R\$ 1.122 milhões), devido principalmente a:

- (i) Redução de 17,4% na **energia adquirida em leilões, contratos bilaterais e mercado de curto prazo** (R\$ 1.010 milhões), devido ao menor preço médio (-15,5%);
- (ii) Redução de 19,8% na **energia de Itaipu** (R\$ 356 milhões), em função de um menor volume de energia comprada (-17,1%) e da variação cambial, que diminuiu o preço médio dessa energia em 3,3%;

Parcialmente compensados pela:

- (iii) Aumento de 71,5% no **PROINFA** (R\$ 132 milhões);
- (iv) Redução de 16,3% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 112 milhões).

Quantidade física (GWh)	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Energia de Itaipu Binacional	2.526	2.605	-3,0%	5.022	5.192	-3,3%
PROINFA	230	257	-10,5%	448	480	-6,7%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	11.105	11.499	-3,4%	23.113	23.653	-2,3%
Total	13.861	14.361	-3,5%	28.582	29.325	-2,5%

Tarifa média (R\$/MWh)	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Energia de Itaipu Binacional	311,72	315,51	-1,2%	286,39	345,51	-17,1%
PROINFA	637,66	342,05	86,4%	706,99	384,78	83,7%
Energia Adquirida por meio de Leilão no Ambiente Regulado, Contratos Bilaterais e Energia de Curto Prazo	215,81	276,01	-21,8%	207,40	245,37	-15,5%
Total	218,68	258,86	-15,5%	208,87	241,84	-13,6%

Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

No 2T22, os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** foram de R\$ 903 milhões, representando um aumento de 14,6% (R\$ 154 milhões), devido a:

- (i) Variação de R\$ 141 milhões nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, devido principalmente ao ESS – Encargo de Serviços do Sistema. A variação desse encargo se deu em função da menor necessidade de acionamento de usinas térmicas fora da ordem de mérito no 2T22 em comparação com o 2T21, devido a melhora nas condições hidrológicas. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo aumento do EER – Encargo de Energia de Reserva, decorrente de um PLD menor;
- (ii) Redução de 3,3% (R\$ 29 milhões) nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição), principalmente devido à redução nos reajustes anuais das transmissoras, ocasionado pelo reperfilamento da RBSE;

Parcialmente compensados pelo:

- (iii) Aumento de 14,6% (R\$ 16 milhões) no **crédito de PIS/Cofins**.

No 1S22, os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** foram de R\$ 2.273 milhões, representando um aumento de 2,1% (R\$ 47 milhões), devido a:

- (i) Variação de R\$ 128 milhões nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, devido principalmente ao aumento no EER – Encargo de Energia de Reserva, decorrente de um PLD menor nesse período, parcialmente compensado pela redução do ESS –

Encargo de Serviços do Sistema, em função da menor necessidade de acionamento de usinas térmicas;

Parcialmente compensada por:

- (ii) Redução de 4,3% (R\$ 76 milhões) nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição), principalmente devido à redução nos reajustes anuais das transmissoras, ocasionado pelo reperfilamento da RBSE;
- (iii) Aumento 2,1% (R\$ 5 milhões) no **crédito de PIS/Cofins**.

PMSO

PMSO (R\$ milhões)								
	2T22	2T21	Variação		1S22	1S21	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
Pessoal	280	247	33	13,4%	534	482	53	10,9%
Material	74	50	23	46,2%	139	97	41	42,5%
Serviços de Terceiros	241	220	20	9,1%	461	434	27	6,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	234	217	17	7,7%	423	371	52	13,9%
<i>PDD</i>	88	100	(12)	-11,7%	178	154	24	15,9%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	61	39	23	59,4%	93	58	35	59,5%
<i>Baixa de Ativos</i>	36	36	(0)	-0,6%	62	73	(11)	-15,1%
<i>Outros</i>	48	42	6	13,3%	90	86	3	4,0%
Total PMSO	828	735	93	12,7%	1.557	1.384	173	12,5%

No 2T22, o **PMSO** atingiu R\$ 828 milhões, um aumento de 12,7% (R\$ 93 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 12,9% (R\$ 68 milhões) nas despesas PMSO ligadas à inflação:
 - c. Na linha de Pessoal, a variação de 13,4% (R\$ 33 milhões) é explicada não apenas pelos reajustes salariais previstos no acordo coletivo com base na inflação, mas também pelo aumento no quadro de colaboradores (+5,0%);
 - d. Em MSO, as despesas vinculadas a combustível, como frota e transporte, apresentaram um aumento 42,0% (R\$ 10 milhões); vale destacar os aumentos nos preços dos combustíveis na nossa área de concessão: diesel (+55%) etanol/gasolina (+21%).

Expurgando os efeitos citados acima, o PMSO ligado a inflação teria um aumento de 9,2% (R\$ 46 milhões), abaixo do IPCA dos últimos 12 meses (11,89%).

- (ii) Aumento de 59,4% (R\$ 23 milhões) nas despesas legais e judiciais, principalmente decorrente do maior volume de processos cíveis na RGE e na CPFL Paulista;
- (iii) Aumento de 43,6% (R\$ 14 milhões) em despesas com manutenção de linhas, redes e subestações, associadas aos esforços de Capex;
- (iv) Aumento de 12,3% (R\$ 2 milhões) em ações de cobrança;

Parcialmente compensados pela:

- (v) Redução de 11,7% (R\$ 12 milhões) na provisão para devedores duvidosos (PDD). Apesar desse resultado positivo, o índice de inadimplência sobre receita de fornecimento continua acima do nível histórico de 0,7% a 0,8%, com a inadimplência pressionada devido ao cenário macroeconômico deteriorado.

No 1S22, o **PMSO** atingiu R\$ 1.557 milhões, um aumento de 12,5% (R\$ 173 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 10,1% (R\$ 104 milhões) nas despesas com PMSO ligadas à inflação, reflexo dos mesmos fatores explicados na variação trimestral. Expurgando os efeitos de aumento do *headcount* e as despesas com combustível, a variação do PMSO ligado à inflação seria de 6,4% (R\$ 63 milhões);
- (ii) Aumento de 59,5% (R\$ 35 milhões) nas despesas legais e judiciais, principalmente decorrente do maior volume de processos cíveis e trabalhistas;
- (iii) Aumento de 15,9% (R\$ 24 milhões) na provisão para devedores duvidosos (PDD);
- (iv) Aumento de 32,2% (R\$ 20 milhões) em despesas com manutenção de linhas, redes e subestações, associadas aos esforços de Capex;
- (v) Aumento de 8,0% (R\$ 3 milhões) em ações de cobrança;

Parcialmente compensado por:

- (vi) Redução de 15,1% (R\$ 11 milhões) na baixa de ativos.

Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Custos com construção de infraestrutura	1.084	708	53,0%	1.997	1.293	54,5%
Entidade de Previdência Privada	58	56	3,9%	116	111	3,9%
Depreciação e Amortização	238	215	10,7%	472	423	11,6%
Total	1.380	979	40,9%	2.585	1.827	41,5%

EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 1.848 milhões no 2T22, um aumento de 48,0% (R\$ 599 milhões), explicado principalmente pelos reajustes tarifários entre 2T21 e 2T22, além de um maior ativo financeiro da concessão.

No 1S22, o **EBITDA** totalizou R\$ 3.686 milhões, um aumento de 46,8% (R\$ 1.176 milhões), explicado pelas mesmas razões citadas acima.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Lucro Líquido	796	664	19,8%	1.635	1.261	29,7%
Depreciação e Amortização	252	229	10,0%	500	451	10,9%
Resultado Financeiro	367	2	15540,6%	655	91	622,1%
IR/CS	433	353	22,5%	896	708	26,6%
EBITDA	1.848	1.249	48,0%	3.686	2.510	46,8%

EBITDA por Distribuidora

Distribuidoras	EBITDA por Distribuidora					
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
CPFL Paulista	798	562	42,1%	1.484	1.054	40,9%
CPFL Piratininga	303	178	70,3%	651	448	45,2%
RGE	676	441	53,1%	1.411	916	54,1%
CPFL Santa Cruz	70	67	4,7%	140	92	51,2%
EBITDA	1.848	1.249	48,0%	3.686	2.510	46,8%

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

CPFL Paulista:

O EBITDA totalizou R\$ 798 milhões no 2T22, um aumento de 42,1% (R\$ 236 milhões), explicado pelo reajuste tarifário favorecido pela alta do IGP-M, que permitiu uma atualização da parcela B de 15,65% em abril de 2022. Além disso, a atualização do ativo financeiro da concessão contribuiu com R\$ 89 milhões e outras receitas com R\$ 19 milhões. Em contrapartida, houve um aumento de R\$ 40 milhões no PMSO.

No 1S22, o EBITDA totalizou R\$ 1.484 milhões, um aumento de 40,9% (R\$ 430 milhões). O resultado positivo é explicado pelo reajuste tarifário e pela atualização do ativo financeiro da concessão, que contribuiu com R\$ 115 milhões.

CPFL Piratininga:

O EBITDA totalizou R\$ 303 milhões no 2T22, um aumento de 70,3% (R\$ 125 milhões), explicado pelo reajuste tarifário favorecido pela alta do IGP-M, que permitiu uma atualização da parcela B de 24,79% em outubro de 2021. Além disso, outras receitas contribuíram com R\$ 13 milhões. Em contrapartida, houve aumento de R\$ 14 milhões no PMSO.

No 1S22, o EBITDA totalizou R\$ 651 milhões, um aumento de 45,2% (R\$ 202 milhões). O resultado positivo é explicado pelo reajuste tarifário e pela atualização do ativo financeiro da concessão, que contribuiu com R\$ 34 milhões.

RGE:

O EBITDA totalizou R\$ 676 milhões no 2T22, um aumento de 53,1% (R\$ 234 milhões), explicado pelo reajuste tarifário favorecido pelo IGP-M, que levou a um reajuste de parcela B de 37,22% em junho de 2021. Além disso, a atualização do ativo financeiro da concessão contribuiu com R\$ 96 milhões. Em contrapartida, houve aumento de R\$ 45 milhões no PMSO.

No 1S22, o EBITDA totalizou R\$ 1.411 milhões, um aumento de 54,1% (R\$ 495 milhões), explicado pelo reajuste tarifário e pela atualização do ativo financeiro da concessão, que contribuiu com R\$ 118 milhões.

CPFL Santa Cruz:

O EBITDA totalizou R\$ 70 milhões no 2T22, um aumento de 4,7% (R\$ 3 milhões), explicado pelo reajuste tarifário de março de 2022, que reajustou a parcela B em 10,60%.

No 1S22, o EBITDA totalizou R\$ 140 milhões, um aumento de 51,2% (R\$ 47 milhões), pois no 1T21 foi registrada a reversão do ganho registrado em 2019 relativo ao processo judicial para exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e Cofins, no valor de R\$ 34 milhões, reduzindo a

base de comparação. Expurgado esse efeito, o EBITDA teria um aumento de 10,3% (R\$ 13 milhões).

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Receitas	483	237	103,8%	883	409	115,7%
Despesas	(851)	(240)	255,1%	(1.538)	(500)	207,5%
Resultado Financeiro	(367)	(2)	15540,6%	(655)	(91)	622,1%

No 2T22, o resultado financeiro registrou uma **despesa financeira líquida** de R\$ 367 milhões, um aumento de R\$ 365 milhões se comparada ao 2T21. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Aumento de 228,1% (R\$ 430 milhões) nas **despesas com a dívida líquida**, decorrente principalmente do aumento do indexador CDI e maior saldo de dívida;
- (ii) Variação negativa de R\$ 20 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa);
- (iii) Redução de 11,2% (R\$ 18 milhões) nos **acréscimos, multas moratórias e atualizações monetárias**, devido à substituição do IGP-M pelo IPCA nas faturas emitidas a partir de 01/06/2021, conforme determinação da ANEEL;

Parcialmente compensados pela:

- (iv) Variação positiva de R\$ 95 milhões na **atualização de ativos/passivos financeiros setoriais**;
- (v) Variação positiva de R\$ 8 milhões nas **demais receitas e despesas financeiras**.

No 1S22, o resultado financeiro registrou uma **despesa financeira líquida** de R\$ 655 milhões, aumento de R\$ 564 milhões se comparada ao 1S21. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Aumento de 194,6% (R\$ 718 milhões) nas **despesas com a dívida líquida**, decorrente principalmente do aumento no indexador CDI e maior saldo de dívida;
- (ii) Redução de 14,3% (R\$ 44 milhões) nos **acréscimos, multas moratórias e atualizações monetárias**, devido à substituição do IGP-M pelo IPCA;
- (iii) Variação negativa de R\$ 42 milhões nas **demais receitas e despesas financeiras**;
- (iv) Variação negativa de R\$ 5 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa);

Parcialmente compensados pela:

- (vi) Variação positiva de R\$ 245 milhões na **atualização de ativos/passivos financeiros setoriais**.

Lucro Líquido

O **lucro líquido** totalizou R\$ 796 milhões no 2T22, um aumento de 19,8% (R\$ 132 milhões). No 1S22, o **lucro líquido** totalizou R\$ 1.635 milhões, um aumento de 29,7% (R\$ 374 milhões). Esses resultados refletem o aumento do EBITDA, parcialmente compensados pela piora no resultado financeiro, devido às maiores despesas com dívida líquida.

6.1.2) Eventos Tarifários

Datas de referência

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

Reajustes Tarifários Anuais e Revisões Tarifárias Extraordinárias em 2021 e 2022

Reajustes tarifários anuais (RTAs)				
Reajustes tarifários anuais (RTAs)	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	3.017	3.018	3.045	2.966
Reajuste	7,82%	12,77%	8,72%	14,78%
Parcela A	5,44%	7,27%	4,07%	2,11%
Parcela B	2,69%	4,27%	3,53%	6,05%
Componentes Financeiros	-0,31%	1,23%	1,12%	6,62%
Efeito para o consumidor¹	8,83%	14,97%	10,98%	12,40%
Data de entrada em vigor	22/03/2022	08/04/2022	22/06/2022	23/10/2021

Revisões Tarifárias Extraordinárias		
Revisões Tarifárias Extraordinárias	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista
Resolução Homologatória	3.059	3.058
Componentes Financeiros	-2,32%	-2,44%
Efeito para o consumidor¹	6,51%	12,53%
Data de entrada em vigor	12/07/2022	12/07/2022

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

6.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Segmento de Comercialização (R\$ Milhões)						
	2T22	2T21	Var %	1S22	1S21	Var.
Receita Operacional Bruta	651	657	-0,9%	1.256	1.333	-5,8%
Receita Operacional Líquida	549	621	-11,7%	1.082	1.214	-10,8%
Custo com Energia Elétrica	(539)	(573)	-6,0%	(1.113)	(1.138)	-2,2%
Custos e Despesas Operacionais	(16)	(15)	6,8%	(29)	(26)	11,0%
Resultado do Serviço	(6)	33	-	(60)	50	-
EBITDA¹	(5)	34	-	(58)	52	-
Resultado Financeiro	(55)	47	-	(103)	63	-
Lucro Antes da Tributação	(61)	81	-	(163)	113	-
Lucro Líquido	(60)	52	-	(146)	74	-

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

Item extraordinário: no 2T21, foram reconhecidos R\$ 45 milhões nas deduções da Receita Bruta e R\$ 40 milhões a título de atualização monetária no resultado financeiro, relativos ao processo judicial movido pela CPFL Brasil para exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/Cofins, em alinhamento com a auditoria externa.

DRE Consolidado - Segmento de Serviços (R\$ Milhões)						
	2T22	2T21	Var %	1S22	1S21	Var.
Receita Operacional Bruta	288	225	28,0%	541	442	22,6%
Receita Operacional Líquida	265	205	29,1%	498	404	23,3%
Custos e Despesas Operacionais	(219)	(164)	33,6%	(405)	(325)	24,5%
Resultado do Serviço	46	41	11,4%	94	79	18,8%
EBITDA¹	55	50	11,6%	112	95	18,4%
Resultado Financeiro	1	1	116,7%	1	1	79,5%
Lucro Antes da Tributação	47	42	12,8%	95	80	19,3%
Lucro Líquido	36	31	14,5%	71	60	19,6%

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

6.3) Segmento de Geração



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

DRE Consolidado - Segmento de Geração (R\$ Milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Receita Operacional Bruta	956	936	2,1%	1.839	1.750	5,1%
Receita Operacional Líquida	885	869	1,8%	1.700	1.623	4,8%
Custo com Energia Elétrica	(114)	(121)	-5,4%	(254)	(223)	14,0%
Custos e Despesas Operacionais	(325)	(303)	7,3%	(624)	(584)	6,9%
Resultado do Serviço	446	446	0,1%	822	816	0,7%
Equivalência Patrimonial	126	91	38,5%	241	182	32,6%
EBITDA¹	757	714	6,0%	1.430	1.351	5,8%
Resultado Financeiro	(147)	(57)	156,9%	(284)	(109)	161,6%
Lucro Antes da Tributação	426	480	-11,3%	778	888	-12,4%
Lucro Líquido	365	388	-5,8%	659	726	-9,2%

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 2T22, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 956 milhões, um aumento de 2,1% (R\$ 20 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 885 milhões, registrando um aumento de 1,8% (R\$ 16 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de 2,9% (R\$ 27 milhões) no **Suprimento de Energia Elétrica**;
Parcialmente compensado por:
 - Aumento de 6,0% (R\$ 4 milhões) em **Deduções da Receita Operacional**, principalmente em impostos (PIS/COFINS);
 - Redução de R\$ 4 milhões em **Outras Receitas**;
 - Redução de R\$ 3 milhões em **Fornecimento de Energia**.

No 1S22, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 1.839 milhões, um aumento de 5,1% (R\$ 89 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 1.700 milhões, registrando um aumento de 4,8% (R\$ 77 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de 5,2% (R\$ 90 milhões) no **Suprimento de Energia Elétrica**;
- Aumento de R\$ 4 milhões em **Outras Receitas**;
Parcialmente compensados por:
 - Aumento de 8,7% (R\$ 11 milhões) em **Deduções da Receita Operacional**, principalmente em impostos (PIS/COFINS);
 - Redução de 81,9% (R\$ 6 milhões) em **Fornecimento de Energia**.

Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica Consolidado - R\$ milhões						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Energia de curto prazo	15	49	-69,8%	31	80	-61,9%
Energia Comprada em Contratos Bilaterais, ACR e ACL	63	35	81,7%	152	77	97,0%
Crédito de PIS e COFINS	(5)	(3)	49,2%	(12)	(7)	81,2%
Energia Comprada para Revenda	74	81	-9,1%	171	151	13,2%
Encargos da Rede Básica	29	25	14,3%	61	54	13,7%
Encargos de Conexão	3	3	5,0%	6	6	6,9%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	10	8	15,1%	19	15	25,5%
ESS/EER	0	4	-98,3%	0	0	85,6%
Crédito de PIS e COFINS	(1)	(1)	5,7%	(3)	(3)	12,2%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	40	40	2,2%	83	72	15,7%
Custo com Energia Elétrica	114	121	-5,4%	254	223	14,0%

No 2T22, o Custo com Energia Elétrica atingiu R\$ 114 milhões, o que representa uma redução de 5,4% (R\$ 7 milhões) comparado ao 2T21, devido a:

- (i) Redução de 69,8% (R\$ 34 milhões) no **custo com energia de curto prazo**, devido principalmente à redução no preço médio de compra (-75,5%);
- (ii) Aumento de 49,2% (R\$ 2 milhões) em **Créditos de PIS e COFINS**;

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- (iii) Aumento de 81,7% (R\$ 28 milhões) no **custo com energia adquirida em contratos bilaterais, ACR e ACL**, devido ao aumento na quantidade física (+12,3%) e no preço médio de compra (+61,8%);
- (iv) Aumento de 2,2% (R\$ 1 milhão) nos **Encargos de Uso do Sistema de Distribuição**.

No 1S22, o Custo com Energia Elétrica atingiu R\$ 254 milhões, o que representa um aumento de 14,0% (R\$ 31 milhões) comparado ao 1S21, devido a:

- (i) Aumento de 97,0% (R\$ 75 milhões) no **custo com energia adquirida em contratos bilaterais, ACR e ACL**, devido ao aumento na quantidade física (+65,5%) e no preço médio (+19,0%);
- (ii) Aumento de 15,7% (R\$ 11 milhões) nos **Encargos de Uso do Sistema de Distribuição**;

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- (iii) Redução de 61,9% (R\$ 50 milhões) no **custo com energia de curto prazo**, devido principalmente à redução no preço médio de compra (-67,9%);
- (iv) Aumento de 81,2% (R\$ 5 milhões) em **Créditos de PIS e COFINS**.

Quantidade física (GWh)	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Energia de curto prazo	612	497	23,1%	939	789	18,9%
Energia Adquirida por meio de Contratos Bilaterais e no Ambiente de Contratação Livre - ACL	671	598	12,3%	2.080	1.257	65,5%
Total	1.283	1.095	17,2%	3.018	2.046	47,5%
Preço médio (R\$/MWh)	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Energia de curto prazo	24,30	99,04	-75,5%	32,56	101,51	-67,9%
Energia Adquirida por meio de Contratos Bilaterais e no Ambiente de Contratação Livre - ACL	94,39	58,34	61,8%	73,19	61,48	19,0%
Total	60,97	76,81	-20,6%	60,55	76,93	-21,3%

PMSO

PMSO (R\$ milhões)								
	2T22	2T21	Variação		1S22	1S21	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
Pessoal	39	33	6	19,5%	79	65	14	22,1%
Material	11	7	3	44,9%	19	11	9	81,0%
Serviços de Terceiros	56	60	(4)	-7,0%	104	105	(1)	-0,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	34	25	9	38,5%	53	48	5	10,5%
<i>Baixa de Ativos</i>	0	1	(1)	-81,4%	(0)	2	(2)	-
<i>Prêmio do Risco do GSF</i>	6	6	1	10,1%	12	11	1	10,4%
<i>Despesas legais e judiciais</i>	1	1	0	22,7%	1	2	(1)	-38,8%
<i>Outros</i>	27	17	9	54,3%	39	33	7	20,4%
Total PMSO	139	124	15	12,0%	255	228	27	11,8%

No 2T22, o PMSO atingiu R\$ 139 milhões, um aumento de 12,0% (R\$ 15 milhões) em relação ao 2T21. A alta é explicada principalmente por:

- (i) aumento de 38,5% (R\$ 9 milhões) nos **outros custos e despesas operacionais**, com destaque para arrendamentos e aluguéis (R\$ 4 milhões) e seguros (R\$ 1 milhão), entre outros;
- (ii) aumento de 19,5% (R\$ 6 milhões) em despesas com **Pessoal** devido principalmente aos reajustes salariais previstos no acordo coletivo com base na inflação e também pelo aumento no quadro de colaboradores (+7,6%);

Parcialmente compensados por:

- (iii) redução em de 1,3% (R\$ 1 milhão) em **Material e Serviços de Terceiros**.

No 1S22, o PMSO atingiu R\$ 255 milhões, um aumento de 11,8% (R\$ 27 milhões), explicado principalmente pela alta de 12,1% (R\$ 22 milhões) nas linhas de **Pessoal, Material e Serviços de Terceiros**, que foi impulsionada pelo acordo coletivo, o maior número de colaboradores e a intensificação de atividades de manutenção dos ativos. **Outros custos e despesas operacionais** tiveram um aumento de 10,5% (R\$ 5 milhões), principalmente devido a arrendamentos e aluguéis.

Tanto no trimestre quanto no acumulado do ano, as despesas com PMSO estão alinhadas à variação do IPCA nos últimos 12 meses (11,89%).

Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Entidade de Previdência Privada	1	1	-26,1%	2	2	3,4%
Depreciação e Amortização	142	135	5,4%	283	270	5,0%
Amortização do Intangível da Concessão	42	42	0,4%	84	84	-0,4%
Total	185	178	4,0%	369	356	3,7%

Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
	2T22	2T21	Var. %	1S22	1S21	Var. %
Projetos						
UHE Barra Grande	(2)	(3)	-36,0%	(1)	(5)	-76,2%
UHE Campos Novos	56	42	35,0%	108	86	25,5%
UHE Foz do Chapecó	50	38	31,1%	91	72	27,4%
UTE Epasa	22	14	54,2%	43	29	45,9%
Total	126	91	38,5%	241	182	32,6%

Notas:

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

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

Abaixo as principais variações de cada projeto:

Barra Grande:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
BARRA GRANDE	2T22	2T21	Var. %	1S22	1S21	Var. %
Receita Líquida	21	21	-1,3%	42	37	13,5%
Custos/Desp. Operacionais	(12)	(16)	-22,1%	(24)	(24)	-3,4%
Depreciação e Amortização	(4)	(3)	11,4%	(7)	(6)	12,8%
Resultado Financeiro	(8)	(8)	-0,8%	(13)	(15)	-17,0%
IR/CS	1	2	-63,1%	1	4	-82,2%
Lucro Líquido	(2)	(3)	-36,0%	(1)	(5)	-76,2%

No 2T22, a receita líquida permaneceu praticamente estável no período, enquanto os custos e despesas operacionais tiveram uma redução de 22,1% (R\$ 3 milhões), devido principalmente à redução na quantidade e no preço de energia comprada. A despesa financeira líquida permaneceu praticamente estável no período, devido principalmente à renda de aplicações financeiras, em função do maior saldo de caixa e da alta do CDI, compensada pelas despesas com UBP, indexadas por IGP-M.

No 1S22, a receita líquida apresentou um aumento de 13,5% (R\$ 5 milhões), enquanto os custos e despesas operacionais permaneceram estáveis no período. A despesa financeira líquida teve redução de 17,0% (R\$ 3 milhões), devido principalmente à renda de aplicações financeiras, em função do maior saldo de caixa e da alta do CDI.

Campos Novos:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
CAMPOS NOVOS	2T22	2T21	Var. %	1S22	1S21	Var. %
Receita Líquida	121	98	23,2%	236	192	22,8%
Custos/Desp. Operacionais	(28)	(28)	-0,9%	(55)	(47)	17,7%
Depreciação e Amortização	(7)	(6)	11,4%	(14)	(12)	11,4%
Resultado Financeiro	(0)	(2)	-88,0%	(3)	(4)	-21,0%
IR/CS	(29)	(21)	39,4%	(56)	(44)	27,4%
Lucro Líquido	56	42	35,0%	108	86	25,5%

No 2T22, a receita líquida apresentou um aumento de 23,2% (R\$ 23 milhões), principalmente em função do reajuste de contratos, por IGP-M e dólar, que ocorre principalmente nos meses

de abril e outubro. Os custos e despesas operacionais permaneceram estáveis no período. A despesa financeira líquida teve redução de R\$ 1 milhão.

No 1S22, a receita líquida apresentou um aumento de 22,8% (R\$ 44 milhões), principalmente em função do reajuste de contratos, enquanto os custos e despesas apresentaram aumento de 17,7% (R\$ 8 milhões). A despesa financeira líquida teve redução de 21,0% (R\$ 1 milhão), em função do maior saldo de caixa e da alta do CDI.

Foz do Chapecó:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
FOZ DO CHAPECO	2T22	2T21	Var. %	1S22	1S21	Var.%
Receita Líquida	146	133	9,7%	289	255	13,5%
Custos/Desp. Operacionais	(25)	(25)	-0,5%	(64)	(54)	18,0%
Depreciação e Amortização	(14)	(15)	-9,6%	(28)	(27)	3,4%
Resultado Financeiro	(29)	(35)	-15,4%	(57)	(65)	-13,0%
IR/CS	(26)	(20)	32,6%	(47)	(37)	27,7%
Lucro Líquido	50	38	31,1%	91	72	27,4%

No 2T22, a receita líquida apresentou um aumento de 9,7% (R\$ 13 milhões), principalmente em função do aumento da quantidade de energia suprida. Os custos e despesas operacionais permaneceram estáveis no período. Na despesa financeira líquida, houve redução de 15,4% (R\$ 5 milhões), devido principalmente à renda de aplicações financeiras, em função do maior saldo de caixa e da alta do CDI, parcialmente compensado pelo aumento nos encargos de dívidas.

No 1S22, a receita líquida apresentou um aumento de 13,5% (R\$ 34 milhões), principalmente em função de reajustes contratuais, em sua maior parte por IGP-M, e aumento na quantidade de energia suprida. Os custos e despesas operacionais apresentaram aumento de 18,0% (R\$ 10 milhões). Na despesa financeira líquida, houve redução de 13,0% (R\$ 8 milhões), devido principalmente à renda de aplicações financeiras, em função do maior saldo de caixa e da alta do CDI, parcialmente compensado pelo aumento nos encargos de dívidas.

Epasa:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
EPASA	2T22	2T21	Var. %	1S22	1S21	Var.%
Receita Líquida	40	113	-64,5%	79	207	-62,0%
Custos/Desp. Operacionais	(7)	(82)	-90,9%	(13)	(145)	-91,2%
Depreciação e Amortização	(12)	(12)	0,1%	(24)	(24)	0,0%
Resultado Financeiro	4	0	-	7	(1)	-
IR/CS	(3)	(4)	-20,2%	(7)	(8)	-10,7%
Lucro Líquido	22	14	54,2%	43	29	45,9%

No 2T22, a receita líquida apresentou uma redução de R\$ 73 milhões e os custos e despesas operacionais tiveram redução de R\$ 75 milhões, em função do menor volume de geração. Houve uma receita financeira líquida de R\$ 4 milhões, devido ao maior saldo de caixa e alta do CDI.

No 1S22, a receita líquida apresentou uma redução de R\$ 128 milhões e os custos e despesas operacionais tiveram redução de R\$ 133 milhões, em função do menor volume de geração. Houve uma receita financeira líquida de R\$ 7 milhões, comparada a uma despesa líquida de R\$ 1 milhão no 1S21, devido ao maior saldo de caixa e alta do CDI, além da menor despesa com dívida.

EBITDA

No 2T22, o **EBITDA** foi de R\$ 757 milhões, um aumento de 6,0% (R\$ 43 milhões), devido principalmente aos reajustes contratuais, parcialmente compensados pelo pior desempenho da geração eólica.

No 1S22, o **EBITDA** foi de R\$ 1.430 milhões, um aumento de 5,8% (R\$ 78 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos mesmos fatores que impactaram o trimestre.

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Lucro Líquido	365	388	-5,8%	659	726	-9,2%
Depreciação e Amortização	184	177	4,2%	367	354	3,7%
Resultado Financeiro	147	57	156,9%	284	109	161,6%
Imposto de Renda / Contribuição Social	60	92	-34,4%	118	162	-26,9%
EBITDA	757	714	6,0%	1.430	1.351	5,8%

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Receitas	41	30	34,0%	70	61	15,5%
Despesas	(188)	(88)	114,2%	(355)	(170)	109,2%
Resultado Financeiro	(147)	(57)	156,9%	(284)	(109)	161,6%

No 2T22, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 147 milhões, um aumento de 156,9% (R\$ 90 milhões), devido principalmente às maiores despesas com a dívida líquida (R\$ 93 milhões).

No 1S22, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 284 milhões, um aumento de 161,6% (R\$ 176 milhões), devido principalmente às maiores despesas com a dívida líquida (R\$ 165 milhões).

Imposto de Renda e Contribuição Social

No 2T22, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 60 milhões, uma redução de 34,4% (R\$ 32 milhões), com uma alíquota efetiva de 14,2%, comparada a 19,2% no 2T21. Isso se deve principalmente pelo melhor desempenho dos projetos contabilizados por equivalência.

No 1S22, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 118 milhões, redução de 36,9% (R\$ 44 milhões), com uma alíquota efetiva de 16,0%, comparada a 18,9% no 1S21, pelas mesmas razões citadas acima.

Lucro Líquido

No 2T22, o **lucro líquido** foi de R\$ 365 milhões, uma redução de 5,8% (R\$ 23 milhões), reflexo principalmente da perda registrada no resultado financeiro, em função das maiores despesas com dívida líquida.

No 1S22, o **lucro líquido** foi de R\$ 659 milhões, uma redução de 9,2% (R\$ 67 milhões), também em função do aumento do CDI.

6.4) Segmento de Transmissão

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

DRE Consolidado - Segmento de Transmissão (R\$ Milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Receita Operacional Bruta	567	52	992,3%	1.029	104	885,6%
Receita Operacional Líquida	496	48	944,1%	891	96	833,1%
Custos e Despesas Operacionais	(307)	(34)	812,3%	(578)	(69)	734,5%
Resultado do Serviço	189	14	1262,9%	314	26	1092,4%
EBITDA¹	202	14	1351,3%	340	26	1193,1%
Resultado Financeiro	(103)	(0)	40074,3%	6	0	44191,0%
Lucro Antes da Tributação	87	14	540,7%	321	26	1121,6%
Lucro Líquido	136	11	1094,6%	284	22	1184,2%

Notas:

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

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

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

6.4.1) CPFL Transmissão

6.4.1.1) Temas Regulatórios

Revisão Tarifária Periódica ("RTP")

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

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

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

Nesse sentido, em 30 de junho de 2020, foi publicada a Resolução Homologatória ("REH") nº 2.709, que homologou o resultado provisório da RTP da RAP do Contrato de Concessão nº 055/2001-ANEEL, com vigência a partir de 1º de julho de 2018. O resultado foi provisório uma vez que a Base de Remuneração Regulatória ("BRR") encontrava-se em caráter preliminar, sem a consolidação da fiscalização conduzida pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF). Dessa forma, ficou consignado que os valores definitivos seriam processados após a conclusão das atividades de fiscalização da BRR e que, os ajustes necessários e consequentes efeitos financeiros seriam considerados em reajuste tarifário subsequente, ocorrido com a REH nº 2.725/2020. O índice de reposicionamento provisório da RAP revisada (ativos que entraram em operação até 31 de janeiro de 2018) em 2020 foi **7,17%**.

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

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

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

Portaria MME 120/2016 – RBSE

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

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

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

Na REH de reajuste do ciclo 2021/2022, a ANEEL procedeu com o recálculo do saldo devedor, constituído pelo custo de capital remunerado à taxa de custo de capital próprio (“ke”) até a data do início do efetivo pagamento (1º de julho de 2020).

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

Em maio de 2021 foram apresentados pedidos de reconsideração, sob a alegação de supostos erros materiais, em desfavor da Resolução Homologatória ANEEL, ciclo 2021/2022, que tratou do “reperfilamento”. Em junho de 2022, a Superintendência Técnica da ANEEL propôs Nota

Técnica acerca dos pedidos de reconsideração. A partir de então, a CPFL e as demais Transmissoras afetadas, via ABRATE, tem atuado em conjunto demonstrando que a escolha metodológica adotada pela Agência em 2020 é correta. O assunto ainda depende de deliberação da Diretoria Colegiada da ANEEL.

Reajuste Tarifário Anual ("RTA")

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

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

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

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

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

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

O Contrato de concessão nº 080/2002 foi reajustado pelo IGP-M, com incremento de 10,7%, totalizando R\$ 22 milhões. A Parcela de Ajuste foi negativa na ordem de R\$ 0,7 milhões, referente a devolução da receita recebida antecipadamente.

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

A receita da controlada TESB - Contrato de Concessão nº 001/2011 somada a Parcela de Ajuste para o ciclo 2022/2023 totaliza R\$ 24,1 milhões:

- (i) Reposicionamento da Receita após a Revisão Tarifária em R\$ 5,8 milhões, relativos aos ativos do ciclo 2021/2022;
- (ii) Parcela de Ajuste negativa na ordem de R\$ 3,9 milhões, devido a devolução de receita recebida antecipadamente e aos descontos previstos na REN 905/2020 para instalações classificadas como RBF ou DITC que entraram em operação comercial com pendência não impeditiva própria.

Reajuste Tarifário Ciclo 2022/2023			
REH 2959/2021 (*)	Parcela de Ajuste	Reposicionamento RTP	REH 3067/2022
22.073	(3,915)	5.851	24.009

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

Reajuste Tarifário Ciclo 2022/2023								
Contrato de Concessão	RBSE	RBNI	RBL	Parcela de Ajuste	RPC	RCDM	RMEL	Total 2022 (*)
055/2001	579.904	139.646	-	(16.359)	133.692	71.972	8.383	917.240
080/2002	-	-	22.437	(704)	-	-	-	21.733
001/2011	-	-	25.214	(3.915)	-	-	-	21.299
	579.905	139.647	47.652	(20.979)	133.693	71.972	8.383	960.273

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

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

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

Contrato de Concessão nº 4/2021-ANEEL

Em 31 de março de 2021, foi celebrado o Contrato de Concessão nº 4/2021-ANEEL, que regula a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica para construção, operação e manutenção das instalações de transmissão na SE 230/138 kV Cachoeirinha 3, referente ao

Lote 6 do Edital do Leilão nº 01/2020-ANEEL. A Companhia receberá pela prestação do serviço público de transmissão, a RAP no montante de R\$ 11.106.511,48 reajustados, a partir da entrada em operação dos ativos, prevista para 2024.

6.4.1.2) Resultados Regulatórios

Disclaimer:



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

A CPFL Transmissão foi adquirida e teve seus saldos incorporados ao balanço consolidado da CPFL Energia a partir de 01/10/2021. As comparações a seguir são apenas ilustrativas para efeitos de análise do seu desempenho no 2T22 x 2T21 e 1S22 x 1S21. Os valores não foram auditados e ainda estão sujeitos a alterações.

DRE Regulatório - CPFL Transmissão (R\$ Milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Receita Operacional Bruta	290	322	-10,0%	577	653	-11,6%
Receita Operacional Líquida	226	257	-12,0%	451	521	-13,5%
Custos e Despesas Operacionais	(128)	(34)	275,8%	(296)	(177)	67,4%
Equivalência Patrimonial	1	21	-95,4%	1	34	-97,2%
EBITDA	125	273	-54,4%	210	438	-52,0%
Resultado Financeiro	(71)	87	-	39	10	296,6%
Lucro Antes da Tributação	27	308	-91,2%	195	361	-46,0%
Lucro Líquido	105	159	-33,9%	208	169	23,2%

Receita Operacional

Receita Operacional - CPFL Transmissão (R\$ Milhões)						
Receita de Uso da Rede Elétrica	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Contrato de Concessão 055/2001	281	314	-10,5%	558	637	-12,4%
Contrato de Concessão 080/2002	5	4	34,1%	10	7	33,6%
Contrato de Concessão 004/2021	-	-	-	-	-	-
TESB	5	4	9,8%	9	9	5,4%
Encargos Regulatórios	(38)	(37)	3,4%	(74)	(73)	1,4%
Receita Bruta	290	322	-9,8%	577	653	-11,6%
Deduções da Receita	(64)	(66)	-2,3%	(126)	(132)	-4,4%
Receita Líquida	226	257	-12,1%	451	521	-13,5%

No 2T22, a receita operacional bruta atingiu R\$ 290 milhões, uma redução de 9,8% (R\$ 32 milhões), explicada principalmente pelo reperfilamento do componente financeiro da RBSE

(R\$ 33 milhões). Os encargos regulatórios que fazem parte da receita faturada, junto às subvenções tarifárias, ficaram estáveis no trimestre.

As deduções da receita atingiram R\$ 64 milhões no 2T22, redução de 2,3% (R\$ 2 milhões) em relação ao 2T21, justificada pela redução dos tributos PIS/COFINS, decorrente da menor receita operacional. As deduções da receita bruta referem-se aos impostos (PIS/COFINS) e encargos regulatórios (CDE, PROINFA, P&D e Taxa de Fiscalização) que são repassados na tarifa.

No 1S22, a receita operacional bruta atingiu R\$ 577 milhões, uma redução de 11,6% (R\$ 76 milhões), explicada principalmente pelo reperfilamento do componente financeiro da RBSE. Ainda no 1S22, observa-se incremento na Receita do Contrato de Concessão 080/2022 de 33,6% (R\$ 3 milhões), devido ao reajuste tarifário do último ciclo (IGP-M). Os encargos regulatórios que fazem parte da receita faturada, junto às subvenções tarifárias, ficaram estáveis, também no semestre.

As deduções da receita atingiram R\$ 126 milhões no 1S22, redução de 4,4% (R\$ 6 milhões), devido à redução dos tributos PIS/COFINS, decorrente da menor na receita operacional.

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

PMSO e Depreciação/Amortização						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Pessoal	(66)	(76)	-12,5%	(174)	(167)	4,0%
Material	(1)	(1)	0,0%	(2)	(2)	0,0%
Serviços de Terceiros	(16)	(17)	-3,5%	(31)	(38)	-19,4%
Outros	(18)	90	-	(34)	90	-
PMSO	(102)	(4)	2556,9%	(241)	(117)	106,5%
Depreciação e Amortização	(26)	(30)	-13,1%	(55)	(60)	-8,3%
TOTAL	(128)	(34)	275,8%	(296)	(177)	67,4%

O PMSO foi de R\$ 102 milhões no 2T22, um aumento de 2556,9% (R\$ 98 milhões) em relação ao 2T21, devido principalmente aos seguintes efeitos:

- (i) contabilização do ganho na alienação de ativos realizada no 2T21 (R\$ 102 milhões) – efeito extraordinário;

Parcialmente compensada por:

- (ii) redução em Pessoal, em função da implementação do Programa de Incentivo à Aposentadoria - PIA (R\$ 10 milhões).

No 2Q22, o item Depreciação e Amortização atingiu R\$ 26 milhões, uma redução de 13,1% (R\$ 4 milhões) em relação ao 2Q21.

No 1S22, o PMSO foi de R\$ 241 milhões, apresentando acréscimo de 106,5% (R\$ 124 milhões), em função dos seguintes efeitos:

- (i) contabilização do ganho na alienação de ativos realizada no 2T21 (R\$ 102 milhões) – efeito extraordinário;
- (ii) impacto da regularização do acordo coletivo de trabalho e despesas extraordinárias com redução de *headcount* (R\$ 70 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (iii) custos de compartilhamento de infraestrutura e recursos humanos referente ao período de 2013 a 2020, contabilizados no 1S21, conforme Termo de Acordo e Reconhecimento de Dívida celebrado com a CEEE-D, sendo R\$ 28 milhões em Pessoal e R\$ 10 milhões em Serviços – item extraordinário;
- (iv) impacto nas despesas correntes com pessoal, efeito de redução de *headcount* (R\$ 11 milhões).

No 1S22, o item Depreciação e Amortização atingiu R\$ 55 milhões, uma redução de 8,3% (R\$ 5 milhões) em relação ao 1S21.

Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var. %
Empreendimentos						
FOTE	-	12	-100,0%	-	17	-100,0%
TSLE	-	7	-100,0%	-	16	-100,0%
TPAE	-	-	-	-	-	-
ETAU	1	1	0,0%	1	1	0,0%
Total	1	21	-96,1%	1	34	-100,0%

No 2T22, houve redução de 96,1% no resultado de equivalência patrimonial registrado na contabilidade regulatória, resultando em uma redução de R\$ 20 milhões, justificada essencialmente pelos resultados de FOTE e TSLE no 2T21.

No 1S22, é verificada redução de 100% no resultado de equivalência patrimonial, também justificada essencialmente pelos resultados de FOTE e TSLE. Esses empreendimentos foram alienados no decorrer de 2021, fazendo parte do processo de privatização da Companhia.

EBITDA

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var.
Lucro Líquido	105	159	-33,9%	208	169	23,2%
Depreciação e Amortização	26	30	-13,1%	55	60	-8,3%
Resultado Financeiro	71	(87)	-	(39)	(10)	296,6%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(78)	171	-	(13)	219	-
EBITDA	125	273	-54,4%	210	438	-52,0%

No 2T22, o **EBITDA Regulatório** foi de R\$ 125 milhões, uma redução de 54,4% (R\$ 149 milhões), devido principalmente ao reperfilamento do componente financeiro da RBSE e à contabilização de receita na alienação de ativos (imóveis e investimentos) no 2T21 – item extraordinário.

No 1S22, o **EBITDA Regulatório** foi de R\$ 210 milhões, uma redução de 52,0% (R\$ 228 milhões), devido principalmente a:

- (i) acréscimo em PMSO ocasionado pela contabilização em 2021 de receita na alienação de ativos (imóveis e investimentos) no montante de R\$ 102 milhões;
- (ii) redução da receita líquida, justificada essencialmente pelo reperfilamento do componente financeiro da RBSE (R\$ 70 milhões);
- (iii) redução de resultado de equivalência patrimonial em R\$ 33 milhões, decorrente da alienação dos investimentos TSLE e FOTE.

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T22	2T21	Var.	1S22	1S21	Var. %
Receitas	28	93	-69,7%	154	104	47,5%
Despesas	(99)	(5)	1911,2%	(115)	(94)	22,5%
Resultado Financeiro	(71)	88	-	39	10	301,9%

No 2T22, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 71 milhões, ante uma receita financeira líquida de R\$ 88 milhões no 2T21, o que resultou em uma variação de R\$ 159 milhões, devido principalmente a:

- (i) variação cambial vinculada aos financiamentos contratados em moeda estrangeira (R\$ 107 milhões), em função da desvalorização do real frente ao dólar. Esses financiamentos foram quitados ao longo do 2T22;
- (ii) despesa financeira decorrente de cláusula contratual de pré-quitaação do financiamento com a AFD (R\$ 36 milhões);
- (iii) outros efeitos (R\$ 16 milhões).

No 1S22, o resultado financeiro foi uma **receita financeira líquida** de R\$ 39 milhões, ante uma receita financeira líquida de R\$ 10 milhões no 1S21, o que resultou em uma variação de R\$ 18 milhões, devido principalmente a:

- (i) receita de variação cambial vinculada aos financiamentos contratados em moeda estrangeira (R\$ 54 milhões), em função de valorização do real frente ao dólar no período;

Parcialmente compensada por:

- (ii) despesa financeira decorrente de cláusula contratual de pré-quitaação do financiamento com a AFD (R\$ 36 milhões).

Imposto de Renda e Contribuição Social

No 2T22, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado positivo de R\$ 78 milhões, comparada a um resultado negativo de R\$ 171 milhões no 2T21, apresentando variação de R\$ 249 milhões, justificada principalmente pelo reconhecimento de crédito tributário decorrente do tratamento da variação cambial após a quitação dos financiamentos BID e AFD (R\$ 95 milhões) e pela menor incidência de tributos, em consequência ao menor resultado do período.

No 1S22, foi registrado um resultado positivo de R\$ 13 milhões, comparado a um resultado negativo de R\$ 219 milhões, apresentando variação de R\$ 232 milhões, também impactada

pelos efeitos dos créditos tributários decorrentes do tratamento da variação cambial após a quitação dos financiamentos BID e AFD e efeito do menor resultado em comparação ao 1S21.

Lucro Líquido

No 2T22, o **lucro líquido** atingiu R\$ 105 milhões, redução de 33,9% (R\$ 54 milhões), devido principalmente à contabilização de eventos extraordinários ocorridos no 2T21 e a piora do resultado financeiro líquido em R\$ 159 milhões, parcialmente compensadas pelo efeito positivo de créditos tributários.

No 1S22, o **lucro líquido** foi de R\$ 208 milhões, aumento de 23,2% (R\$ 39 milhões), devido principalmente às mesmas razões citadas acima.

6.4.1.3) Principais Diferenças - Regulatório x IFRS

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

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

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

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

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

7) ANEXOS

As tabelas que constavam desse capítulo nas versões anteriores do Release de Resultados da CPFL Energia estão disponíveis em Excel, na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, clique [aqui](#).

Em caso de dúvidas, [Fale com o RI](#).