

Resultados 4T24/2024

Energia para um futuro
mais sustentável

VIDEOCONFERÊNCIA
27 de fevereiro de 2025

Horário: 11h00 (BRT) | 09h00 (ET)

**Videoconferência em português
com tradução simultânea para o
inglês**

[Acesse aqui](#) ou pelo QR Code





Mensagem do Presidente

Em meio aos desafios de 2024, conseguimos manter nossa consistência, apresentando mais uma vez bons resultados. Fechamos o ano com o EBITDA de R\$ 13,1 bilhões e Lucro Líquido de R\$ 5,8 bilhões, altas de 2,4% e 4,1%, respectivamente. No último trimestre de 2024, alcançamos o EBITDA de R\$ 3,3 bilhões e Lucro Líquido de R\$ 1,6 bilhão.

Continuamos com nossos investimentos em ritmo elevado, com R\$ 5,8 bilhões investidos em nossos negócios em 2024. Apenas no quarto trimestre, realizamos investimentos no total de R\$ 1,9 bilhão, um aumento de 21,7% em relação ao mesmo trimestre de 2023. Isso reforça nosso compromisso em melhorar ainda mais a performance dos ativos de distribuição, a partir da ampliação de redes e da implementação de novas tecnologias, a fim de continuar oferecendo um serviço de qualidade aos nossos clientes. Concluímos a construção da PCH Lucia Cherobim, com 28,0 MW de capacidade instalada, localizada no Paraná, que entrou em operação comercial no início de janeiro de 2025. Foram realizados também investimentos na manutenção das usinas e em reforços e melhorias nas redes de transmissão, sempre visando a excelência na gestão operacional e o crescimento sustentável da Companhia.

E as perspectivas para os próximos anos continuam muito positivas. No final de 2024, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou o novo Plano de Investimentos 2025-2029 do Grupo, que prevê a destinação de R\$ 29,8 bilhões para os negócios já existentes. Nesse Plano está incluído o Projeto B Smart, que visa a instalação de medidores inteligentes nas nossas áreas de concessão. As redes inteligentes representam uma das maiores evoluções tecnológicas que teremos no segmento de distribuição nos próximos anos e a troca de medidores é a base dessa transformação.

Quanto ao desempenho operacional em 2024, no segmento de Distribuição, as vendas de energia na área de concessão tiveram um acréscimo de 4,2%, com destaque para as classes residencial e comercial que apresentaram crescimentos expressivos, de 6,0% e 6,3%, respectivamente, favorecidas pelas temperaturas mais altas e pelo bom desempenho do emprego e da renda. No trimestre, o consumo na área de concessão aumentou 1,4%, com destaque para a classe industrial, que mostrou um crescimento de 4,3%, consequência da recuperação de alguns segmentos da indústria que são relevantes em nossa área, como o químico, borracha & plástico e automobilístico.

No segmento de Geração, o ano de 2024 foi marcado pelo *curtailment*, os cortes de geração de energia renovável impostos pelo ONS, dada a maior complexidade na operação do sistema elétrico com a expansão das fontes intermitentes. Embora o vento tenha sido 5,0% maior, em comparação com 2023, o *curtailment* gerou uma queda de 15,4% no volume de energia gerada, o que representou um impacto de R\$ 272 milhões no Ebitda de 2024.

Com relação à nossa disciplina financeira, gestão de caixa e otimização da estrutura de capital, apresentamos ao fim desse trimestre uma alavancagem de 2,07 vezes o EBITDA, no critério de medição dos *covenants* financeiros, e posição de caixa de R\$ 3,5 bilhões. Com relação aos dividendos, estamos propondo o valor de R\$ 3,22 bilhões, ou R\$ 2,79/ação, relativo ao exercício de 2024, a ser distribuído após a aprovação em AGO, prevista para ocorrer em abril.

Por fim, compartilho com vocês a atualização do nosso Plano ESG 2030. Em sua 1ª versão, o Plano continha 23 compromissos organizados em 4 pilares. Na atualização anual, que é realizada de forma integrada ao Planejamento Estratégico da Companhia, foi dado um passo importante, com a adição do 24º compromisso - Resiliência Climática, com o objetivo de endereçar a estratégia de enfrentamento a eventos climáticos. O intuito é estabelecer planos de adaptação climática para os negócios de geração, transmissão e distribuição, fortalecendo a resiliência de nossos ativos até 2030.

No âmbito institucional e regulatório, participamos de importantes discussões setoriais, como a antecipação da renovação das concessões de distribuição e a busca de uma solução para o *curtailment* no segmento de geração. Enfrentamos também enormes desafios com uma das maiores tragédias climáticas da história no Rio Grande do Sul, que afetou a operação dos nossos ativos, mas também evidenciou nossa resiliência na forte capacidade de recuperação e resposta a crises, em todos os segmentos que atuamos. Por tudo isso, podemos dizer que fomos muito bem-sucedidos em 2024 e que juntos enfrentaremos os desafios que 2025 nos trará, sempre com eficiência, disciplina e foco no cliente, para garantir os melhores resultados.

Gustavo Estrella

Presidente da CPFL Energia

Resumo dos Principais Indicadores

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Carga na Área de Concessão GWh	17.979	18.415	(436)	-2,4%	72.792	70.666	2.126	3,0%
Vendas na Área de Concessão GWh	18.559	18.309	250	1,4%	72.897	69.968	2.929	4,2%
<i>Mercado Cativo</i>	9.990	10.813	(823)	-7,6%	40.599	40.704	(105)	-0,3%
<i>Cliente Livre</i>	8.569	7.496	1.072	14,3%	32.299	29.265	3.034	10,4%
Receita Operacional Bruta	16.484	15.294	1.190	7,8%	61.085	56.722	4.363	7,7%
Receita Operacional Líquida	11.946	10.540	1.406	13,3%	42.628	39.743	2.885	7,3%
EBITDA⁽¹⁾ Consolidado	3.276	3.111	165	5,3%	13.134	12.830	304	2,4%
<i>Distribuição</i>	1.882	2.061	(179)	-8,7%	7.760	7.904	(144)	-1,8%
<i>Geração</i>	1.107	761	346	45,4%	4.026	3.726	299	8,0%
<i>Transmissão</i>	268	230	38	16,7%	1.131	981	151	15,3%
<i>Comercialização, Serviços & Outros</i>	18	59	(41)	-68,8%	217	219	(1)	-0,7%
Lucro Líquido Consolidado	1.574	1.327	247	18,7%	5.762	5.537	224	4,1%
<i>Distribuição</i>	750	880	(130)	-14,7%	2.997	3.304	(308)	-9,3%
<i>Geração</i>	652	302	350	116,0%	2.231	1.774	458	25,8%
<i>Transmissão</i>	168	141	28	19,5%	608	532	75	14,2%
<i>Comercialização, Serviços & Outros</i>	4	4	(0)	-7,5%	(74)	(73)	(1)	1,3%
Dívida Líquida⁽²⁾	26.955	24.233	2.722	11,2%	26.955	24.233	2.722	11,2%
Dívida Líquida / EBITDA ⁽²⁾	2,07	1,87	-	10,6%	2,07	1,87	-	10,6%
Investimentos ⁽³⁾	1.894	1.556	338	21,7%	5.795	5.073	722	14,2%
Preço da Ação (R\$/ação)	31,59	38,51	(6,92)	-18,0%	31,59	38,51	(6,92)	-18,0%
Volume Médio Diário	61	56	5	8,7%	63	63	0	0,0%

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 2.1 deste relatório;
- (2) No critério dos *covenants* financeiros, que considera a participação da CPFL Energia nos projetos de geração;
- (3) Não inclui obrigações especiais.



Os dados que constam desse release bem como um maior detalhamento deles 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](#).

Destques



EBITDA
R\$ 3.276
milhões (+5,3%)



Lucro Líquido
R\$ 1.574
milhões (+18,7%)



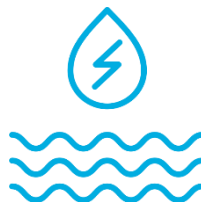
Dívida Líquida
R\$ 27,0
bilhões e alavancagem
de **2,07x** (Dívida
Líquida/ EBITDA¹)



CAPEX
R\$ 1.894
milhões (+21,7%)



**Proposta de
pagamento de
dividendos** no valor
R\$ 3.220
million, R\$ 2,79/ação



Entrada em operação
da **PCH Lucia**
Cherobim no Paraná,
com **28 MW** de **capacidade**
instalada



Atualização da Estratégia
ESG adicionando
+1 compromisso de
Resiliência Climática ao
Plano ESG 2030



Fomos certificados pela
norma internacional de
Gestão da Inovação,
a **ISO 56002**



CPFL Santa Cruz,
CPFL Paulista e CPFL
Piratininga, reconhecidas no
Prêmio Melhores em
Gestão pela FNQ - Fundação
Nacional de Qualidade

1) No critério dos *covenants* financeiros.

Índice

1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA	6
1.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....	6
1.2) Endividamento	12
1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS.....	12
1.2.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	14
1.3) Investimentos	14
1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento	14
1.3.2) Investimentos Previstos	15
2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG.....	16
2.1) Plano ESG 2030	16
2.2) Principais Indicadores	17
3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS	18
3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO	19
3.1.1) Desempenho Operacional	19
3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas Área de Concessão	19
3.1.1.2) Venda de Energia Área de Concessão	19
3.1.1.3) Inadimplência.....	20
3.1.1.4) Perdas	21
3.1.1.5) DEC e FEC.....	22
3.1.2) Eventos Tarifários.....	22
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro.....	23
3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO	28
3.2.1) Desempenho Operacional	29
3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro.....	29
3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO	33
3.3.1) Portfólio.....	33
3.3.2) Desempenho Operacional	33
3.3.3) Temas Regulatórios	34
3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro Regulatório.....	37
3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro IFRS	39
3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS	40
3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....	40
4) ANEXO	41

1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	16.484	15.294	1.190	7,8%	61.085	56.722	4.363	7,7%
Receita Operacional Líquida	11.946	10.540	1.406	13,3%	42.628	39.743	2.885	7,3%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	10.125	9.185	941	10,2%	37.033	35.072	1.961	5,6%
Custo com Energia Elétrica	(5.598)	(4.512)	(1.086)	24,1%	(19.519)	(17.669)	(1.851)	10,5%
PMSO, Previdência e PDD	(1.474)	(1.805)	331	-18,3%	(5.150)	(5.284)	134	-2,5%
Custos com construção de infraestrutura ¹	(1.671)	(1.178)	(493)	41,8%	(5.162)	(4.280)	(882)	20,6%
Equivalência Patrimonial	74	67	7	10,3%	337	319	18	5,5%
EBITDA²	3.276	3.111	165	5,3%	13.134	12.830	304	2,4%
Depreciação e Amortização	(580)	(597)	17	-2,9%	(2.303)	(2.250)	(53)	2,4%
Resultado Financeiro	(467)	(637)	170	-26,7%	(2.741)	(2.557)	(184)	7,2%
<i>Receitas Financeiras</i>	<i>390</i>	<i>440</i>	<i>(49)</i>	-11,2%	<i>1.602</i>	<i>1.935</i>	<i>(333)</i>	-17,2%
<i>Despesas Financeiras</i>	<i>(857)</i>	<i>(1.077)</i>	<i>220</i>	-20,4%	<i>(4.343)</i>	<i>(4.492)</i>	<i>149</i>	-3,3%
Lucro Antes da Tributação	2.229	1.877	352	18,8%	8.089	8.023	66	0,8%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(655)	(550)	(105)	19,1%	(2.327)	(2.486)	158	-6,4%
Lucro Líquido	1.574	1.327	247	18,7%	5.762	5.537	224	4,1%

Nota: (1) Para fins gerenciais, foi realizada uma reclassificação de R\$ 90 milhões entre as linhas de Custos com construção de infraestrutura e Material no 4T23 e 2023 devido a mudança no critério de eliminações; (2) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

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	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Efeitos não Caixa (recorrentes)								
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	312	147	165	112,7%	1.017	818	198	24,3%
Despesas legais e judiciais	(141)	(137)	(4)	2,8%	(315)	(362)	47	-13,0%
Baixa de ativos	(64)	(52)	(12)	23,2%	(176)	(164)	(12)	7,6%
Itens extraordinários								
Ajuste a Valor Justo Enercan (efeito não caixa)	56	(334)	390	-	56	(334)	390	-
Reversão de Provisão - Portaria MME nº 30 (efeito não caixa)	205	-	205	-	205	-	205	-
Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)	40	(50)	90	-	103	(50)	152	-
Impacto Enchente - Rio Grande do Sul	29	-	29	-	(112)	-	(112)	-
Ajustes TESB (efeito não caixa)	26	-	26	-	52	-	52	-
Laudo de avaliação da BRR	-	(9)	9	-	-	187	(187)	-
Antecipação de Final de Consórcio - Grupo Pedra	(219)	-	(219)	-	(219)	-	(219)	-
Acordo com fornecedor da CPFL Transmissão	-	36	(36)	-	-	36	(36)	-

Explicação dos itens extraordinários

O resultado no trimestre está impactado pelos seguintes itens extraordinários:

- └ Ajustes a Valor Justo de Enercan (efeitos não caixa):
 - a. Efeito positivo de R\$ 56 milhões no 4T24, referente a provisão para ganhos resultante de teste do valor recuperável do ativo;
 - b. Efeito negativo de R\$ 334 milhões no 4T23, referente a provisão para perdas resultante de teste do valor recuperável do ativo;
- └ Reversão de Provisão – Portaria MME nº 30 (efeito não caixa): Em 2015, foi publicada a Portaria MME nº 30, que definia novos montantes de garantia física de ativos de

geração, incluindo PCHs e CGHs da CPFL Renováveis, por meio de mecanismo de revisão de garantia física previsto na Portaria MME nº 463/2009. Uma decisão liminar, resultante de uma ação judicial questionando o mecanismo da revisão em questão, permitiu que as determinações da Portaria não fossem aplicadas, porém a CPFL, de forma conservadora, optou por provisionar um passivo correspondente a essa redução de garantia física. No final de 2024, foi publicada a Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 1.085/2024, instituindo um novo sistema para medição de vazão e indisponibilidades, que poderá corrigir a lacuna regulatória e possibilitará a proposição de uma metodologia de revisões de garantia física mais justa. Dessa forma, foi favorecida a discussão técnica, o que justifica a baixa dos saldos provisionados referentes a essa discussão, totalizando R\$ 205 milhões;

Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa):

- a. Efeito positivo de R\$ 40 milhões no 4T24, por conta da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado;
- b. Efeito negativo de R\$ 50 milhões no 4T23, por conta da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado;

Impacto das Enchentes – Rio Grande do Sul:

- a. RGE (-R\$ 10 milhões): Reversão de provisões de baixa de ativos, no montante de R\$ 12 milhões, compensada por serviços relacionados à substituição de ativos impactados, serviços de limpeza e infraestrutura, entre outros, no montante de R\$ 2 milhões. Os efeitos são líquidos de impostos;
- b. Ceran (-R\$ 16 milhões): Recebimento do seguro da UHE Monte Claro, no montante de R\$ 18 milhões, compensado por serviços de limpeza e infraestrutura, entre outros, no montante de R\$ 2 milhões;
- c. CPFL Transmissão (-R\$ 4 milhões): Reversão de provisões de baixa de ativos, no montante de R\$ 3 milhões, e de despesas de infraestrutura e manutenção, entre outras (R\$ 1 milhão);

Reversão de Provisão - TESB (Efeito não caixa): Efeito positivo de R\$ 26 milhões por conta de reversão de provisão para perdas relacionadas ao possível atraso de operação do ativo. Este efeito diz respeito ao impacto contabilizado no IFRS. No resultado regulatório do segmento de Transmissão, o efeito é de R\$ 54 milhões;

Laudo de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória ("BRR") – Efeito no 4T23: ajuste relativo à versão final do laudo de avaliação da RTP da CPFL Piratininga (R\$ 9 milhões);

Antecipação de Final de Consórcio – Grupo Pedra: Em novembro de 2024, a ANEEL autorizou a transferência das outorgas das usinas termelétricas a biomassa Bio Pedra, Bio Buriti e Bio Ipê para o Grupo Pedra. Em dezembro de 2024, todas as condições precedentes do acordo foram cumpridas, extinguindo todas as relações contratuais existentes entre as partes. O acordo gerou valor ao grupo CPFL, mas no exercício de 2024, o impacto no Ebitda foi de R\$ 219 milhões;

Acordo com fornecedor da CPFL Transmissão – Efeito no 4T23: em função do atraso na entrega das obras da TESB, a Companhia celebrou um acordo com o fornecedor responsável, tratando do ressarcimento de perdas e danos correspondentes, no valor de R\$ 83,5 milhões; parte desse valor (R\$ 47,3 milhões) foi repassado ao estado do Rio Grande do Sul, conforme previsto no Edital do Leilão de Privatização nº 01/2021 da CEEE-T, restando o benefício de R\$ 36,2 milhões no resultado do 4T23;

Para a análise do ano, o resultado está impactado também pelos seguintes itens:

- l Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa): efeito positivo de R\$ 103 milhões em 2024, considerando o efeito de R\$ 63 milhões no 1T24, comparado ao efeito negativo de R\$ 50 milhões contabilizado no ano de 2023, por conta da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado;
- l Impacto das Enchentes – Rio Grande do Sul:
 - a. RGE (R\$ 93 milhões): (i) baixa de ativos danificados, no montante de R\$ 35 milhões, principalmente medidores e equipamentos de rede de distribuição e subestação (R\$ 26 milhões) e suas respectivas baixas no ativo financeiro da concessão (R\$ 9 milhões), (ii) serviços relacionados à substituição de ativos impactados, serviços de limpeza e infraestrutura, manutenção de frota, entre outros (R\$ 24 milhões), (iii) penalidade e ultrapassagem da contratação de Rede Básica (R\$ 23 milhões) e (iv) impossibilidade de faturamento de clientes afetados pela enchente, em **valor estimado** de R\$ 12 milhões;
 - b. Ceran (R\$ 11 milhões): (i) serviços de limpeza e infraestrutura, entre outros, no montante de R\$ 26 milhões, e (ii) baixa de ativos danificados, no montante de R\$ 3 milhões, compensada pelo (iii) recebimento do seguro da UHE Monte Claro, no montante de R\$ 18 milhões;
 - c. CPFL Transmissão (R\$ 8 milhões): despesas de infraestrutura e manutenção, entre outras;
- l Reversão de Provisão - TESB (Efeito não caixa): Efeito positivo de R\$ 52 milhões por conta de reversão de provisão para perdas relacionadas ao possível atraso de operação do ativo. Este efeito diz respeito ao impacto contabilizado no IFRS. No resultado regulatório do segmento de Transmissão, o efeito é de R\$ 54 milhões;
- l Laudos de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória ("BRR") – efeitos em 2023:
 - a. CPFL Paulista (R\$ 72 milhões): valor referente ao complemento para o laudo final de avaliação;
 - b. RGE (R\$ 77 milhões): valor referente ao complemento para o laudo final de avaliação;
 - c. CPFL Piratininga (R\$ 38 milhões): Laudo preliminar (-R\$ 47 MM) no 2T23 e Laudo final (+R\$ 9 MM) no 4T23.

Os demais efeitos são os mesmos para a análise do trimestre e do ano.

Outros números relevantes para a análise do resultado

Efeitos no EBITDA Segmento de Transmissão	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
EBITDA IFRS	268	230	38	16,7%	1.131	981	151	15,3%
EBITDA Regulatório	192	263	(71)	-27,0%	844	896	(52)	-5,8%
Diferença do IFRS (-) Regulatório	77	(33)			288	85		

Efeitos no Resultado Financeiro R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Acréscimos e multas moratórias	119	103	16	15,8%	423	382	41	10,8%
Marcação a mercado (MTM) da Dívida	188	154	35	22,5%	(90)	168	(258)	-

Para o resultado financeiro é importante destacar os seguintes efeitos:

- l Acréscimos e multas moratórias: resultado positivo no ano em função do aumento na quantidade de contas recebidas em atraso, apesar da REN ANEEL nº 1.092/2024, que suspendeu a cobrança de multa e juros na RGE, no período de maio até agosto, em função

do enfrentamento da calamidade pública no estado do Rio Grande do Sul¹;

Marcação a mercado (MTM) da Dívida: no trimestre, tivemos um efeito positivo relacionado ao aumento da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado de dívida no trimestre. No ano, a despesa financeira é impactada negativamente pelo maior saldo da dívida marcado e pela redução da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado em 2024, em comparação com 2023.

Receita Operacional Líquida por Segmento

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Distribuição	9.048	8.447	601	7,1%	34.224	32.414	1.811	5,6%
Geração	1.482	1.392	90	6,5%	5.020	4.997	23	0,5%
Transmissão	679	542	137	25,3%	2.198	1.954	244	12,5%
Comercialização	1.277	651	626	96,1%	3.078	2.310	768	33,3%
Serviços	315	277	38	13,6%	1.254	1.011	242	23,9%
Eliminações e Outros	(855)	(769)	(86)	11,1%	(3.146)	(2.943)	(202)	6,9%
Receita Operacional Líquida	11.946	10.540	1.406	13,3%	42.628	39.743	2.885	7,3%

No segmento de Distribuição, a atualização do ativo financeiro da concessão compensou a redução da receita de fornecimento (Cativo + TUSD) no trimestre, impactada pelas altas temperaturas do período anterior. No ano, o efeito de temperatura foi positivo para a receita, sendo parcialmente compensada pela menor atualização do ativo financeiro da concessão.

Para mais detalhes sobre a variação da receita operacional líquida por segmento, vide **Capítulo 3 – Performance dos Negócios**.

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Itaipu	612	546	66	12,2%	2.260	2.134	126	5,9%
PROINFA	90	107	(17)	-16,1%	367	420	(54)	-12,8%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	4.182	2.754	1.428	51,8%	13.115	11.253	1.862	16,5%
Crédito de PIS e COFINS	(428)	(296)	(132)	44,6%	(1.374)	(1.223)	(150)	12,3%
Energia Comprada para Revenda	4.455	3.111	1.345	43,2%	14.368	12.583	1.784	14,2%
Encargos da Rede Básica	968	1.030	(62)	-6,0%	4.079	3.889	190	4,9%
Encargos de Transporte de Itaipu	72	103	(31)	-30,4%	362	363	(1)	-0,2%
Encargos de Conexão	27	27	(0)	-0,1%	117	108	9	7,9%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	9	23	(13)	-58,2%	42	85	(44)	-51,2%
ESS / EER	182	369	(188)	-50,8%	1.099	1.191	(92)	-7,7%
Crédito de PIS e COFINS	(115)	(151)	35	-23,4%	(547)	(551)	3	-0,6%
Encargo	1.143	1.401	(258)	-18,4%	5.152	5.085	66	1,3%
Custo com Energia Elétrica	5.598	4.512	1.086	24,1%	19.519	17.669	1.851	10,5%

Houve um crescimento nos **Custos com Energia Comprada para Revenda**, no trimestre e no ano, principalmente por conta do crescimento dos custos com **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**.

O aumento percebido nos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, no ano, decorre principalmente da variação nos encargos da Rede Básica, devido aos reajustes na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) implementados pela Resolução ANEEL nº 3.217/2023, que determinaram novas tarifas a partir de jul/23, parcialmente compensada pelos reajustes na TUST implementados pela Resolução ANEEL nº 3.349/2024, que determinaram novas tarifas a partir de jul/24.

¹ A REN ANEEL nº 1.092/24 estabeleceu, entre outras medidas, que ações de cobrança por atraso e a aplicação de multas e juros ficariam suspensas por 90 dias para os municípios do estado do Rio Grande do Sul onde foi decretado "estado de calamidade" e 30 dias para os demais municípios do estado.

Em relação aos **encargos setoriais (ESS/EER)**, a variação percebida no trimestre decorre do ESS - Encargos de Serviço do Sistema, devido ao menor nível de despachos termelétricos fora da ordem de mérito de preço ocorridos no período, e do EER (Encargo de Energia de Reserva) em função do maior PLD aplicado nas liquidações dos contratos. No ano, a variação concentra-se no EER, em decorrência do PLD.

Para mais detalhes sobre a variação do Custo com Energia Elétrica, vide **Capítulo 3 – Performance dos Negócios**.

PMSO

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Pessoal	607	604	3	0,4%	2.261	2.160	101	4,7%
Material ¹	122	110	12	10,9%	516	486	30	6,2%
Serviços de Terceiros	303	292	11	3,8%	1.068	991	77	7,8%
<i>Serviços de Terceiros</i>	318	292	26	8,8%	1.028	991	37	3,8%
<i>Serviços de Terceiros - Enchente Rio Grande do Sul</i>	(15)	-	(15)	-	40	-	40	-
Outros Custos/Despesas Operacionais	415	774	(359)	-46,4%	1.177	1.483	(307)	-20,7%
<i>PDD</i>	91	87	5	5,7%	417	277	139	50,2%
<i>Baixa de Ativos</i>	64	52	12	23,2%	176	164	12	7,6%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	141	137	4	2,8%	315	362	(47)	-13,0%
<i>Antecipação de Final de Consórcio - Grupo Pedra</i>	191	-	191	-	191	-	191	-
<i>Baixa de Ativos - Enchente Rio Grande do Sul</i>	(15)	-	(15)	-	29	-	29	-
<i>Ajustes TESB (efeito não caixa)</i>	(26)	-	(26)	-	(52)	-	(52)	-
<i>Acordo com fornecedor da CPFL Transmissão</i>	-	47	(47)	-	-	47	(47)	-
<i>Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)</i>	(40)	50	(90)	-	(103)	50	(152)	-
<i>Ajuste a Valor Justo Enercan (efeito não caixa)</i>	(56)	334	(390)	-	(56)	334	(390)	-
<i>Outros</i>	65	68	(3)	-4,1%	260	250	10	4,0%
PMSO	1.447	1.780	(334)	-18,7%	5.022	5.120	(98)	-1,9%

Nota: (1) Foi realizada uma reclassificação gerencial de R\$ 90 milhões entre as linhas de Custos com construção de infraestrutura e Material no 4T23 devido a mudanças de critérios de eliminações entre linhas.

O PMSO foi impactado por itens extraordinários que geraram um efeito positivo de R\$ 392 milhões no trimestre e de R\$ 382 milhões no ano (para mais detalhes, vide explicação no início do capítulo).

Expurgando esses itens, o PMSO teria apresentado um aumento no trimestre e no ano, respectivamente, de 4,3% (R\$ 59 milhões) e 6,1% (R\$ 284 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- MSO não ligado à inflação (aumentos de R\$ 21 milhões no trimestre e de R\$ 109 milhões no ano):** aumento na provisão para devedores duvidosos (PDD) foi o principal impacto do trimestre e do ano;
- MSO ligado à inflação (aumentos de R\$ 35 milhões no trimestre e de R\$ 73 milhões no ano) - principais impactos:** maiores despesas com manutenção de hardware/software (R\$ 3 milhões no trimestre e R\$ 32 milhões no ano) e ações de cobrança (R\$ 9 milhões no trimestre e no ano);
- Pessoal (aumentos de R\$ 3 milhões no trimestre e de R\$ 101 milhões no ano):** o crescimento no ano reflete os reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos aplicados em 2023 e 2024, além de aumento de *headcount* de 13,0% no segmento de Serviços (que representa 33% do quadro de colaboradores do grupo CPFL); cabe mencionar que esse aumento de custos no segmento de Serviços tem receita atrelada. Esse crescimento reflete também o maior *headcount* no segmento de Distribuição (+2,4%).

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	1.671	1.178	493	41,8%	5.162	4.280	882	20,6%
Entidade de Previdência Privada	27	25	3	10,7%	128	163	(35)	-21,7%
Depreciação e Amortização	580	597	(17)	-2,9%	2.303	2.250	53	2,4%
Demais Custos e Despesas Operacionais	2.279	1.800	478	26,6%	7.593	6.694	899	13,4%

EBITDA

O **EBITDA**, tanto no trimestre quanto no ano, foi impactado por efeitos extraordinários de 2023 e 2024. Expurgando esses efeitos, o desempenho seria negativo, explicado principalmente pelo aumento das restrições de geração eólica, compensado parcialmente pelo PMSO abaixo da inflação e pelo aumento da margem do segmento de Transmissão.

O EBITDA é calculado de acordo com a Resolução CVM nº 156/2022, conforme demonstrado na tabela abaixo:

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	1.574	1.327	247	18,7%	5.762	5.537	224	4,1%
Depreciação e Amortização	580	597	(17)	-2,9%	2.303	2.250	53	2,4%
Resultado Financeiro	467	637	(170)	-26,7%	2.741	2.557	184	7,2%
Imposto de Renda / Contribuição Social	655	550	105	19,1%	2.327	2.486	(158)	-6,4%
EBITDA	3.276	3.111	165	5,3%	13.134	12.830	304	2,4%

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receitas	390	440	(49)	-11,2%	1.602	1.935	(333)	-17,2%
Despesas	(857)	(1.077)	220	-20,4%	(4.343)	(4.492)	149	-3,3%
Resultado Financeiro	(467)	(637)	170	-26,7%	(2.741)	(2.557)	(184)	7,2%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(729)	(762)	33	-4,3%	(2.955)	(3.111)	156	-5,0%
Acréscimos e multas moratórias	119	103	16	15,8%	423	382	41	10,8%
Marcação a mercado	188	154	35	22,5%	(90)	168	(258)	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	(4)	3	(8)	-	(82)	66	(149)	-
Outras receitas e despesas	(40)	(135)	95	-70,0%	(36)	(62)	26	-41,7%
Resultado Financeiro	(467)	(637)	170	-26,7%	(2.741)	(2.557)	(184)	7,2%

As **despesas financeiras líquidas** diminuiram no trimestre por conta principalmente do efeito positivo da **Marcação a mercado** (aumento da curva de *spread* de risco) e menores **despesas com a dívida líquida** (menor CDI).

No ano, o aumento foi reflexo principalmente da **Marcação a mercado**, devido à redução da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado, em comparação ao que era praticado em 2023, e da **Atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, justificada principalmente pelo registro de saldo atualizável ativo em 2023 e passivo em 2024. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução das **despesas com a dívida líquida**, reflexo principalmente do menor CDI no período.

Lucro Líquido

O aumento de 18,7% do **Lucro Líquido** reflete principalmente o desempenho do **EBITDA** do trimestre, influenciado por itens extraordinários, e menores **despesas financeiras líquidas**. No ano, os efeitos positivo no EBITDA, compensados parcialmente pelas maiores **despesas financeiras líquidas**, resultam em um crescimento de 4,1% do **Lucro Líquido**.

Destinação do Lucro Líquido do Exercício

A política de dividendos da CPFL Energia estabelece que seja distribuído no mínimo 50% do lucro líquido, ajustado de acordo com a Lei das Sociedades por Ações, aos titulares de suas ações. A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

R\$ mil	2024
Luro Líquido Controladora	5.457.652
Realização de Reserva de Lucros a Realizar	3.234
Realização de Resultado Abrangente	12.050
Dividendos Prescritos	16.928
Lucro Líquido Base para Destinação	5.489.864
Reserva Legal	-
Reserva de Lucros a Realizar	874.241
Reserva de Capital de Giro	1.396.020
Dividendos Mínimos Obrigatórios	1.364.413
Dividendos Adicionais Propostos	1.855.190
Dividendo Total Proposto	3.219.603

Dividendo

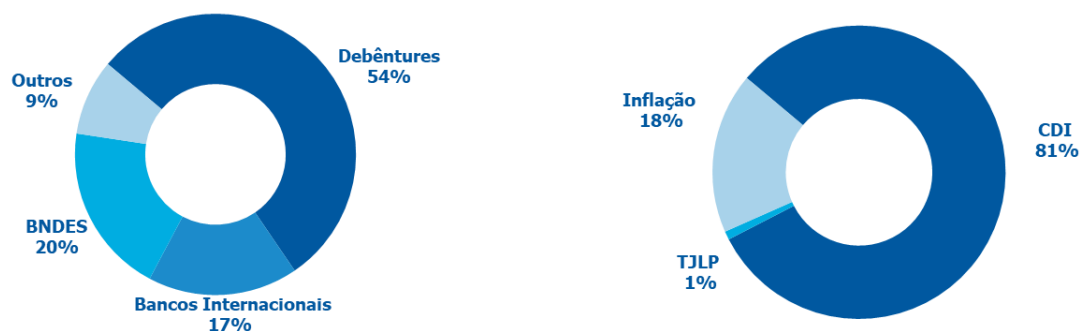
O Conselho de Administração propõe a distribuição de R\$ 3.220 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias, negociadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). O valor proposto corresponde a R\$ 2,794176750 por ação e será distribuído após a aprovação em AGO.

1.2) Endividamento

1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS

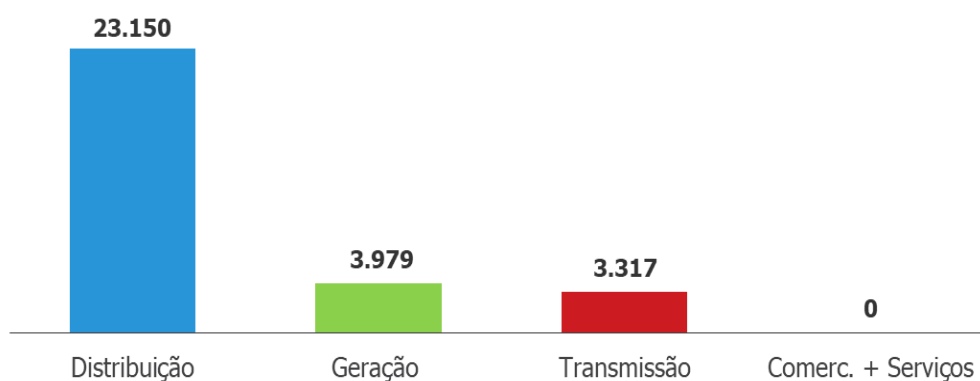
R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	30.445	29.455	(991)	3,4%
Disponibilidades	(3.547)	(5.533)	(1.986)	-35,9%
Dívida Líquida	26.898	23.922	2.976	12,4%
Custo da Dívida	12,2%	11,9%	-	2,9%

Breakdown por Fonte e por Indexação | Pós-Hedge



Para mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado, cerca de R\$ 5,4 bilhões em dívida possuem operações de **hedge**. Visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato, para as dívidas em moeda estrangeira (17,8% do total das dívidas em IFRS) foram contratadas operações de **swap**.

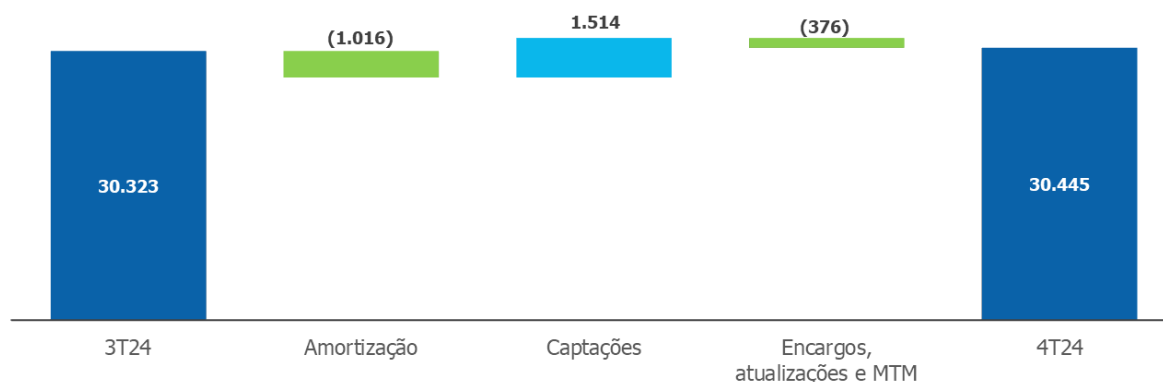
Dívida por Segmento – IFRS | R\$ milhões



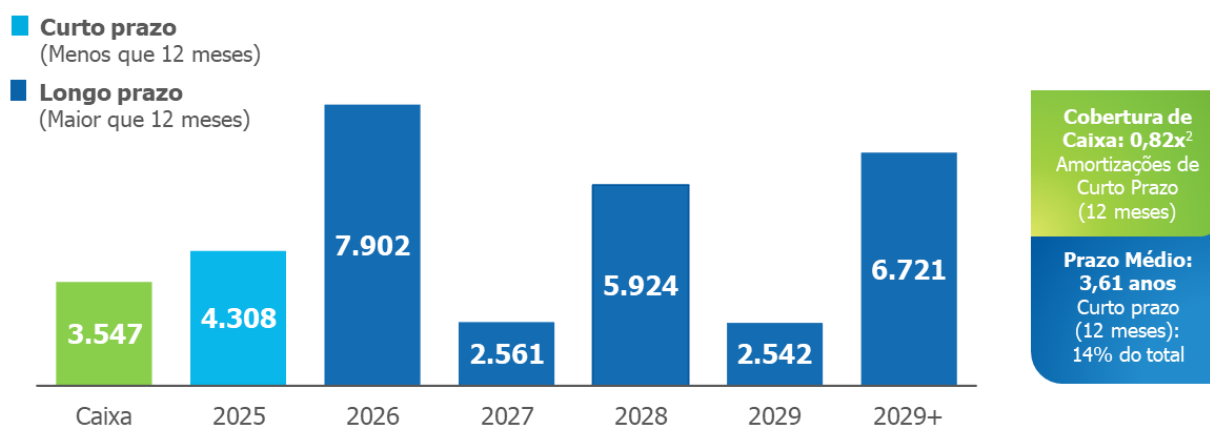
Notas:

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

Evolução do Saldo da Dívida – IFRS | 4T24



Cronograma de Amortização da Dívida¹ – IFRS | Dezembro de 2024



Notas:

- (1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos. Para se chegar ao total da dívida financeira de R\$ 30.445 milhões, faz-se a inclusão dos encargos, do efeito de Marcação a Mercado (MTM), do custo de captação e do mútuo;
(2) Caixa está considerando o saldo de TVM de R\$ 1.574 milhões.

1.2.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	30.782	29.906	876	2,9%
(-) Disponibilidades ²	(3.827)	(5.673)	1.846	-32,5%
(=) Dívida Líquida	26.955	24.233	2.722	11,2%
EBITDA <i>Proforma</i> ³	13.006	12.933	73	0,6%
Dívida Líquida / EBITDA	2,07	1,87	-	10,6%

Notas:

- (1) Considera a consolidação proporcional dos ativos de Geração e da CPFL Transmissão, além do mútuo com a SGBP;
(2) Inclui Títulos e Valores Mobiliários (TVM);
(3) EBITDA *Pro forma* no critério de apuração dos *covenants* financeiros, ajustado de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas.

A reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA *Pro Forma* está disponível na Base Histórica de Informações da CPFL Energia; para acessá-la, [clique aqui](#).

1.3) Investimentos

1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Distribuição	1.433	1.092	342	31,3%	4.544	3.793	751	19,8%
Geração	137	173	(37)	-21,0%	411	446	(36)	-8,0%
Transmissão ¹	300	257	42	16,4%	758	735	23	3,1%
Comercialização	1	2	(1)	-60,7%	3	5	(2)	-31,8%
Serviços e Outros ²	23	32	(8)	-26,5%	80	94	(15)	-15,6%
Investimentos Realizados	1.894	1.556	338	21,7%	5.795	5.073	722	14,2%

Notas:

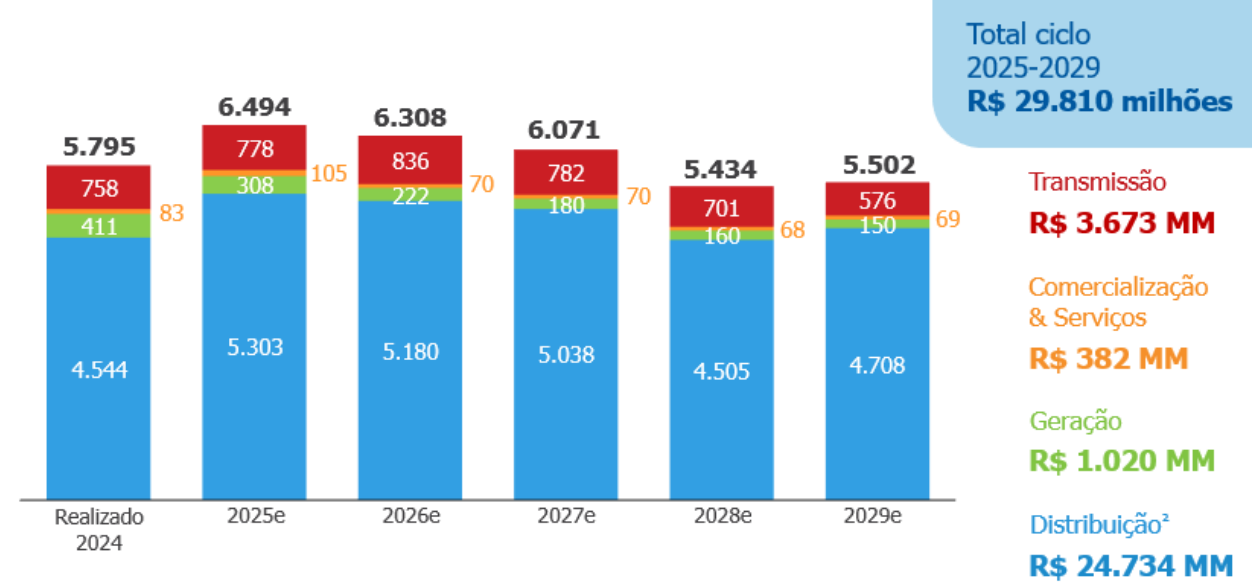
- (1) Transmissoras não possuem ativos imobilizados, assim, considera-se a adição de ativos contratuais;
(2) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

O aumento observado entre os períodos está relacionado principalmente à realização no segmento de Distribuição, com foco em obras de atendimento a clientes e plano de expansão do sistema elétrico, somado à manutenção e modernização da rede e no segmento de Transmissão, com investimentos para melhorias nas linhas. Além disso, temos uma redução no segmento de Geração em função do término da construção da PCH Cherobim.

Em 2024, os investimentos totalizaram R\$ 5.795 milhões (98% do nosso Plano de CAPEX), um aumento de 14,2% em relação a 2023, em que foram atingidos R\$ 5.073 milhões, o crescimento é explicado pelo aumento de investimentos nos segmentos de Distribuição e Transmissão, como relatados anteriormente.

1.3.2) Investimentos Previstos

Em 12 de dezembro de 2024, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para as Projeções Plurianuais 2025-2029¹ da Companhia, a qual foi previamente debatida com o Comitê de Finanças e Gestão de Riscos.



Notas:

(1) Moeda constante;

(2) Desconsiderando investimentos em Obrigações Especiais no segmento de Distribuição (entre outros financiados por consumidores).



2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG

2.1) Plano ESG 2030

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

Para isso, identificamos quatro pilares que sustentam a maneira como conduzimos nossos negócios e executamos nossa estratégia: Soluções renováveis e inteligentes, Operações sustentáveis, Valor compartilhado com a sociedade e Atuação segura e confiável.



Dentro dos pilares, assumimos 24 compromissos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODSs) das Nações Unidas. Os compromissos estão disponíveis no [site de RI](#) da CPFL Energia.



2.2) Principais Indicadores

Abaixo listamos alguns indicadores alinhados ao Plano ESG 2030:

Soluções Renováveis e Inteligentes								
Tema	Indicador	Unidade	4T24	4T23	Δ %	2024	2023	Δ %
Energia renovável	Energia gerada por fontes renováveis	GWh	4.229	5.204	-18,7%	16.699	14.889	12,2%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	2.483	3.237	-23,3%	10.393	7.938	30,9%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	431	484	-10,9%	1.686	1.854	-9,1%
	↳ Solar	GWh	0,3	0,3	13,2%	1,2	1,2	-3,4%
	↳ Eólica	GWh	1.132	1.211	-6,6%	3.631	4.054	-10,5%
	↳ Biomassa	GWh	183	272	-32,8%	988	1.041	-5,1%
Smart Grid	Religadores automáticos instalados	unidade	19.876	17.909	11,0%	19.876	17.909	11,0%
	Carga de energia teledirigida	%	56,2%	54,6%	2,9%	56,0%	56,4%	-0,8%
Inovação	Investimento em inovação P&D ANEEL	R\$ MM	31,8	20,6	54,6%	73,7	55,2	33,5%
Descarbonização	Projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável	unidade	53	67	-20,9%	53	67	-20,9%
	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ MM	1,4	0,0	0,0%	3,1	3,3	-6,1%

Operações Sustentáveis								
Tema	Indicador	Unidade	4T24	4T23	Δ %	2024	2023	Δ %
Economia circular	Transformadores reformados	unidade	2.402	2.942	-18,4%	9.876	11.611	-14,9%
	Alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa	toneladas	23.715	25.542	-7,2%	93.725	80.471	16,5%
Ecoeficiência	Consumo de água prédios administrativos	mil m³	9	29	-68,8%	37	82	-54,6%
	Consumo de energia prédios administrativos	MWh	2.459	9.871	-75,1%	10.405	36.409	-71,4%

Valor Compartilhado com a Sociedade								
Tema	Indicador	Unidade	4T24	4T23	Δ %	2024	2023	Δ %
Digitalização	Atendimentos digitais	%	91,0%	90,0%	1,1%	90,5%	90,8%	-0,2%
	Pagamento de faturas por meio digital	%	75,2%	73,8%	1,9%	75,4%	72,2%	4,4%
	Contas digitais	MM de unidades	5,0	4,6	7,6%	5,0	4,6	7,6%
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos CPFL e RGE nos Hospitais	R\$ milhões	14,7	12,3	19,8%	31,2	61,8	-49,5%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente	R\$ milhões	14,5	31,3	-53,8%	43,7	87,9	-50,3%
	Pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil	99,0	732,8	-86,5%	876,4	2.472,1	-64,5%
	Unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética PEE ANEEL	mil	11,374	8,5	33,8%	13,574	30,5	-55,5%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Horas de treinamento ¹	mil	131,1	179,4	-26,9%	524,2	771,5	-32,1%
Diversidade ²	Negros na companhia	%	34,8%	31,1%	11,7%	34,8%	31,1%	11,7%
	Mulheres na companhia	%	21,1%	21,0%	0,6%	21,1%	21,0%	0,6%
	PcD na companhia	%	4,4%	4,0%	9,5%	4,4%	4,0%	9,5%
	Grupos Minoritários em cargos de liderança	%	39,6%	-	-	39,6%	-	-
Compras sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	92,1%	94,0%	-2,0%	92,1%	94,0%	-2,0%

Nota: (1) Considera o programa de requalificação profissional.

(2) Em 2024, atualizamos nossos compromissos e substituímos o indicador "Mulheres em cargos de liderança" por Grupos Minoritários em cargos de liderança



Atuação Segura e Confiável

Tema	Indicador	Unidade	4T24	4T23	Δ %	2024	2023	Δ %
Saúde e Segurança	Taxa de frequência de acidentes Próprios	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	0,9	0,8	18,7%	0,8	0,6	19,5%
	Taxa de frequência de acidentes Terceiros	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	2,5	2,8	-9,0%	4,7	2,8	68,4%
	Acidentes fatais com a população	unidade	4,0	4,0	0,0%	10,0	10,0	0,0%
Ética	Colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	100%	100,0%	0,0%	100%	100,0%	0,0%
Transparência	Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	unidade	2	2	0,0%	2	2	0,0%
	Mulheres no Conselho de Administração	unidade	3	1	200,0%	3	1	200,0%

Nota: (1) Horas trabalhadas com exposição ao risco até o período.



3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS

3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO

3.1.1) Desempenho Operacional

3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas | Área de Concessão

GWh	4T24	4T23	Δ GWh	Δ %	Part.	2024	2023	Δ GWh	Δ %	Part.
Mercado Cativo	9.490	10.978	(1.488)	-13,6%	52,8%	40.140	41.201	(1.061)	-2,6%	55,1%
Cliente Livre	8.489	7.437	1.052	14,1%	47,2%	32.652	29.465	3.187	10,8%	44,9%
Carga Líquida de Perdas	17.979	18.415	(436)	-2,4%	100,0%	72.792	70.666	2.126	3,0%	100,0%

3.1.1.2) Venda de Energia | Área de Concessão

GWh	4T24	4T23	Δ GWh	Δ %	Part.	2024	2023	Δ GWh	Δ %	Part.
Residencial	5.923	6.025	(103)	-1,7%	31,9%	23.306	21.980	1.325	6,0%	32,0%
Industrial	6.842	6.561	281	4,3%	36,9%	26.577	25.799	778	3,0%	36,5%
Comercial	3.183	3.183	0	0,0%	17,2%	12.587	11.845	742	6,3%	17,3%
Rural	691	655	37	5,6%	3,7%	2.879	2.755	124	4,5%	3,9%
Outros	1.919	1.885	34	1,8%	10,3%	7.549	7.590	(41)	-0,5%	10,4%
Venda de Energia	18.559	18.309	250	1,4%	100,0%	72.897	69.968	2.929	4,2%	100,0%
Cativo										
Residencial	5.922	6.025	(103)	-1,7%	59,3%	23.304	21.980	1.324	6,0%	57,4%
Industrial	585	902	(317)	-35,1%	5,9%	2.769	3.604	(836)	-23,2%	6,8%
Comercial	1.598	1.882	(285)	-15,1%	16,0%	6.713	7.103	(390)	-5,5%	16,5%
Rural	610	607	3	0,5%	6,1%	2.605	2.569	36	1,4%	6,4%
Outros	1.275	1.396	(121)	-8,7%	12,8%	5.209	5.447	(239)	-4,4%	12,8%
Total Cativo	9.990	10.813	(823)	-7,6%	100,0%	40.599	40.704	(105)	-0,3%	100,0%
TUSD										
Residencial	1	0	1	0,0%	0,0%	2	0	2	0,0%	0,0%
Industrial	6.257	5.659	598	10,6%	73,0%	23.808	22.195	1.614	7,3%	73,7%
Comercial	1.585	1.301	285	21,9%	18,5%	5.874	4.741	1.133	23,9%	18,2%
Rural	81	48	33	69,5%	0,9%	275	186	88	47,4%	0,9%
Outros	644	489	155	31,8%	7,5%	2.340	2.142	198	9,2%	7,2%
Total TUSD	8.569	7.496	1.072	14,3%	100,0%	32.299	29.265	3.034	10,4%	100,0%

Destacam-se no trimestre:

- Classe Residencial:** redução de 1,7%, principalmente em função da menor necessidade de resfriamento, devido a temperaturas mais amenas no estado de São Paulo, além do impacto referente ao incremento de geração distribuída (GD). Compensando parcialmente esses efeitos, houve o impacto positivo da massa de renda e do nível de emprego;
- Classe Industrial:** crescimento de 4,3%, refletindo a retomada do desempenho econômico do setor, o que se pode observar pelo dado divulgado para a produção industrial nacional, que registrou crescimento de 3,1% no trimestre, refletindo o predomínio de taxas positivas no consumo de 7 dos 10 maiores setores em nossa área de concessão;
- Classe Comercial:** a classe manteve-se no mesmo patamar na comparação com o mesmo período no ano anterior, carregado pelo resultado positivo de renda, redução na taxa de desemprego e o impacto positivo referente ao crescimento vegetativo das unidades consumidoras, que foi compensado pelo efeito negativo da GD e por menores temperaturas

registradas no estado de São Paulo;

- Classe Rural:** crescimento de 5,6%, explicado principalmente pela baixa pluviometria registrada nas nossas áreas de concessão, efeito que contribuiu para a utilização da irrigação nas concessionárias localizadas no estado de São Paulo e do Rio Grande do Sul. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo efeito negativo associado ao incremento de GD;
- Classe Outros:** crescimento de 1,8%, impulsionado pelo melhor desempenho econômico do país, que foi parcialmente compensado pela menor temperatura no estado de São Paulo e pelo incremento de clientes que utilizam GD.

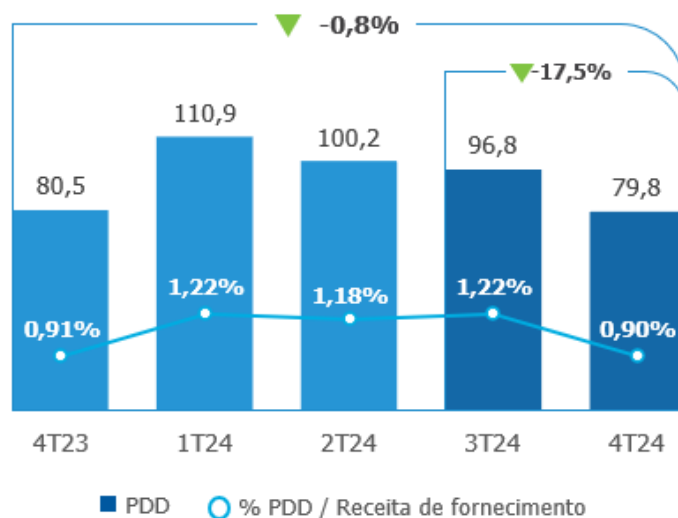
De forma geral, os mesmos efeitos também afetaram o resultado no ano, com exceção de:

- Classe Residencial:** crescimento de 6,0%, resultante de uma temperatura mais elevada no ano de 2024 no estado de São Paulo, além de impacto positivo da massa de renda e do nível de emprego. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento do número de clientes que utilizam GD;
- Classe Comercial:** crescimento de 6,3%, impulsionado pelos resultados positivos de renda, redução na taxa de desemprego, que é possível ver no crescimento em todos os 10 principais setores na nossa área de concessão, além do crescimento vegetativo e efeito positivo de temperatura. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de usuários de GD;
- Classe Outros:** redução de 0,5%, relacionada sobretudo à migração de permissionárias para a Rede Básica, especificamente na RGE, além do incremento de geração distribuída (GD). Esse resultado foi parcialmente compensado pelo efeito positivo de emprego, renda e temperatura.

3.1.1.3) Inadimplência

A PDD apresentou uma redução de R\$ 0,7 milhão em relação ao mesmo período de 2023 e uma redução de R\$ 17 milhões em relação ao 3T24. Com isso, o índice de PDD/Receita bruta de fornecimento alcançou 0,90% no trimestre.

O resultado do trimestre, pode ser explicado por uma maior realização de cortes de energia, favorecida pela menor incidência de eventos climáticos extremos no estado de São Paulo e pela retomada dos cortes no estado do Rio Grande do Sul, após o fim do período de proibição determinado pela Aneel. Dessa forma, terminamos o trimestre com mais de 725 mil cortes, o que contribuiu para a queda do indicador.

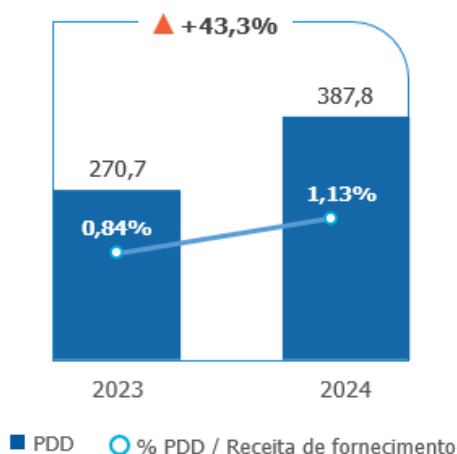


No ano, tivemos um aumento da PDD em R\$ 117 milhões em relação com o ano de 2023, impactado pelas altas temperaturas e elevação do *ticket* médio.

Um outro fator que impactou o ano diz respeito à enchente que acometeu o estado do Rio Grande do Sul em maio de 2024 e impossibilitou a execução de cortes, em virtude da severidade do evento e, em seguida, por força da REN ANEEL nº 1.092/2024, que proibiu a suspensão do fornecimento por inadimplência nos municípios atingidos.

Em relação ao percentual de PDD/Receita de fornecimento, fechamos o ano com o indicador em 1,13%.

A CPFL continua a realizar constantes alterações em seus modelos de gestão da inadimplência, priorizando a otimização e automação dos processos de cobrança. Essa abordagem dinâmica permite que a empresa se adapte às mudanças no comportamento dos clientes, buscando sempre soluções mais eficazes e inovadoras.



3.1.1.4) Perdas

Acumulado 12 Meses ¹	Dez-23	Mar-24	Jun-24	Set-24	Dez-24	ANEEL ²
CPFL Energia	8,76%	8,84%	8,92%	8,93%	8,28%	7,92%
CPFL Paulista	9,14%	9,20%	9,21%	9,12%	8,37%	8,00%
CPFL Piratininga	7,75%	7,90%	7,59%	7,54%	7,59%	6,03%
RGE	9,03%	9,18%	9,80%	10,05%	8,95%	9,28%
CPFL Santa Cruz	7,75%	7,58%	7,33%	7,19%	6,82%	8,50%

Notas:

- (1) De acordo com os critérios definidos pela ANEEL, exceto pela não consideração dos efeitos de GD. Para a RGE, clientes de alta tensão (A1) são expurgados da conta;
(2) Limite ANEEL referente a 31/12/2024.

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia no período apresentou uma redução de 0,48 p.p., na comparação com o ano anterior, devido ao efeito temperatura, em que apurou-se uma menor temperatura no estado de São Paulo no final do ano, o que contribui para menores perdas. Além desse efeito, tivemos uma maior recuperação de carga e mercado na RGE, com a troca de medidores danificados pela enchente.

Desconsiderando o efeito do calendário de faturamento em ambos os períodos, teríamos um aumento de perdas de 0,31 p.p. (8,52% em dez/23 vs. 8,83% em dez/24).

As principais realizações no combate às perdas foram:

- Blindagem das fronteiras elétricas e subestações internas;
- Mapeamento das perdas de energia por meio de microbalanços;
- Realização de 65,1 mil inspeções em unidades consumidoras;
- Substituição de mais de 5,0 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos equipamentos eletrônicos;

- (v) Visita a 4,4 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;
- (vi) Regularização de 15,0 mil unidades consumidoras, com avanço de consumo e sem contrato;
- (vii) Regularização de 817 unidades consumidoras clandestinas, tendo em sua maioria, necessidade de obras de construção de rede da CPFL Energia;
- (viii) Disciplina de mercado através da publicação de 100 notícias relacionadas aos operativos de combate à fraude e furtos pela CPFL.

3.1.1.5) DEC e FEC

O DEC mede a duração média, em horas, de interrupção por consumidor e o FEC indica o número médio de interrupções por consumidor. Tais indicadores medem a qualidade e a confiabilidade anuais do fornecimento de energia elétrica.

No resultado do ano das distribuidoras, os valores de DEC apresentaram uma redução no consolidado do Grupo e nas distribuidoras de São Paulo. Já na RGE, ocorreu um aumento, principalmente devido ao impacto das enchentes ocorridas no Rio Grande do Sul, entre maio e junho de 2024. Quanto ao FEC, observamos uma pequena variação no consolidado, também impactada pelas enchentes na RGE.

Apesar disso, todas as distribuidoras estão enquadradas nos limites ANEEL, resultado que pode ser atribuído à contínua busca da CPFL por melhoria em sua operação, maturação do sistema de operação *ADMS*, incremento logístico e intensificação, tanto através de novos investimentos, como na operação e manutenção da rede.

DEC Horas	4T24	4T23	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	5,98	6,07	-1,5%	n.d
CPFL Paulista	4,78	5,14	-7,0%	6,42
CPFL Piratininga	4,39	4,57	-3,9%	6,05
RGE	9,09	8,63	5,3%	10,50
CPFL Santa Cruz	4,84	5,04	-4,0%	7,35

FEC Interrupções	4T24	4T23	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	3,47	3,45	0,6%	n.d
CPFL Paulista	3,01	3,26	-7,7%	5,09
CPFL Piratininga	3,25	3,14	3,5%	5,09
RGE	4,42	3,98	11,1%	7,19
CPFL Santa Cruz	3,05	3,22	-5,3%	6,11

Nota: (1) Limite ANEEL referente a 2024.

3.1.2) Eventos Tarifários

Descrição	RTAs			
	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE ¹	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	3.311	3.314	3.372	3.409
Reajuste	7,02%	3,91%	-5,63%	1,33%
Parcela A	6,72%	3,96%	3,62%	-1,97%
Parcela B	1,50%	-1,93%	-0,31%	0,49%
Componentes Financeiros	-1,20%	1,88%	-8,94%	2,81%
Efeito para o consumidor²	5,63%	1,46%	0,00%	3,03%
Data de entrada em vigor	22/03/2024	08/04/2024	19/08/2024	23/10/2024

Notas:

(1) Em decorrência da enchente ocorrida no Rio Grande do Sul em maio de 2024, a RGE solicitou à ANEEL a prorrogação do seu Reajuste Tarifário Anual (RTA) até 18/08/2024, pois se entendeu não ser prudente a aplicação de reajuste positivo significativo naquele

momento. Em agosto, a Companhia acordou com a Aneel uma postergação tarifária, que levou a criação de um ativo regulatório a ser recomposto nos RTAs de 2026 e 2027, atualizado por SELIC, repercutindo em um impacto zero aos consumidores no ano de 2024 e menor oscilação tarifária nos anos seguintes;

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

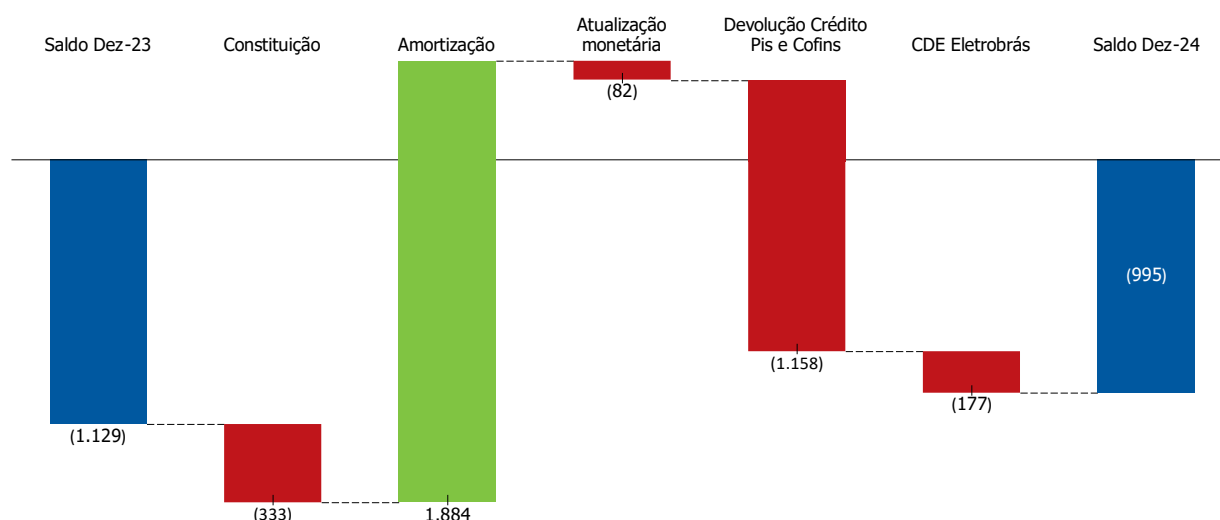
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	13.257	12.913	344	2,7%	51.578	48.329	3.249	6,7%
Receita Operacional Líquida	9.048	8.447	601	7,1%	34.224	32.414	1.811	5,6%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	7.618	7.409	209	2,8%	29.667	28.623	1.045	3,6%
Custo com Energia Elétrica	(4.706)	(4.293)	(413)	9,6%	(18.033)	(17.017)	(1.016)	6,0%
PMSO, Previdência e PDD	(1.029)	(1.055)	25	-2,4%	(3.875)	(3.702)	(173)	4,7%
Custos com construção de infraestrutura	(1.431)	(1.038)	(392)	37,8%	(4.557)	(3.791)	(766)	20,2%
EBITDA¹	1.882	2.061	(179)	-8,7%	7.760	7.904	(144)	-1,8%
Depreciação e Amortização	(319)	(300)	(19)	6,3%	(1.253)	(1.171)	(82)	7,0%
Resultado Financeiro	(385)	(427)	42	-9,8%	(2.099)	(1.742)	(356)	20,5%
<i>Receitas Financeiras</i>	312	348	(37)	-10,5%	1.265	1.561	(296)	-19,0%
<i>Despesas Financeiras</i>	(697)	(775)	79	-10,2%	(3.364)	(3.303)	(61)	1,8%
Lucro Antes da Tributação	1.178	1.334	(155)	-11,6%	4.407	4.990	(583)	-11,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(428)	(454)	26	-5,7%	(1.411)	(1.686)	275	-16,3%
Lucro Líquido	750	880	(130)	-14,7%	2.997	3.304	(308)	-9,3%

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

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era negativo (passivo) em R\$ 995 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2023, houve uma variação de R\$ 133 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo se deu pela constituição líquida de um passivo de R\$ 333 milhões, principalmente nas linhas:

- (i) Custos com energia elétrica (R\$ 520 milhões);
- (ii) Devolução para os consumidores do crédito de PIS/COFINS (R\$ 446 milhões);

Parcialmente compensado por ativos constituídos nas linhas de:

- (iii) Rede Básica (R\$ 322 milhões);
- (iv) Sobrecontratação (R\$ 236 milhões);

(v) Demais itens (R\$ 75 milhões).

A amortização foi de R\$ 1.884 milhões no período e a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 82 milhões. Houve ainda, nesse período, a homologação da devolução para os consumidores do crédito de PIS/COFINS, no montante de R\$ 1.158 milhões. Além disso, houve o repasse de recursos da CDE da Eletrobrás, no montante de R\$ 177 milhões.

Receita Operacional

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	10.443	10.604	(162)	-1,5%	41.074	38.977	2.097	5,4%
Energia Elétrica de Curto Prazo	139	58	81	140,9%	414	421	(7)	-1,7%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	1.431	1.038	392	37,8%	4.557	3.791	766	20,2%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	82	365	(283)	-77,4%	1.551	1.525	26	1,7%
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	696	578	118	20,4%	2.394	2.030	364	18,0%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	312	138	174	126,7%	1.008	1.005	3	0,3%
Outras Receitas e Rendas	181	174	7	4,0%	703	698	6	0,8%
Multas Compensatórias (DIC e FIC)	(26)	(42)	15	-36,9%	(123)	(118)	(6)	4,8%
Receita Operacional Bruta - Total	13.257	12.913	344	2,7%	51.578	48.329	3.249	6,7%
ICMS	(1.844)	(1.765)	(79)	4,5%	(6.969)	(5.795)	(1.174)	20,3%
PIS e COFINS	(883)	(905)	22	-2,4%	(3.559)	(3.425)	(135)	3,9%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.252)	(1.490)	238	-16,0%	(5.865)	(5.747)	(119)	2,1%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(73)	(73)	0	0,0%	(288)	(277)	(11)	3,8%
PROINFA	(81)	(81)	(1)	0,7%	(320)	(332)	12	-3,5%
Outros	(33)	(152)	118	-78,1%	(311)	(335)	24	-7,2%
Deduções da Receita Operacional Bruta - Total	(4.209)	(4.466)	258	-5,8%	(17.354)	(15.915)	(1.438)	9,0%
Receita Operacional Líquida	9.048	8.447	601	7,1%	34.224	32.414	1.811	5,6%

Receita Operacional Bruta

O aumento na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão** no trimestre é explicado pelo aumento do IPCA (0,78% no 4T23 e 1,40% no 4T24) e pelo aumento médio de 16% na base de ativos. No ano, a **atualização do Ativo Financeiro da Concessão** foi impactada por efeitos extraordinários relacionados aos laudos de avaliação das RTPs, que geraram ganho de R\$ 187 milhões em 2023, e pelo impacto da enchente no Rio Grande do Sul, que gerou uma baixa do ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 9 milhões (para mais detalhes, vide explicações no início do Capítulo 1). Expurgando esses efeitos, no ano, essa linha apresentaria um aumento de 24,3%, explicada pelo aumento de 18% na base de ativos e pelo aumento do IPCA (4,68% em 2023 para 4,87% em 2024).

Os aumentos no **Aporte CDE**, percebidos no trimestre e no ano, são decorrentes do aumento do número de clientes que tem direito aos subsídios tarifários e as distribuidoras estão recebendo a receita via Aporte CDE, principalmente os subsídios de baixa renda e geração distribuída (GD).

A redução do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**, percebida no trimestre, decorre principalmente das seguintes movimentações dos saldos de constituição e amortização: (i) menor amortização na linha da devolução do crédito de PIS/COFINS, em comparação com o 4T23; (ii) constituição de um ativo referente aos encargos setoriais (ESS/ERR) no 4T24, contra um passivo no 4T23; (iii) um ativo referente à Rede Básica no 4T24 contra um passivo no 4T23; parcialmente compensado por (iv) um passivo referente ao Repasse de Itaipu no 4T24, contra um ativo no 4T23; e (v) um ativo de bandeira de escassez hídrica no 4T23.

A **Receita com Venda de Energia (cativo + clientes livres)** no trimestre apresentou uma redução, em decorrência da queda de 2,4% da carga na área de concessão. No ano, a **Receita com Venda de Energia (cativo + clientes livres)** apresentou um aumento em decorrência do crescimento de 3,0% da carga na área de concessão, principalmente em função do aumento de temperatura. No ano, houve ainda os efeitos das revisões tarifárias de 2023 e dos reajustes

tarifários aplicados em 2024.

Deduções da Receita Operacional Bruta

Em relação às deduções da receita operacional bruta, no trimestre, tivemos uma redução das despesas na CDE, decorrente do término da CDE Covid e CDE Escassez Hídrica.

No ano, apresentaram um aumento, devido principalmente ao aumento nos impostos (ICMS e PIS/COFINS) e o impacto de um aumento nas despesas na CDE, decorrente da inclusão da CDE Escassez Hídrica e da CDE GD, na RGE (em jun/23) e na CPFL Piratininga (out/23).

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Itaipu	612	546	66	12,2%	2.260	2.134	126	5,9%
PROINFA	90	107	(17)	-16,1%	367	420	(54)	-12,8%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	3.159	2.473	686	27,7%	11.290	10.365	926	8,9%
Crédito de PIS e COFINS	(339)	(274)	(65)	23,9%	(1.219)	(1.154)	(66)	5,7%
Energia Comprada para Revenda	3.521	2.852	670	23,5%	12.698	11.765	933	7,9%
Encargos da Rede Básica	979	1.039	(61)	-5,8%	4.134	3.925	209	5,3%
Encargos de Transporte de Itaipu	72	103	(31)	-30,4%	362	363	(1)	-0,2%
Encargos de Conexão	71	63	8	12,1%	275	259	16	6,3%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	3	14	(11)	-79,3%	12	52	(40)	-76,9%
ESS / EER	181	368	(188)	-50,9%	1.095	1.187	(93)	-7,8%
Crédito de PIS e COFINS	(121)	(147)	26	-17,8%	(544)	(535)	(9)	1,6%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	1.185	1.441	(257)	-17,8%	5.335	5.252	83	1,6%
Custo com Energia Elétrica	4.706	4.293	413	9,6%	18.033	17.017	1.016	6,0%

O aumento dos **Custos com Energia Comprada para Revenda**, tanto no trimestre quanto no ano, decorre principalmente do aumento do preço de energia comprada em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**, e do aumento do preço da energia comprada de **Itaipu**, decorrente do aumento do dólar em 2024. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução de **PROINFA** (redução dos valores das quotas de custeio e volume).

Com relação aos encargos setoriais (ESS/EER), a variação percebida no trimestre é em decorrência do **ESS - Encargos de Serviço do Sistema**, em função do menor nível de despachos termelétricos fora da ordem de mérito no período e da redução do **EER - Encargos de Energia de Reserva**, decorrentes do PLD aplicado às liquidações de energia dos Contratos de Energia de Reserva na CCEE no trimestre. No acumulado, a variação percebida é em decorrência do **EER - Encargos de Energia de Reserva**, também em função do PLD.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, a principal variação se deu nos encargos da Rede Básica devido aos reajustes na TUST implementados pela Resolução ANEEL nº 3.349/2024, que determinou novas tarifas a partir de jul/24. Tais tarifas apresentaram uma redução em relação ao ciclo 2023-2024, implementado pela Resolução ANEEL nº 3.217/2023. No ano, os **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição** ficaram acima do ano anterior, decorrente de um aumento de penalidade e ultrapassagem em função das temperaturas mais elevadas além do efeito extraordinário das enchentes na RGE (para mais detalhes, vide explicação no início do Capítulo 1).

PMSO

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Pessoal	350	354	(4)	-1,3%	1.316	1.295	22	1,7%
Material	63	67	(4)	-6,0%	275	287	(12)	-4,2%
Serviços de Terceiros	331	314	17	5,4%	1.221	1.133	88	7,8%
<i>Serviços de Terceiros</i>	<i>330</i>	<i>314</i>	<i>15</i>	<i>4,8%</i>	<i>1.197</i>	<i>1.133</i>	<i>64</i>	<i>5,7%</i>
<i>Serviços de Terceiros Enchentes Rio Grande do Sul</i>	<i>2</i>	<i>-</i>	<i>2</i>	<i>-</i>	<i>24</i>	<i>-</i>	<i>24</i>	<i>-</i>
Outros Custos/Despesas Operacionais	277	303	(27)	-8,8%	1.010	880	130	14,7%
<i>PDD</i>	<i>80</i>	<i>80</i>	<i>(1)</i>	<i>-0,8%</i>	<i>388</i>	<i>271</i>	<i>117</i>	<i>43,3%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>46</i>	<i>55</i>	<i>(9)</i>	<i>-15,8%</i>	<i>163</i>	<i>171</i>	<i>(8)</i>	<i>-4,7%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>112</i>	<i>110</i>	<i>2</i>	<i>2,0%</i>	<i>256</i>	<i>248</i>	<i>8</i>	<i>3,3%</i>
<i>Baixa de Ativos Enchente Rio Grande do Sul</i>	<i>(12)</i>	<i>-</i>	<i>(12)</i>	<i>-</i>	<i>26</i>	<i>-</i>	<i>26</i>	<i>-</i>
<i>Outros</i>	<i>50</i>	<i>58</i>	<i>(8)</i>	<i>-13,2%</i>	<i>177</i>	<i>191</i>	<i>(14)</i>	<i>-7,3%</i>
PMSO	1.021	1.039	(18)	-1,7%	3.822	3.595	227	6,3%

O PMSO foi impactado por um item extraordinário – enchente no Rio Grande do Sul, que gerou um efeito de positivo de R\$ 10 milhões no trimestre e um efeito negativo de R\$ 50 milhões no ano (para mais detalhes, vide explicação no início do Capítulo 1). Expurgando esse item, o PMSO teria redução de 0,8% (R\$ 8 milhões) no trimestre e aumento de 4,9% (R\$ 177 milhões) no ano, decorrente dos seguintes fatores:

- MSO não ligado à inflação (redução de R\$ 7 milhões no trimestre e aumento de R\$ 122 milhões no ano):** o aumento, no ano, é explicado pela provisão para devedores duvidosos (PDD), conforme explicado no item 3.1.1.4; as despesas legais e judiciais e o aumento do Opex relacionado ao Capex, parcialmente compensados pela redução de baixa de ativos;
- MSO ligado à inflação (aumento de R\$ 4 milhão no trimestre e aumento de R\$ 34 milhões no ano):** o aumento, no ano, é explicado por *hardware* e *software* (R\$ 22 milhões); ações de cobrança (R\$ 10 milhões); manutenção e conservação de edificações (R\$ 4 milhões) *call center* (R\$ 3 milhões); manutenção de frota (R\$ 3 milhões); limpeza e faixa de servidão (R\$ 2 milhões); transporte (R\$ 1 milhão); entre outros;
- Pessoal (redução de R\$ 4 milhões no trimestre e aumento de R\$ 22 milhões no ano):** o aumento, no ano, é explicado principalmente pelo crescimento de 2,4%² no *headcount* e pelos acordos coletivos homologados ao longo de 2024.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	(1.431)	(1.038)	(392)	37,8%	(4.557)	(3.791)	(766)	20,2%
Entidade de Previdência Privada	(8)	(15)	7	-45,9%	(53)	(107)	54	-50,4%
Depreciação e Amortização	(319)	(300)	(19)	6,3%	(1.253)	(1.171)	(82)	7,0%
Demais Custos/Despesas Operacionais	(1.758)	(1.354)	(404)	29,8%	(5.864)	(5.069)	(794)	15,7%

EBITDA

O **EBITDA** do segmento de Distribuição foi impactado por efeitos extraordinários de 2023 e 2024 (para mais detalhes, vide explicação no início do Capítulo 1). O resultado menos expressivo no trimestre foi em decorrência da redução de 2,4% na carga na área de concessão, impulsionado pelo menor efeito da temperatura em comparação com o 4T23, e dos reajustes tarifários entre o 4T23 e 4T24.

No ano, expurgando os efeitos extraordinários, o **EBITDA** teria apresentado um aumento,

² Média anual.

explicado principalmente pelo crescimento da carga na área de concessão, impulsionado pelo efeito da temperatura.

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	750	880	(130)	-14,7%	2.997	3.304	(308)	-9,3%
Depreciação e Amortização	319	300	19	6,3%	1.253	1.171	82	7,0%
Resultado Financeiro	385	427	(42)	-9,8%	2.099	1.742	356	20,5%
Imposto de Renda / Contribuição Social	428	454	(26)	-5,7%	1.411	1.686	(275)	-16,3%
EBITDA	1.882	2.061	(179)	-8,7%	7.760	7.904	(144)	-1,8%

EBITDA por Distribuidora

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
CPFL Paulista	874	972	(97)	-10,0%	3.434	3.475	(41)	-1,2%
CPFL Piratininga	324	269	54	20,1%	1.256	1.259	(3)	-0,3%
RGE	601	737	(137)	-18,5%	2.717	2.862	(144)	-5,0%
CPFL Santa Cruz	84	83	1	1,4%	353	308	44	14,3%
EBITDA	1.882	2.061	(179)	-8,7%	7.760	7.904	(144)	-1,8%

CPFL Paulista:

O resultado menos expressivo no trimestre é devido ao reajuste negativo da Parcela B³ (-6,60%), que entrou em vigor em abr/24 e de uma redução de 4,5% da carga, em comparação com o 4T23.

No ano, a CPFL Paulista teve a base de comparação de 2023 elevada em R\$ 72 milhões, em função do registro de laudos de avaliação dos ativos para a RTP (efeito extraordinário). Desconsiderando esse efeito, a variação do EBITDA teria sido positiva em 0,9%, explicada pelo mercado positivo na análise anual, compensado pelo reajuste negativo da Parcela B.

CPFL Piratininga:

O resultado positivo no trimestre é devido ao reajuste tarifário positivo da Parcela B (+1,88%) que afetou esse trimestre, em comparação com uma revisão tarifária negativa da Parcela B (-5,00%) que afetou o resultado do 4T23.

No ano, o EBITDA foi impactado pelo efeito extraordinário contabilizado em 2023, relativo aos laudos de avaliação dos ativos para a RTP (+R\$ 38 milhões). Desconsiderando esse efeito, a variação do EBITDA teria sido um aumento de 2,8%; tal resultado se deve ao aumento da carga de 4,0%, principalmente nas classes industrial, residencial e comercial, parcialmente compensado pela revisão tarifária negativa da Parcela B (-5,00%), que ficou em vigência até out/24.

RGE:

O EBITDA no trimestre apresentou um resultado negativo, decorrente do reajuste negativo da Parcela B (-0,87%), de um mix de mercado menos favorável no 4T24, e do fato de a carga ter apresentado uma redução de 0,5% nesse trimestre, em comparação com o 4T23. Além disso, no 4T24, a RGE apresentou um aumento no PMSO, decorrente do aumento do volume de processos legais e judiciais.

O EBITDA no ano foi impactado pelo efeito extraordinário contabilizado em 2023, relativo ao laudo final de avaliação da BRR (+R\$ 77 milhões) e pelos efeitos decorrentes da enchente no Rio Grande

³ O valor da Parcela B é a variação do indexador (IGPM ou IPCA) menos o Fator X, conhecido também como IVI.

do Sul, ao longo de 2024 (para mais detalhes, vide explicação no Capítulo 1). Desconsiderando esses efeitos, a variação do EBITDA teria sido um aumento de 0,9% no ano.

CPFL Santa Cruz:

As variações positivas do EBITDA, tanto no trimestre como no ano, são reflexo do incremento da Parcela B (+5,26%). O melhor mix de mercado ao longo de 2024 também contribuiu para a variação positiva do EBITDA no ano.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receitas	312	348	(37)	-10,5%	1.265	1.561	(296)	-19,0%
Despesas	(697)	(775)	79	-10,2%	(3.364)	(3.303)	(61)	1,8%
Resultado Financeiro	(385)	(427)	42	-9,8%	(2.099)	(1.742)	(356)	20,5%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(623)	(578)	(45)	7,8%	(2.355)	(2.273)	(82)	3,6%
Acréscimos e multas moratórias	118	101	16	16,1%	421	378	43	11,4%
Marcação a mercado	149	120	29	24,5%	(75)	122	(198)	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	(4)	3	(8)	-	(82)	66	(149)	-
Outras receitas e despesas	(25)	(74)	49	-66,2%	(8)	(36)	29	-79,2%
Resultado Financeiro	(385)	(427)	42	-9,8%	(2.099)	(1.742)	(356)	20,5%

No trimestre, a redução das despesas líquidas decorreu principalmente: (i) do crescimento da **Marcação a mercado (MTM)**, devido à mudança do comportamento da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado, que aumentou 0,30% no 4T24, em comparação com o aumento de 0,07% no 4T23; (ii) do ganho de R\$ 21 milhões decorrente da **atualização do ativo do processo de exclusão do ICMS da base do PIS/COFINS**, decorrente da baixa do passivo atualizável devido às homologações nos processos tarifários das distribuidoras; e (iii) do aumento de **Acréscimos e multas moratórias** nas faturas de energia, efeito do aumento do volume de contas pagas em atraso nas distribuidoras. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento das **Despesas com a dívida líquida**.

No ano, a alta das despesas decorreu principalmente: (i) da piora na **Marcação a mercado (MTM)**, devido à mudança do comportamento da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado em 2024, que apresentou redução, em contrapartida ao aumento do *spread* de risco em 2023; (ii) da menor **Atualização do ativo e passivo financeiro setorial**, pelo registro de saldo atualizável ativo em 2023 e passivo em 2024, e (iii) do aumento das **Despesas com a dívida líquida**. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de **Acréscimos e multas moratórias** nas faturas de energia.

Lucro Líquido

No trimestre, a redução do **Lucro Líquido** ocorreu devido à redução do EBITDA, efeito que foi parcialmente compensado pela melhora no resultado financeiro.

No ano, a redução do EBITDA e a piora no resultado financeiro resultaram em uma redução de 9,3% do **Lucro Líquido**. Vale ressaltar que esse resultado foi impactado por efeitos extraordinários de 2023 e 2024 (para mais detalhes, vide explicação no início do Capítulo 1).



3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO

3.2.1) Desempenho Operacional

Energia Gerada

GWh	4T24	4T23	Δ GWh	Δ %	2024	2023	Δ GWh	Δ %
Eólica	1.132	1.211	(80)	-6,6%	3.631	4.054	(424)	-10,4%
PCH	431	484	(53)	-10,9%	1.686	1.855	(169)	-9,1%
UHE	2.483	3.237	(754)	-23,3%	10.393	7.938	2.455	30,9%
Biomassa	183	272	(89)	-32,8%	988	1.041	(53)	-5,1%
Solar	0,3	0,3	0,0	13,2%	1,2	1,2	(0,0)	-1,3%
UTE	1,5	26	(25)	-94,2%	14,8	27	(12)	-44,2%
Total	4.231	5.231	(1.000)	-19,1%	16.715	14.916	1.799	12,1%

Disponibilidade

%	4T24	4T23	Δ p.p.	Δ %	2024	2023	Δ p.p.	Δ %
Eólica	93,9%	96,3%	-2,4	-2,5%	94,7%	95,8%	-1,0	-1,1%
PCH	95,7%	95,6%	0,0	0,0%	96,4%	94,4%	2,0	2,2%
UHE	96,0%	98,9%	-2,9	-3,0%	95,6%	98,8%	-3,3	-3,3%
Biomassa	100,0%	98,6%	1,4	1,4%	99,6%	96,3%	3,2	3,4%
Solar	100,0%	100,0%	0,0	0,0%	100,0%	100,0%	0,0	0,0%
UTE	99,3%	98,0%	1,3	1,3%	98,8%	99,4%	-0,6	-0,6%

3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	1.613	1.523	90	5,9%	5.486	5.458	28	0,5%
Receita Operacional Líquida	1.482	1.392	90	6,5%	5.020	4.997	23	0,5%
Custo com Energia Elétrica	(205)	(143)	(63)	44,0%	(656)	(547)	(109)	20,0%
PMSO e Previdência	(242)	(554)	312	-56,3%	(669)	(1.039)	370	-35,6%
Equivalência Patrimonial	73	66	7	10,3%	331	315	16	5,0%
EBITDA¹	1.107	761	346	45,4%	4.026	3.726	299	8,0%
Depreciação e Amortização	(222)	(252)	29	-11,7%	(879)	(897)	17	-1,9%
Resultado Financeiro	(69)	(162)	93	-57,6%	(315)	(565)	250	-44,3%
<i>Receitas Financeiras</i>	48	55	(8)	-13,7%	215	220	(5)	-2,2%
<i>Despesas Financeiras</i>	(116)	(217)	101	-46,4%	(531)	(785)	255	-32,5%
Lucro Antes da Tributação	816	348	468	134,5%	2.831	2.264	567	25,0%
Lucro Líquido	652	302	350	116,0%	2.231	1.774	458	25,8%

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

Receita Operacional Líquida

No trimestre e no ano, a receita foi favorecida pelo item extraordinário Reversão de Provisão – Portaria MME nº 30 (para mais detalhes, vide explicação no Capítulo 1). Além disso, houve um efeito positivo referente aos preços de energia reajustados por inflação (IPCA ou IGP-M), conforme previsto em contrato. Tais efeitos foram parcialmente compensados pela geração das usinas eólicas, afetadas pelo *curtailment* imposto pelo ONS.

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Energia de Curto Prazo	30	25	5	20,9%	130	92	39	42,2%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	122	54	68	126,6%	293	202	91	44,9%
Crédito de PIS e COFINS	(11)	(3)	(8)	236,8%	(26)	(13)	(13)	102,9%
Energia Comprada para Revenda	141	76	66	86,9%	398	282	117	41,4%
Encargos da Rede Básica	54	55	(1)	-2,3%	218	220	(2)	-0,8%
Encargos de Conexão	3	5	(1)	-24,4%	16	17	(1)	-4,3%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	9	11	(2)	-21,5%	39	44	(4)	-10,1%
ESS/EER	(0)	0	(0)	-	(0)	0	(1)	-
Crédito de PIS e COFINS	(4)	(4)	(0)	1,4%	(15)	(15)	(0)	1,1%
Encargos	62	67	(5)	-7,9%	258	266	(7)	-2,8%
Custo com Energia Elétrica	203	143	60	42,4%	656	547	109	20,0%

No trimestre, a principal variação ocorreu na linha de energia adquirida em **contratos bilaterais, ACR e ACL**, devido a preços mais elevados. No ano, além deste item, houve uma alta na compra de **energia de curto prazo**.

PMSO

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Pessoal	46	47	(1)	-2,4%	171	172	(0)	-0,3%
Material	5	4	1	34,2%	44	48	(4)	-8,2%
Serviços de Terceiros	95	85	10	12,1%	326	287	38	13,4%
<i>Serviços de Terceiros</i>	<i>111</i>	<i>85</i>	<i>26</i>	<i>30,9%</i>	<i>318</i>	<i>287</i>	<i>30</i>	<i>10,6%</i>
<i>Serviços de Terceiros Enchente Rio Grande do Sul</i>	<i>(16)</i>	<i>-</i>	<i>(16)</i>	<i>-</i>	<i>8</i>	<i>-</i>	<i>8</i>	<i>-</i>
Outros	96	416	(320)	-77,0%	127	530	(403)	-76,1%
<i>Legais, Judiciais e Indenizações</i>	<i>(8)</i>	<i>3</i>	<i>(11)</i>	<i>-</i>	<i>(6)</i>	<i>47</i>	<i>(53)</i>	<i>-</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>7</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>146,8%</i>	<i>3</i>	<i>(1)</i>	<i>4</i>	<i>-</i>
<i>Prêmio do Risco do GSF</i>	<i>(0)</i>	<i>5</i>	<i>(6)</i>	<i>-</i>	<i>23</i>	<i>22</i>	<i>2</i>	<i>8,1%</i>
<i>Antecipação de Final de Consórcio – Grupo Pedra</i>	<i>191</i>	<i>-</i>	<i>191</i>	<i>-</i>	<i>191</i>	<i>-</i>	<i>191</i>	<i>-</i>
<i>Baixa de Ativos Enchente Rio Grande do Sul</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>3</i>	<i>-</i>	<i>3</i>	<i>-</i>
<i>Ajuste a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)</i>	<i>(40)</i>	<i>50</i>	<i>(90)</i>	<i>-</i>	<i>(103)</i>	<i>50</i>	<i>(152)</i>	<i>-</i>
<i>Ajuste a Valor Justo de Enercan (efeito não caixa)</i>	<i>(56)</i>	<i>334</i>	<i>(390)</i>	<i>-</i>	<i>(56)</i>	<i>334</i>	<i>(390)</i>	<i>-</i>
<i>Outros</i>	<i>3</i>	<i>21</i>	<i>(18)</i>	<i>-87,4%</i>	<i>72</i>	<i>79</i>	<i>(7)</i>	<i>-9,4%</i>
PMSO	242	552	(310)	-56,2%	668	1.037	(369)	-35,6%

O PMSO foi impactado por **itens extraordinários** – ajuste a valor justo de Enercan e Paulista Lajeado, além da antecipação de final de consórcio (Grupo Pedra) e o impacto da enchente no Rio Grande do Sul (para mais detalhes, vide explicação no do Capítulo 1), que geraram um efeito de positivo de R\$ 305 milhões no trimestre e um efeito positivo de R\$ 340 milhões no ano.

Expurgando esses itens:

- O **PMSO não ligado à inflação** registrou queda de R\$ 7 milhões no trimestre e de R\$ 49 milhões no ano, em função do aumento em despesas **Legais, Judiciais e Indenizações**;
- O **PMSO ligado à inflação** teria apresentado aumento de 1,7% (R\$ 3 milhões) no trimestre, explicado principalmente pelo aumento de despesas com Manutenção de Máquinas e Equipamentos e Transportes em **Serviços de Terceiros**. No ano, registramos um aumento de 3,4% (R\$ 21 milhões), especialmente por maiores despesas com **Serviços de Terceiros**.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Entidade de Previdência Privada	0	2	(2)	-77,6%	2	2	(1)	-25,4%
Depreciação e Amortização	173	175	(2)	-1,3%	690	694	(4)	-0,6%
Amortização do Intangível da Concessão	49	76	(27)	-35,6%	189	202	(13)	-6,4%
Demais Custos/Despesas Operacionais	223	254	(31)	-12,2%	881	899	(18)	-2,0%

Equivalência Patrimonial

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Baesa	(12)	(6)	(6)	107,8%	(11)	(3)	(8)	302,9%
Foz do Chapecó	64	52	12	22,8%	255	241	14	5,7%
Epasa	21	20	2	7,9%	87	77	10	13,5%
Equivalência Patrimonial¹	73	66	7	10,7%	331	315	16	5,1%

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

Baesa

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	11	8	3	38,1%	57	49	8	16,7%
Custos/Desp. Operacionais	(10)	(10)	1	-6,3%	(33)	(36)	3	-8,9%
Depreciação e Amortização	(4)	(4)	(0)	0,2%	(15)	(14)	(0)	1,1%
Resultado Financeiro	(5)	(3)	(2)	59,4%	(15)	(3)	(12)	402,9%
IR/CS	(5)	3	(8)	-	(5)	2	(7)	-
Lucro Líquido	(12)	(6)	(6)	107,8%	(11)	(3)	(8)	302,9%

Houve um aumento na **Receita Líquida** no trimestre e no ano, enquanto os **Custos e Despesas Operacionais** permaneceram em linha. A **Despesa Financeira Líquida** aumentou tanto no trimestre quanto no ano, por conta de maiores despesas com UBP, em função da variação de IGP-M. Além disso, o **Imposto de Renda e Contribuição Social** registaram aumento.

Foz do Chapecó

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	167	166	1	0,6%	652	649	4	0,6%
Custos/Desp. Operacionais	(35)	(34)	(0)	1,4%	(133)	(140)	7	-4,7%
Depreciação e Amortização	(13)	(13)	(0)	2,6%	(53)	(53)	0	-0,2%
Resultado Financeiro	(25)	(22)	(3)	12,1%	(85)	(67)	(18)	26,6%
IR/CS	(30)	(44)	14	-31,9%	(127)	(143)	16	-11,2%
Lucro Líquido	64	52	12	22,8%	255	241	14	5,7%

A **Receita Líquida** aumentou no trimestre e no ano pelo maior preço da energia suprida. No ano, esse aumento foi parcialmente compensado por ajuste da CFURH. Os **Custos e Despesas Operacionais** no trimestre se mantiveram em linha, enquanto, no ano, houve uma redução, devido à menor quantidade de energia comprada. O aumento da **Despesa Financeira Líquida** é explicado por maiores despesas com UBP, principalmente por conta da variação dos índices (IGPM/IPCA). No resultado do ano, houve também redução nas rendas de aplicações financeiras, sendo parcialmente compensada por menores encargos de dívidas. Já o **Imposto de Renda e Contribuição Social** registaram redução.

Epasa

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	47	64	(16)	-25,6%	190	188	2	1,2%
Custos/Desp. Operacionais	(15)	(30)	15	-49,8%	(53)	(60)	7	-12,4%
Depreciação e Amortização	(12)	(12)	1	-5,0%	(49)	(49)	1	-1,2%
Resultado Financeiro	5	3	2	51,9%	18	17	1	6,2%
IR/CS	(0)	(4)	4	-99,5%	(15)	(18)	3	-17,1%
Lucro Líquido	21	20	2	7,9%	87	77	10	13,5%

No trimestre, houve uma redução tanto na **Receita Líquida** quanto nos **Custos e Despesas Operacionais** em função do menor despacho da geração. No ano, a **Receita Líquida** permaneceu em linha, enquanto os **Custos e Despesas Operacionais** tiveram uma leve redução. A **Despesa Financeira Líquida** aumentou tanto no trimestre quanto no ano, devido ao ganho com rendas de aplicações financeiras e a atualização de créditos fiscais. Além disso, o **Imposto de Renda e Contribuição Social** registraram redução.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receitas	48	55	(8)	-13,7%	215	220	(5)	-2,2%
Despesas	(116)	(217)	101	-46,4%	(531)	(785)	255	-32,5%
Resultado Financeiro	(69)	(162)	93	-57,6%	(315)	(565)	250	-44,3%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(62)	(86)	25	-28,4%	(310)	(444)	135	-30,3%
Marcação a mercado	2	(8)	10	-	(8)	6	(14)	-
Outras receitas e despesas	(9)	(67)	59	-87,3%	4	(128)	132	-
Resultado Financeiro	(69)	(162)	93	-57,6%	(315)	(565)	250	-44,3%

A redução do CDI no período reduziu as **Despesas com a dívida líquida** tanto no trimestre quanto no ano. Além disso, as debêntures que estavam na CPFL Geração passaram a integrar a base da CPFL Transmissão, fruto do processo de incorporação das 5 transmissoras pela CPFL Transmissão, ocorrido em abril de 2024, o que contribuiu para a redução das despesas nessa linha. Houve também um efeito de **Atualização de créditos fiscais** que trouxe um impacto positivo tanto no trimestre quanto no ano.

EBITDA e Lucro Líquido

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	652	302	350	116,0%	2.231	1.774	458	25,8%
Depreciação e Amortização	222	252	(29)	-11,7%	879	897	(17)	-1,9%
Resultado Financeiro	69	162	(93)	-57,6%	315	565	(250)	-44,3%
Imposto de Renda / Contribuição Social	164	46	118	254,7%	600	491	109	22,2%
EBITDA	1.107	761	346	45,4%	4.026	3.726	299	8,0%

As variações de PMSO causadas pelos efeitos extraordinários e o aumento na receita líquida foram os principais impactos no **EBITDA** no trimestre, parcialmente compensados pelo maior *curtailment*, que causou um efeito negativo de R\$ 49 milhões. No ano, tivemos os efeitos extraordinários já citados anteriormente, parcialmente compensados pelo efeito negativo das restrições do ONS, de R\$ 171 milhões.

Para além do efeito do EBITDA, a melhora do **Resultado Financeiro** resultou em um crescimento do **Lucro Líquido** no trimestre e no ano.



3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO

3.3.1) Portfólio

Contrato de Concessão	Início da Concessão	Final da Concessão	Participação CPFL-T	Índice de Reajuste	RAP 2024-2025 ¹ (R\$ milhões)	RAP Prevista 2024-2025 (R\$ milhões)	Km de Rede	Categoria dos Projetos	Revisão Tarifária	Próxima Revisão - Data
CONTRATO 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	IPCA	856	212	5.829	Categoria 1	Sim - 1ª RTP - 2018 2ª RTP - 2023 ³	3ª RTP - 2028
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	44	-	75	Categoria 3	Sim - 1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
TESB	27/07/2011	27/07/2041	98%	IPCA	43	-	98	Categoria 3	Sim - 1ª RTP - 2017 2ª RTP - 2022	3ª RTP - 2027
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	34	-	307	Categoria 3	Sim - 1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
CONTRATO 080/02	18/12/2002	18/12/2032	100%	IGP-M	20	-	127	Categoria 2	Não tem	
MORRO AGUDO	24/03/2015	24/03/2045	100%	IPCA	20	-	-	Categoria 3	Sim - 1ª RTP - 2020	2ª RTP - 2025
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	IPCA	17	-	-	Categoria 3	Sim - 1ª RTP - 2018 2ª RTP - 2023	3ª RTP - 2028
CONTRATO 004/01 (CAC 3	31/03/2021	31/03/2051	100%	IPCA	12	-	-	Categoria 3	Sim	1ª RTP - 2026
MARACANAÚ	21/09/2018	21/09/2048	100%	IPCA	11	-	-	Categoria 3	Sim - 1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
ETAU ²	18/12/2002	18/12/2032	10%	IGP-M	54	-	188	Categoria 2	-	-
TPAE ²	19/11/2009	19/11/2039	10%	IPCA	11	-	12	Categoria 3	-	-

Notas:

(1) Valor homologado descontando a Parcela de Ajuste (PA);

(2) Projetos consolidados por equivalência patrimonial;

(3) Postergada para 2024.

3.3.2) Desempenho Operacional

ENS – Energia Não Suprida | MWh

O indicador de Energia Não Suprida (ENS) consiste na análise do quantitativo da energia interrompida por indisponibilidade de ativos de Transmissão e, portanto, constata o impacto efetivo da indisponibilidade para a sociedade.

MWh	4T24	4T23	Δ MWh	Δ %	2024	2023	Δ MWh	Δ %
ENS	327,1	157,6	169,5	107,5%	904,0	692,9	211,1	30,5%

O aumento tanto no trimestre quanto no ano se deu devido a eventos de desligamentos de ativos de transmissão.

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).

%	4T24	4T23	Δ %	2024	2023	Δ %
PVd	1,844%	1,875%	-1,7%	0,635%	1,223%	-48,1%

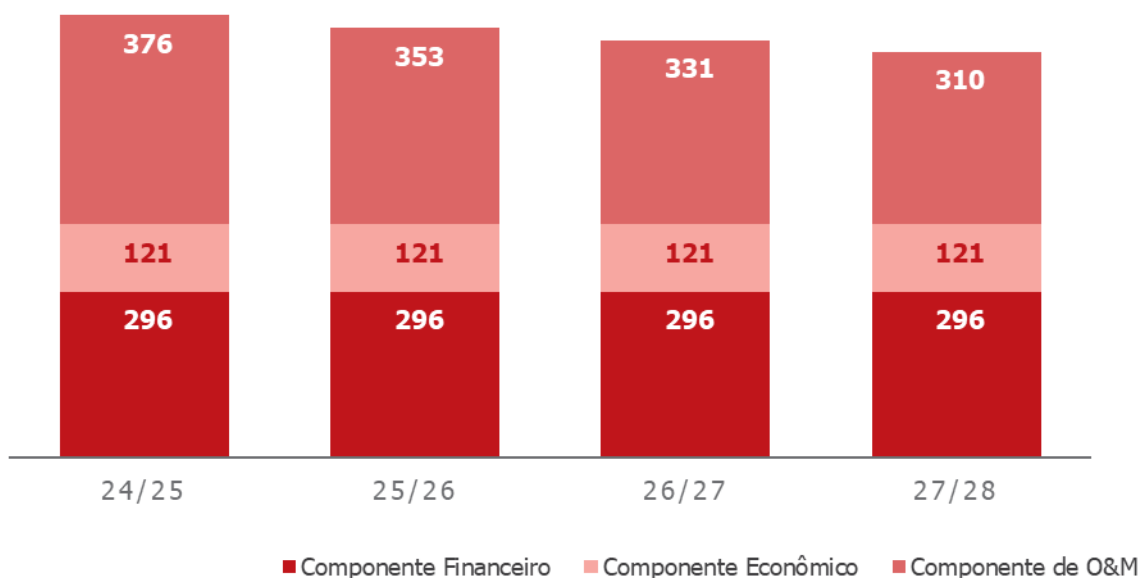
A PV do trimestre foi em linha com o mesmo trimestre do ano anterior. Em relação ao ano, a queda é fruto da devolução de descontos que haviam sido aplicados em 2023 relacionados a um evento climático excepcional ocorrido em 2022.

3.3.3) Temas Regulatórios

Fluxo de Recebimento da RBSE¹

A Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) correspondente aos ativos pertencentes à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE é a indenização dos ativos não amortizados, no contexto da renovação das concessões de Transmissão, nos termos da Lei nº 12.783/2013. O fluxo de recebimento para a receita desses ativos pertencentes ao Contrato de Concessão nº 055/2001 da CPFL Transmissão são demonstrados abaixo. Cabe destacar que o fluxo do componente financeiro foi considerado conforme reperfilamento estabelecido pela ANEEL a partir do ciclo 2021-2022, após a homologação do resultado da RTP das Transmissoras (REH nº 2.851/2021). Quanto ao fluxo do componente econômico e o valor de O&M, tratam-se de valores estabelecidos na REH nº 3.344/2024, que tratou da Revisão Tarifária Periódica (RTP) das transmissoras.

Fluxo de Recebimento^{1,2} | R\$ milhões



Nota: (1) Valores do gráfico estão na data base Junho/2024 e devem ser atualizados por IPCA anualmente. (2) Valores sem data definida para acabar (acaba somente na baixa ou substituição do ativo).

Revisão Tarifária Periódica ("RTP")

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

A segunda RTP estava prevista para ocorrer em 1º de julho de 2023, entretanto, assim como ocorreu com a 1ª RTP, houve a postergação, com o processo sendo concluído em 12/07/2024 com a publicação da REH ANEEL nº 3.344/2024, que homologou o resultado definitivo da RTP de

2023 da RAP, associada ao Contrato de Concessão nº 055/2001, sob responsabilidade da CPFL Transmissão, e que apresentou o índice de reposicionamento definitivo das receitas 14,7%⁴, inferior ao ciclo tarifário anterior.

Quanto ao componente econômico do RBSE, o qual refere-se à remuneração pelo custo de capital dos ativos ainda não depreciados, conforme é possível verificar na tabela abaixo, no item Baixas e Depreciação RTP 2023 RBSE, percebe-se a queda decorrente da depreciação dos ativos durante o período da atual revisão tarifária.

Em relação ao Componente Financeiro da RBSE, destaca-se que este não foi escopo da RTP de 2023. O processo encontra-se aguardando deliberação da Diretoria Colegiada da ANEEL, enquanto a CPFL Transmissão, em conjunto com outras Transmissoras afetadas, continua atuando proativamente neste processo.

Considerando as concessionárias licitadas, registra-se que as concessionárias Maracanaú, Sul I e Sul II também passaram por Revisão Tarifária, com índice de reposicionamento de aproximadamente 2,9%.

Revisão Tarifária do contrato de concessão prorrogado nos termos da Lei nº 12.783/2013:

Contratos	REH 3.216/2023	RBSE Financeiro (fora do escopo RTP)	Trajatória CAOM	Baixas e Depreciação RTP 2023 RBSE	Baixas e Depreciação RTP 2023 RBNI	Incremental RTP 2023	Outros	REH 3.344/2024 Receita Homologada
055/2001	1.122,0	-284,2	-16,6	-85,7	-55,0	28,3	-4,1	704,7

* Valores expressos em R\$ milhões.

Revisão Tarifária dos contratos de concessão licitados:

Contratos	REH 3.216/2023	Índice de Reposicionamento	REH 3.344/2024 Receita Homologada
020/2018	10.658,8	2,96%	10.974,3
005/2019	34.856,1	2,93%	35.878,0
011/2019	44.776,5	2,93%	46.088,2

* Valores expressos em R\$ mil.

Reajuste Tarifário Anual ("RTA")

De acordo com a REH ANEEL nº 3.348/2024, para o ciclo de 2024-2025, de 01/07/2024 a 30/06/2025, a Receita (RAP) somada à Parcela de Ajuste (PA) do **Contrato de Concessão nº 055/2001**, totaliza cerca de R\$ 856 milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- Os dados contemplam os efeitos da RTP 2023, finalizada em julho/2024, incluindo trajetória da Receita (CAOM) estabelecida também no processo de RTP 2023;
- Correção monetária pelo IPCA, em relação ao ciclo 2023-2024;
- Desconto da Parcela de Ajuste (PA), cujo impacto negativo se deve principalmente (i) ao resultado da RTP 2023, o qual contempla os efeitos da receita recebida durante o ciclo 2023-2024, que ainda não havia sido revisada (PA Postergação), e (ii) à reversão das diferenças das parcelas de RAP em função da não aplicação, pela ANEEL, do laudo correto fiscalizado para fins de estabelecimento da RAP na RTP 2018 ("Erro Material").

⁴ O Índice de Reposicionamento corresponde à variação nominal em relação à receita vigente no ano anterior (2022-2023) ao da Revisão (2023-2024). Não considera o financeiro da RBSE.

Este último, em sede de autotutela administrativa;

- (iv) Reforços e Melhorias de “pequeno porte” que entraram em operação comercial ao longo do ciclo de RTP 2018-2023 e foram avaliados na RTP 2023;
- (v) Reforços e Melhorias que entraram em operação comercial durante o ciclo 2023-2024 e incrementaram a receita da transmissora (novos investimentos).

Destaca-se que, em relação ao Componente Financeiro da RBSE, este não sofreu alteração em seu valor, sendo somente aplicada a atualização pelo IPCA, já que seu processo se encontra em análise pela agência reguladora.

Reajuste Tarifário Anual do contrato de concessão prorrogado nos termos da Lei nº 12.783/2013:

Contratos	REH 3.344/2024 Resultado da RTP	RBSE Financeiro	Trajetória CAOM	Novos Investimentos	Indexador (IPCA)	REH 3.348/2024 Receita Homologada	PA RTA 2023	REH 3.348/2024
055/2001	704,7	284,2	-22,3	29,3	33,7	1.029,6	-173,6	856,0

* Valores expressos em R\$ milhões.

Quanto aos contratos licitados, de acordo com a REH ANEEL nº 3.348/2024, para o ciclo de 2024-2025, de 01/07/2024 a 30/06/2025 o valor da RAP total, somada à Parcela de Ajuste alcança aproximadamente R\$ 200 milhões.

Reajuste Tarifário Anual 2024:

Contratos	REH 3.216/2023	Entrada em operação	Indexador (IPCA ou IGP-M)	Impacto do Reposicionamento da RTP	REH 3.348/2024 Receita Homologada	PA RTA 2023	REH 3.348/2024
080/2002	21.435,2	-	-72,5	-	21.362,7	-925,9	20.436,8
001/2011	37.230,4	6.913,6	1.733,1		45.877,1	-2.654,5	43.222,6
003/2013	15.428,5	-	628,6	584,1	16.641,2	435,9	17.077,1
020/2018	10.658,8	-	315,5	-99,2	10.974,3	-85,5	10.888,8
006/2015	19.059,0	-	748,3	-	19.807,3	-195,0	19.612,3
005/2019	34.856,1	-	1.355,3	-333,4	35.878,0	-1.504,5	34.373,5
011/2019	43.186,5	1.590,0	1.311,7	-429,4	46.088,2	-2.316,5	43.771,7
004/2021	-	10.739,2	421,7	-	11.160,9	521,2	11.682,1

* Valores expressos em R\$ mil.

Em relação ao **Contrato de Concessão nº 004/2021 (Cachoeirinha 3)**, a transmissora concluiu as obras objeto do Contrato de Concessão, entretanto, para receber a totalidade da RAP, aguarda a Distribuidora se conectar na subestação, de acordo com a cláusula do Contrato de Conexão (CCT) firmado entre as concessionárias. No momento que as condições previstas no CCT forem atendidas, a Transmissora passará a perceber a RAP de aproximadamente R\$ 12,0 milhões.

3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro | Regulatório



Disclaimer: Este item contém os resultados regulatórios (Demonstrações Contábeis Regulatórias destinadas ao reporte para a ANEEL, agência reguladora do setor elétrico) e, portanto, possui apenas fins de análise do desempenho regulatório/gerencial, seguindo as práticas do mercado para negócios de transmissão.

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

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

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	315	386	(71)	-18,5%	1.428	1.462	(34)	-2,3%
Receita Operacional Líquida	264	323	(59)	-18,4%	1.192	1.206	(15)	-1,2%
PMSO, Previdência e PDD	(73)	(61)	(11)	18,8%	(354)	(314)	(40)	12,6%
Equivalência Patrimonial	1	1	0	4,5%	6	4	3	68,2%
EBITDA	192	263	(71)	-27,0%	844	896	(52)	-5,8%
Depreciação e Amortização	(46)	(29)	(17)	59,8%	(134)	(116)	(18)	15,5%
Resultado Financeiro	(7)	(32)	25	-78,7%	(294)	(174)	(120)	69,2%
<i>Receitas Financeiras</i>	20	24	(4)	-17,6%	78	92	(14)	-15,6%
<i>Despesas Financeiras</i>	(26)	(55)	29	-52,5%	(371)	(265)	(106)	39,9%
Lucro Antes da Tributação	139	202	(63)	-31,1%	416	606	(190)	-31,4%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(26)	(7)	(19)	262,7%	(85)	(98)	13	-13,4%
Lucro Líquido	113	195	(82)	-42,1%	331	508	(177)	-34,8%

Receita Operacional

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Contrato de Concessão 055/2001	262	335	(73)	-21,8%	1.222	1.281	(58)	-4,5%
Sul II	12	12	(1)	-5,4%	47	43	4	9,6%
TESB	12	12	(0)	-2,7%	44	39	5	12,6%
Sul I	9	10	(1)	-13,7%	36	35	1	3,9%
Contrato de Concessão 080/2002	5	5	(0)	-7,1%	18	21	(3)	-13,1%
Morro Agudo	5	5	0	3,9%	20	17	3	17,2%
Piracicaba	6	4	2	53,8%	18	15	3	23,2%
Maracanaú	3	3	0	3,8%	11	10	1	9,3%
Contrato de Concessão 004/2001 (CAC 3)	3	1	2	235,0%	10	1	9	1116,9%
Encargos Regulatórios	(25)	(30)	5	-16,9%	(116)	(130)	15	-11,2%
Receita Bruta	315	386	(71)	-18,5%	1.428	1.462	(34)	-2,3%
Deduções da Receita	(26)	(33)	7	-20,9%	(121)	(125)	5	-3,6%
Receita Líquida	264	323	(59)	-18,4%	1.192	1.206	(15)	-1,2%

No trimestre, a redução percebida na **receita operacional** é devido aos efeitos da revisão tarifária para o ciclo 2024-2025, aplicada a partir de julho de 2024. Já para o ano, após dois trimestres com a nova RAP, vemos uma redução na receita. Já os encargos regulatórios, que fazem parte da receita faturada, junto às subvenções tarifárias, tiveram uma redução, tanto no trimestre quanto no ano.

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

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Pessoal	36	41	(5)	-13,0%	137	143	(6)	-4,3%
Material	3	4	(1)	-28,1%	21	8	13	168,8%
Serviços de Terceiros	28	36	(8)	-22,0%	107	95	12	13,1%
Entidade de Previdência Privada	18	7	11	156,1%	73	54	19	35,8%
Outros	(12)	(27)	15	-54,0%	16	15	1	6,9%
<i>PDD</i>	<i>7</i>	<i>2</i>	<i>5</i>	<i>248,5%</i>	<i>10</i>	<i>(2)</i>	<i>12</i>	<i>-</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>32</i>	<i>20</i>	<i>12</i>	<i>58,3%</i>	<i>50</i>	<i>55</i>	<i>(5)</i>	<i>-8,7%</i>
<i>Outros Enchente - Rio Grande do Sul</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>8</i>	<i>-</i>	<i>8</i>	<i>-</i>
<i>Ajustes TESB (efeito não caixa)</i>	<i>(53)</i>	<i>-</i>	<i>(53)</i>	<i>-</i>	<i>(53)</i>	<i>-</i>	<i>(53)</i>	<i>-</i>
<i>Acordo com fornecedor da CPFL Transmissão</i>	<i>-</i>	<i>(36)</i>	<i>36</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(36)</i>	<i>36</i>	<i>-</i>
<i>Outros</i>	<i>1</i>	<i>(13)</i>	<i>14</i>	<i>-</i>	<i>1</i>	<i>(2)</i>	<i>3</i>	<i>-</i>
PMSO	73	61	11	18,8%	354	314	40	12,6%
Depreciação e Amortização	46	29	17	59,8%	134	116	18	15,5%
PMSO, depreciação e amortização	118	90	29	31,8%	488	430	58	13,4%

No trimestre, o **PMSO** foi afetado pelo efeito líquido dos itens extraordinários – ajustes TESB, acordo com fornecedor da CPFL Transmissão e enchentes no RS (para mais detalhes, vide explicação no item extraordinários do Capítulo 1) (+R\$ 16 MM).

Expurgando esses efeitos, o **PMSO** apresentou um aumento de 28,3% (R\$ 28 milhões), decorrente principalmente de:

- └ Aumento em despesas legais e judiciais (-R\$ 12 milhões);
- └ Aumento de Entidade de Previdência Privada – fruto de novo laudo atuarial (-R\$ 11 milhões);
- └ Aumento da Provisão para Devedores Duvidosos (PDD) (-R\$ 5 milhões).

No ano, também tivemos um aumento no **PMSO**. Expurgando os efeitos extraordinários, a variação seria de 14% (R\$ 49 milhões), fruto principalmente de:

- └ Aumento de Entidade de Previdência Privada – fruto de novo laudo atuarial (-R\$ 19 milhões);
- └ Aumento da Provisão para Devedores Duvidosos (PDD) (-R\$ 12 milhões);
- └ Gastos no projeto Sul II, ocorridos no 2T24 (-R\$ 10 milhões);
- └ Aumento de gastos com serviços de terceiros, como manutenção predial (-R\$ 9 milhões).

Em relação à depreciação, houve um aumento tanto no trimestre quanto no ano, fruto da revisão tarifária ocorrida em 2024, quando a ANEEL recalculou a taxa de depreciação dos ativos e reconheceu novos que entraram no ciclo.

EBITDA

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	113	195	(82)	-42,1%	331	508	(177)	-34,8%
Depreciação e Amortização	46	29	17	59,8%	134	116	18	15,5%
Resultado Financeiro	7	32	(25)	-78,7%	294	174	120	69,2%
Imposto de Renda / Contribuição Social	26	7	19	262,7%	85	98	(13)	-13,4%
EBITDA	192	263	(71)	-27,0%	844	896	(52)	-5,8%

No trimestre, a redução no **EBITDA** se deve principalmente a uma menor receita e maior PMSO, conforme explicado anteriormente. Já no ano, a redução no **EBITDA** é principalmente devido a uma piora no PMSO, conforme explicado anteriormente.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(45)	(81)	37	-45,2%	(290)	(237)	(52)	22,0%
Marcação a Mercado	36	41	(5)	-11,8%	(8)	41	(49)	-
Outras receitas e despesas	1	6	(4)	-77,1%	2	16	(14)	-88,9%
Resultado Financeiro	(7)	(34)	27	-80,0%	(296)	(181)	(115)	63,3%

No trimestre, houve uma melhora do **Resultado Financeiro**, em função da redução das despesas com a dívida líquida, devido principalmente: (i) à redução média do CDI no período, saindo de 0,94% no 4T23 para 0,88% no 4T24; (ii) ao gasto de R\$ 15 milhões para captação de debêntures, ocorrido no 4T23; e (iii) ao pré-pagamento de dívida, o que levou a uma emissão de outra dívida em condições mais favoráveis. Em relação ao ano, houve uma piora no **Resultado Financeiro** fruto das novas captações realizadas pela empresa no período.

Lucro Líquido

Tanto no trimestre quanto no ano, houve uma redução no **Lucro Líquido**, devido a uma menor receita (RAP) causada pela aplicação da revisão tarifária do ciclo 2024-2025 e de uma piora no resultado financeiro.

3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro | IFRS

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	731	605	126	20,8%	2.430	2.213	217	9,8%
Receita Operacional Líquida	679	542	137	25,3%	2.198	1.954	244	12,5%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	289	225	64	28,5%	1.160	1.075	85	7,9%
PMSO, Previdência e PDD	(127)	(148)	21	-14,1%	(368)	(398)	30	-7,6%
Custos com construção de infraestrutura	(284)	(164)	(120)	72,7%	(705)	(580)	(125)	21,5%
Equivalência Patrimonial	1	1	0	13,4%	5	4	2	42,3%
EBITDA¹	268	230	38	16,7%	1.131	981	151	15,3%
Depreciação e Amortização	(11)	(14)	3	-24,8%	(39)	(58)	19	-32,7%
Resultado Financeiro	(7)	(34)	27	-80,0%	(296)	(181)	(115)	63,3%
<i>Receitas Financeiras</i>	20	21	(2)	-7,8%	76	86	(10)	-11,8%
<i>Despesas Financeiras</i>	(26)	(55)	29	-52,5%	(372)	(267)	(104)	39,1%
Lucro Antes da Tributação	251	182	69	38,1%	797	742	55	7,4%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(83)	(41)	(42)	102,1%	(189)	(209)	21	-9,8%
Lucro Líquido	168	141	28	19,5%	608	532	75	14,2%

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



3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS

3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

Comercialização

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	1.454	765	689	90,1%	3.562	2.732	830	30,4%
Receita Operacional Líquida	1.277	651	626	96,1%	3.078	2.310	768	33,3%
Custo com Energia Elétrica	(1.273)	(611)	(662)	108,4%	(3.019)	(2.203)	(816)	37,1%
PMSO, Previdência e PDD	(19)	(21)	3	-12,4%	(72)	(67)	(4)	6,3%
EBITDA¹	(15)	19	(34)	-	(13)	39	(52)	-
Depreciação e Amortização	(2)	(1)	(0)	16,7%	(7)	(6)	(1)	14,4%
Resultado Financeiro	(7)	(11)	5	-41,1%	(23)	(78)	55	-70,8%
<i>Receitas Financeiras</i>	7	17	(10)	-59,2%	47	56	(9)	-16,4%
<i>Despesas Financeiras</i>	(13)	(28)	15	-52,1%	(69)	(134)	64	-48,1%
Lucro Antes da Tributação	(23)	7	(29)	-	(42)	(44)	2	-4,4%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(4)	(1)	(3)	339,6%	(10)	(2)	(9)	540,0%
Lucro (prejuízo) Líquido	(27)	6	(33)	-	(52)	(46)	(7)	14,5%

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

Serviços

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	342	301	41	13,6%	1.364	1.103	261	23,7%
Receita Operacional Líquida	315	277	38	13,6%	1.254	1.011	242	23,9%
PMSO, Previdência e PDD	(264)	(216)	(48)	22,2%	(974)	(783)	(191)	24,4%
EBITDA¹	52	62	(10)	-16,3%	279	228	51	22,4%
Depreciação e Amortização	(10)	(14)	4	-26,1%	(59)	(51)	(8)	16,2%
Resultado Financeiro	1	2	(1)	-33,4%	9	12	(3)	-24,4%
<i>Receitas Financeiras</i>	5	5	(0)	-3,0%	19	24	(4)	-17,8%
<i>Despesas Financeiras</i>	(3)	(3)	(1)	20,2%	(10)	(12)	1	-11,2%
Lucro Antes da Tributação	43	50	(7)	-14,4%	229	189	40	21,2%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(9)	(11)	2	-22,6%	(55)	(45)	(11)	23,7%
Lucro Líquido	34	39	(5)	-12,2%	174	144	29	20,4%

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



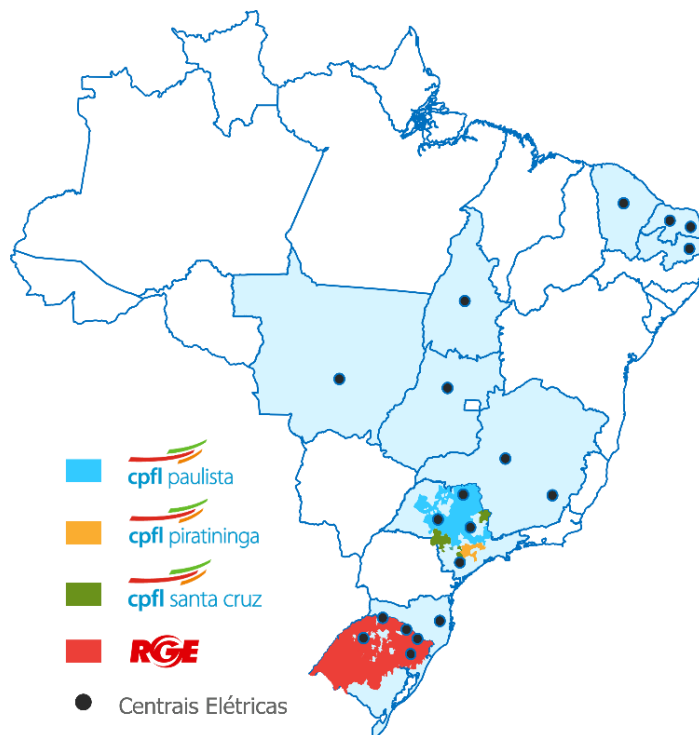
Perfil da Empresa e Estrutura Societária

Área de Atuação

A CPFL Energia atua nos segmentos de Geração, Transmissão, Distribuição, Comercialização e Serviços.

A CPFL é a maior distribuidora em volume de energia vendida, com 13% de participação no Brasil, atendendo cerca de 10,7 milhões de clientes em 687 municípios. Com 4.226 MW de capacidade instalada, está entre as maiores geradoras do país, com 96% do portfólio em geração proveniente de fontes renováveis.

O grupo atua de forma relevante também no segmento de transmissão, com potência instalada de 15,9 mil MVA e mais de 6 mil quilômetros de linhas de transmissão. Conta ainda com uma operação nacional por meio da CPFL Soluções, fornecendo soluções integradas em gestão e comercialização de energia, eficiência energética, geração distribuída, infraestrutura energética e serviços de consultoria. Para acessar o Mapa de Atuação detalhado, [clique aqui](#).



Estratégia de Crescimento

Cientes das incertezas que cercam os cenários macroeconômicos intrínsecos ao nosso negócio e das discussões regulatórias para modernização do setor, concentraremos nossos esforços estratégicos em medidas capazes de gerir custos, ampliar investimentos e alcançar o crescimento sustentável da CPFL Energia, tendo como premissa seguir a nossa disciplina financeira e garantir retorno aos nossos acionistas.

Estrutura Societária e Governança Corporativa

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

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



STATE GRID
CORPORATION OF CHINA

83,71%



Free Float

16,29%

Distribuição	Geração	Transmissão	Comercialização
- cpfl paulista 100% - cpfl piratininga 100% - cpfl santa cruz 100% - RGE¹ 100%	- Jaguari 100% - Paulista Lajeado 59,93% - Investco 5,94% - cpfl geração 100% - Ceran 65% - Enercan 52,12% - Epasa 53,34% - Foz do Chapecó 51% - CPFL RENOVÁVEIS² - BAESA 25,01% - Demais controladas	- cpfl transmissão³ 100% - TESB 98% - CPFL Piracicaba 100% - CPFL Morro Agudo 100% - CPFL Maracanaú 100% - CPFL Sul I 100% - CPFL Sul II 100%	- CPFL Brasil⁴ 100% - CPFL Sul Geradora 99,95% - CPFL Brasil Varejista 100% - CPFL Meridional 100% - CPFL Planalto 100%
			Serviços - CPFL Serviços⁴ 100% - CPFL GD 100% - cpfl atende 100% - alesta⁵ 100% - cpfl total 100% - cpfl finanças 100% - cpfl infra 100% - cpfl pessoas 100% - cpfl supre 100%

UHE Serra da Mesa*

(*) Não se trata de participação societária, apenas do direito de comercialização 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.

Base: 31/12/2024

Notas:

- (1) A RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (49,1502%) e pela CPFL Geração (50,8498%);
- (3) A CPFL Transmissão é controlada pela CPFL Brasil (100%);
- (4) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços;
- (5) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%) e pela CPFL Brasil (0,01%).

Política de Distribuição de Dividendos

A Política de Distribuição de Dividendos da CPFL Energia estabelece que seja distribuído anualmente como dividendo, no mínimo, 50% do lucro líquido, ajustado conforme a lei das S/A (Lei nº 6.404/76)⁵. 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](#).

⁵ A Política 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.



4Q24/2024 Results

Energy for a more
sustainable future

VIDEOCONFERENCE
February 27th, 2025

Time: 11:00 am (BRT) | 09:00 am (ET)

Videoconference in Portuguese with
simultaneous translation into
English

[Click here](#) or use the QR Code





Message from the CEO

Amid the challenges of 2024, we managed to maintain our consistency, once again presenting good results. We closed the year with an EBITDA of R\$ 13.1 billion and Net Income of R\$ 5.8 billion, increases of 2.4% and 4.1%, respectively. In the last quarter of 2024, we reached an EBITDA of R\$ 3.3 billion and Net Income of R\$ 1.6 billion.

We continue to invest at a high pace, with R\$ 5.8 billion invested in our businesses in 2024. In the fourth quarter alone, we invested R\$ 1.9 billion, an increase of 21.7% compared to the same quarter in 2023. This reinforces our commitment to further improve the performance of our distribution assets, by expanding our grid and implementing new technologies, in order to continue offering quality service to our customers. We completed the construction of the Lucia Cherobim SHPP, with 28.0 MW of installed capacity, located in Paraná, which began commercial operations in early January 2025. Investments were also made in the maintenance of the plants and in reinforcements and improvements to the transmission grid, always aiming for excellence in operational management and the Company's sustainable growth.

And the outlook for the coming years remains very positive. At the end of 2024, CPFL Energia's Board of Directors approved the Group's new 2025-2029 Investment Plan, which foresees the allocation of R\$ 29.8 billion to existing businesses. This Plan includes the B Smart Project, which aims to install smart meters in our concession areas. Smart grids represent one of the biggest technological developments that we will see in the distribution segment in the coming years, and the replacement of meters is the basis of this transformation.

Regarding operational performance in 2024, in the Distribution segment, energy sales in the concession area increased by 4.2%, with emphasis on the residential and commercial segments, which showed significant growth of 6.0% and 6.3%, respectively, favored by higher temperatures and the good performance of employment and payroll. In the quarter, consumption in the concession area increased by 1.4%, with emphasis on the industrial segment, which showed growth of 4.3%, as a result of the recovery of some industry sectors that are relevant in our area, such as chemicals, rubber & plastics, and automotive.

In the Generation segment, 2024 was marked by curtailment, the cuts in renewable energy generation imposed by the ONS, given the greater complexity in the operation of the electrical system with the expansion of intermittent sources. Although wind was 5.0% higher compared to 2023, the curtailment generated a 15.4% drop in the volume of energy generated, which represented an impact of R\$ 272 million on EBITDA in 2024.

As regards our financial discipline, cash management and optimization of the capital structure, at the end of this quarter we presented leverage of 2.07 times the EBITDA, based on the measurement criterion used in financial covenants, and a cash position of R\$ 3.5 billion. With regard to dividends, we are proposing an amount of R\$ 3.22 billion, or R\$2.79/share, for the fiscal year 2024, to be distributed after the approval at the AGM, scheduled to take place in April.

Finally, I would like to share with you the update of our 2030 ESG Plan. In its first version, the Plan contained 23 commitments organized into 4 pillars. In the annual update, which is carried out in an integrated manner with the Company's Strategic Planning, an important step was taken with the addition of the 24th commitment - Climate Resilience, with the objective of addressing the strategy for dealing with climate events. The aim is to establish climate adaptation plans for the generation, transmission and distribution businesses, strengthening the resilience of our assets by 2030.

In the institutional and regulatory sphere, we participated in important sectoral discussions, such as the anticipation of the renewal of distribution concessions and the search for a solution for the curtailment in the generation segment. We also faced enormous challenges with one of the biggest climate tragedies in history in Rio Grande do Sul, which affected the operation of our assets, but also demonstrated our resilience in terms of our strong capacity to recovery and respond to crises in all segments in which we operate. For all these reasons, we can say that we were very successful in 2024 and that together we will face the challenges that 2025 will bring us, always with efficiency, discipline and focus on the customer, to ensure the best results.

Gustavo Estrella
CEO, CPFL Energia

Key Indicators

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Load in the Concession Area GWh	17,979	18,415	(436)	-2.4%	72,792	70,666	2,126	3.0%
Sales within the Concession Area GWh	18,559	18,309	250	1.4%	72,897	69,968	2,929	4.2%
<i>Captive Market</i>	9,990	10,813	(823)	-7.6%	40,599	40,704	(105)	-0.3%
<i>Free Client</i>	8,569	7,496	1,072	14.3%	32,299	29,265	3,034	10.4%
Gross Operating Revenue	16,484	15,294	1,190	7.8%	61,085	56,722	4,363	7.7%
Net Operating Revenue	11,946	10,540	1,406	13.3%	42,628	39,743	2,885	7.3%
EBITDA⁽¹⁾	3,276	3,111	165	5.3%	13,134	12,830	304	2.4%
<i>Distribution</i>	1,882	2,061	(179)	-8.7%	7,760	7,904	(144)	-1.8%
<i>Generation</i>	1,107	761	346	45.4%	4,026	3,726	299	8.0%
<i>Transmission</i>	268	230	38	16.7%	1,131	981	151	15.3%
<i>Commercialization, Services & Others</i>	18	59	(41)	-68.8%	217	219	(1)	-0.7%
Net Income	1,574	1,327	247	18.7%	5,762	5,537	224	4.1%
<i>Distribution</i>	750	880	(130)	-14.7%	2,997	3,304	(308)	-9.3%
<i>Generation</i>	652	302	350	116.0%	2,231	1,774	458	25.8%
<i>Transmission</i>	168	141	28	19.5%	608	532	75	14.2%
<i>Commercialization, Services & Others</i>	4	4	(0)	-7.5%	(74)	(73)	(1)	1.3%
Net Debt⁽²⁾	26,955	24,233	2,722	11.2%	26,955	24,233	2,722	11.2%
Net Debt / EBITDA ⁽²⁾	2.07	1.87	-	10.6%	2.07	1.87	-	10.6%
Investments ⁽³⁾	1,894	1,556	338	21.7%	5,795	5,073	722	14.2%
Stock Performance	31.59	38.51	(6.92)	-18.0%	31.59	38.51	(6.92)	-18.0%
Daily Average Volume	61	56	5	8.7%	63	63	0	0.0%

Notes:

- (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result, depreciation/amortization, as CVM Resolution no. 156/22. See the calculation in item 2.1 of this report;
- (2) In financial covenants criteria, which considers CPFL Energia's stake in each generation projects and in CPFL Transmissão;
- (3) Does not include special obligations.



The data disclosed in this release, as well as further details, are available in Excel, in CPFL Energia's **Historical Information Base**, available in the IR website. **To access, [click here](#).**

In case of doubts, [Talk to IR](#).

Highlights



EBITDA
R\$ 3,276
million (+5.3%)



Net Income
R\$ 1,574
million (+18.7%)



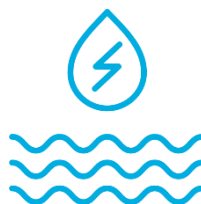
Net Debt
R\$ 27.0
billion with a leverage
of **2.07x** (Net Debt/
EBITDA¹)



CAPEX
R\$ 1,894
million (+21.7%)



Proposal of dividends
in the amount of
R\$ 3,220
million, **R\$ 2.79/share**



Commercial start-up
of **SHPP Lucia**
Cherobim in Paraná
with **28 MW** of **installed**
capacity



ESG Strategy Update added
+1 commitment of
Climate Resilience to the
2030 ESG Plan



We are certificated
by international **Innovation**
Management
Standard, **ISO 56002**



CPFL Santa Cruz,
CPFL Paulista and **CPFL**
Piratinga, recognized in the
Best in Management
Award by FNQ - *Fundação*
Nacional de Qualidade

1) In the financial covenants criteria.

Contents

1) CPFL ENERGIA ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE	6
1.1) Economic-Financial Performance	6
1.2) Indebtedness	12
1.2.1) Financial Debt in IFRS Criteria	12
1.2.2) Debt in Financial Covenants Criteria	14
1.3) Investments	14
1.3.1) Actual Investments by Segment	14
1.3.2) Investment Forecast	15
2) SUSTAINABILITY AND ESG INDICATORS	16
2.1) ESG Plan 2030	16
2.2) Key ESG Indicators aligned to the Plan	17
3) PERFORMANCE OF BUSINESS SEGMENTS	18
3.1) DISTRIBUTION SEGMENT	19
3.1.1) Operational Performance	19
3.1.1.1) Load Net of Losses Concession Area	19
3.1.1.2) Energy Sales Concession Area	19
3.1.1.3) Delinquency	20
3.1.1.4) Losses	21
3.1.1.5) SAIDI and SAIFI	22
3.1.2) Tariff Events	22
3.1.3) Economic-Financial Performance	23
3.2) GENERATION SEGMENT	28
3.2.1) Operational Performance	29
3.2.2) Economic-Financial Performance	29
3.3) TRANSMISSION SEGMENT	33
3.3.1) Portfolio	33
3.3.2) Operational Performance	33
3.3.3) Regulatory Themes	34
3.3.4) Economic-Financial Performance Regulatory	37
3.3.5) Economic-Financial Performance IFRS	39
3.4) COMMERCIALIZATION AND SERVICES SEGMENTS	40
3.4.1) Economic-Financial Performance	40
4) ATTACHMENTS	41

1) CPFL ENERGIA ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

1.1) Economic-Financial Performance

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	16,484	15,294	1,190	7.8%	61,085	56,722	4,363	7.7%
Net Operating Revenue	11,946	10,540	1,406	13.3%	42,628	39,743	2,885	7.3%
Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)	10,125	9,185	941	10.2%	37,033	35,072	1,961	5.6%
Cost of Electric Power	(5,598)	(4,512)	(1,086)	24.1%	(19,519)	(17,669)	(1,851)	10.5%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(1,474)	(1,805)	331	-18.3%	(5,150)	(5,284)	134	-2.5%
Costs of Building the Infrastructure ¹	(1,671)	(1,178)	(493)	41.8%	(5,162)	(4,280)	(882)	20.6%
Equity Income	74	67	7	10.3%	337	319	18	5.5%
EBITDA²	3,276	3,111	165	5.3%	13,134	12,830	304	2.4%
Depreciation and Amortization	(580)	(597)	17	-2.9%	(2,303)	(2,250)	(53)	2.4%
Financial Income (Expense)	(467)	(637)	170	-26.7%	(2,741)	(2,557)	(184)	7.2%
Financial Revenues	390	440	(49)	-11.2%	1,602	1,935	(333)	-17.2%
Financial Expenses	(857)	(1,077)	220	-20.4%	(4,343)	(4,492)	149	-3.3%
Income Before Taxes	2,229	1,877	352	18.8%	8,089	8,023	66	0.8%
Income Tax / Social Contribution	(655)	(550)	(105)	19.1%	(2,327)	(2,486)	158	-6.4%
Net Income	1,574	1,327	247	18.7%	5,762	5,537	224	4.1%

Note: (1) For management purposes, a reclassification of R\$ 90 million was carried out between the infrastructure construction costs and Material lines in 4Q23 and 2023 due to the change in the elimination criteria. (2) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial results and depreciation/amortization.

Non-cash effects, extraordinary items and others

We highlight below the non-cash effects, extraordinary items and others of greater relevance observed in the periods analyzed, as a way to facilitate the understanding of the variations in Company's results.

EBITDA effects R\$ million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Non-cash effects (recurrent)								
Adjustments in the concession financial assets (VNR)	312	147	165	112.7%	1,017	818	198	24.3%
Legal and judicial expenses	(141)	(137)	(4)	2.8%	(315)	(362)	47	-13.0%
Assets write-off	(64)	(52)	(12)	23.2%	(176)	(164)	(12)	7.6%
Extraordinary items								
Enercan Fair Value Adjustments (non-cash effect)	56	(334)	390	-	56	(334)	390	-
Reversal of Liability – MME Ordinance 30 (non-cash effect)	205	-	205	-	205	-	205	-
Lajeado Fair Value Adjustments (non-cash effect)	40	(50)	90	-	103	(50)	152	-
Flood Impacts - Rio Grande do Sul	29	-	29	-	(112)	-	(112)	-
TESB Adjustments (non-cash effect)	26	-	26	-	52	-	52	-
Tariff review (RAB report)	-	(9)	9	-	-	187	(187)	-
Early End of Consortium - Pedra Group	(219)	-	(219)	-	(219)	-	(219)	-
Agreement with CPFL Transmissão supplier	-	36	(36)	-	-	36	(36)	-

Extraordinary items explanation

The quarter result is impacted by the following extraordinary items:

- └ Enercan Fair Value Adjustments (non-cash effect):
 - a. Positive effect of R\$ 56 million in 4Q24, referring to the provision for losses resulting from testing the recoverable value of the asset;
 - b. Negative effect of R\$ 334 million in 4Q23, referring to the provision for losses resulting from testing the recoverable value of the asset;
- └ Reversal of Liability – MME Ordinance No. 30 (non-cash effect): In 2015, MME

Ordinance No. 30 was published, which defined new amounts of physical guarantee for generation assets, including CPFL Renováveis' SHPPs, through a physical guarantee review mechanism provided for in MME Ordinance No. 463/2009. A preliminary decision, resulting from a lawsuit challenging the review mechanism in question, allowed the Ordinance's provisions not to be applied, but CPFL, in a conservative manner, chose to provision a liability corresponding to this reduction in physical guarantee. At the end of 2024, ANEEL Normative Resolution (REN) No. 1,085/2024 was published, establishing a new system for measuring flow and unavailability, which may correct the regulatory gap and will enable the proposal of a fairer physical guarantee review methodology. In this way, the technical discussion was favored, which justifies the reduction of the provisioned balances related to this discussion, totaling R\$ 205 million;

Lajeado Fair Value Adjustments (non-cash effect):

- a. Positive effect of R\$ 40 million in 4Q24, due to the remeasurement at fair value in the investment recorded in Paulista Lajeado;
- b. Negative effect of R\$ 50 million in 4Q23, due to the remeasurement at fair value in the investment recorded in Paulista Lajeado;

Flood Impacts – Rio Grande do Sul:

- a. RGE (-R\$ 10 million): Reversal of provisions of assets write-off, in the amount of R\$ 12 million, offset by services related to the replacement of impacted assets, cleaning and infrastructure services, among others, in the amount of R\$ 2 million. The effects are net of taxes;
- b. Ceran (-R\$ 16 million): Receipt of insurance from the Monte Claro HPP, in the amount of R\$ 18 million, offset by cleaning and infrastructure services, among others, in the amount of R\$ 2 million;
- c. CPFL Transmissão (-R\$ 4 million): Reversal of provisions of assets write-off, in the amount of R\$ 3 million, and maintenance and infrastructure services, among others (R\$ 1 million);

Reversal of Provision – TESB (non-cash effect): Positive effect of R\$ 26 million due to the reversal of provision for losses related to the possible delay in the operation of the asset. This effect concerns the impact accounted for in IFRS. In the regulatory result of the Transmission segment, the effect is R\$ 54 million;

Regulatory Asset Base ("RAB") Appraisal Report – 4Q23 Effect: Adjustment related to the final version of the appraisal report of CPFL Piratininga's PTR (R\$ 9 million);

Early End of Consortium – Pedra Group: in November 2024, ANEEL authorized the transfer of the concessions for the biomass thermoelectric power plants Bio Pedra, Bio Buriti e Bio Ipê to Pedra Group. In December 2024, all conditions precedent of the agreement were fulfilled, terminating all existing contractual relationships between the parties. The agreement generated value for the CPFL group, but in the 2024 fiscal year, the impact on EBITDA was R\$ 219 million;

Agreement with CPFL Transmissão supplier – 4Q23 Effect: due to the delay in the delivery of TESB's works, the Company entered into an agreement with the responsible supplier, dealing with the reimbursement of corresponding losses and damages, in the amount of R\$ 83.5 million; part of this amount (R\$ 47.3 million) was transferred to the state of Rio Grande do Sul, as provided for in the Privatization Auction Notice No. 01/2021 of CEEE-T, with a remaining benefit of R\$ 36.2 million in the 4Q23 result;

In the analysis of the year, the result is impacted by the following items:

- Lajeado Fair Value Adjustments (non-cash effect): positive effect of R\$ 103 million in 2024, considering the effect of R\$ 63 million in 1Q24, compared to the negative impact of R\$ 50 million in 2023, due to the remeasurement at fair value in the investment recorded in Paulista Lajeado;
- Flood Impacts – Rio Grande do Sul:

 - a. RGE (R\$ 93 million): (i) damaged assets write-off, in the amount of R\$ 35 million, mainly meters and distribution grid and substation equipment (R\$ 26 million) and their respective write-off in concession financial asset (R\$ 9 million), (ii) services related to the replacement of impacted assets, cleaning and infrastructure services, fleet maintenance, among others (R\$ 24 million), (iii) penalties and National Grid excess demand (R\$ 23 million) and (iv) impossibility of billing clients affected by the flood, in an **estimated amount** of R\$ 12 million;
 - b. Ceran (R\$ 11 million): (i) cleaning and infrastructure services, among others, in the amount of R\$ 26 million; and (ii) damaged assets write-off, in the amount of R\$ 3 million, offset by (iii) receipt of insurance of the Monte Claro HPP, in the amount of R\$ 18 million;
 - c. CPFL Transmissão (R\$ 8 million): infrastructure and maintenance expenses, among others.
- Reversal of Provision – TESB (non-cash effect): Positive effect of R\$ 52 million due to the reversal of the provision for losses related to the possible delay in the operation of the asset. This effect concerns the impact accounted for in IFRS. In the regulatory result of the Transmission segment, the effect is R\$ 54 million;
- Regulatory Asset Base ("RAB") Appraisal Report – 2023 effects:

 - a. CPFL Paulista (R\$ 72 million): amount related to the complement for the final appraisal report;
 - b. RGE (R\$ 77 million): value referring to the complement for the final appraisal report;
 - c. CPFL Piratininga (R\$ 38 million): Preliminary Report (-R\$ 47 MM) in 2Q23 and Final Appraisal Report (+R\$ 9 MM) in 4Q23.

The other effects are the same for the quarterly and annual analysis.

Other relevant numbers for result analysis

EBITDA effects Transmission Segment	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
EBITDA IFRS	268	230	38	16.7%	1,131	981	151	15.3%
EBITDA Regulatory	192	263	(71)	-27.0%	844	896	(52)	-5.8%
Difference IFRS (-) Regulatory	77	(33)			288	85		

Financial results effect R\$ million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Late payment interest and fines	119	103	16	15.8%	423	382	41	10.8%
Debt Mark-to-market (MTM)	188	154	35	22.5%	(90)	168	(258)	-

The financial result was influenced by an extraordinary item:

- Late payment interest and fines: positive result for the year due to the increase in the number of overdue accounts received, offset by REN ANEEL No. 1,092/2024, which suspended the collection of fines and interest in RGE, from May to August, due to the

public calamity in the state of Rio Grande do Sul¹;

Debt Mark-to-market (MTM): In the quarter, we had a positive effect related to the increase in the risk spread curve practiced by the debt market in the quarter. In the year, the financial expense is negatively impacted by the higher debt balance and the reduction in the risk spread curve practiced by the market in 2024, compared to 2023.

Net Operating Revenue by Segment

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Distribution	9,048	8,447	601	7.1%	34,224	32,414	1,811	5.6%
Generation	1,482	1,392	90	6.5%	5,020	4,997	23	0.5%
Transmission	679	542	137	25.3%	2,198	1,954	244	12.5%
Commercialization	1,277	651	626	96.1%	3,078	2,310	768	33.3%
Services	315	277	38	13.6%	1,254	1,011	242	23.9%
Elimination and Others	(855)	(769)	(86)	11.1%	(3,146)	(2,943)	(202)	6.9%
Net Operating Revenue	11,946	10,540	1,406	13.3%	42,628	39,743	2,885	7.3%

In the Distribution segment, adjustments to the Concession's Financial Asset offset the lower revenue with energy sales (Captive + TUSD) in the quarter, impacted by high temperatures of the previous period. In the year, the temperature effect was positive for the revenue, partially offset by the lower update of the concession's financial asset.

For further details about the variation in net operating revenue by segment, see **Chapter 3 – Performance of Business Segments**.

Cost of Electric Energy

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Itaipu	612	546	66	12.2%	2,260	2,134	126	5.9%
PROINFA	90	107	(17)	-16.1%	367	420	(54)	-12.8%
Auction, Bilateral Contracts and Spot Market	4,182	2,754	1,428	51.8%	13,115	11,253	1,862	16.5%
PIS and COFINS Tax Credit	(428)	(296)	(132)	44.6%	(1,374)	(1,223)	(150)	12.3%
Cost of Electric Power Purchased for Resale	4,455	3,111	1,345	43.2%	14,368	12,583	1,784	14.2%
National Grid Charges	968	1,030	(62)	-6.0%	4,079	3,889	190	4.9%
Itaipu Transmission Charges	72	103	(31)	-30.4%	362	363	(1)	-0.2%
Connection Charges	27	27	(0)	-0.1%	117	108	9	7.9%
Charges for the Use of the Distribution System	9	23	(13)	-58.2%	42	85	(44)	-51.2%
ESS / EER	182	369	(188)	-50.8%	1,099	1,191	(92)	-7.7%
PIS and COFINS Tax Credit	(115)	(151)	35	-23.4%	(547)	(551)	3	-0.6%
Charges	1,143	1,401	-258	-18.4%	5,152	5,085	66	1.3%
Cost of Electric Energy	5,598	4,512	1,086	24.1%	19,519	17,669	1,851	10.5%

There was an increase in **Costs with Energy Purchased for Resale**, in the quarter and in the year, mainly due to the increase in the costs with **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market**.

The increase in **Charges for the Use of the Transmission and Distribution System** in the year, is mainly due to the variation in National Grid charges, due to the adjustment in the Tariff for the Use of the Transmission System (TUST), as of July 2023, in accordance with ANEEL Resolution No. 3,217/23, partially offset by adjustment in the TUST in accordance with ANEEL Resolution No. 3,349/24, as of July 2024.

About **sector charges (ESS/EER)**, the variation perceive in the quarter result from the ESS - System Service Charges, due to the lower level of thermal dispatches outside the merit order that

¹ REN 1,092/24 established, among other measures, that actions to collect late payments and the application of interest and fines would be suspended for 90 days for municipalities in the state of Rio Grande do Sul where a "state of emergency" was declared and 30 days for other municipalities in the state.

occurred in the period, and the EER (Reserve Energy Charge) due to the higher PLD applied in contracts' settlement. In the year, the variation is concentrated in the EER, due to the PLD.

For further details about the variation in the Cost of Electric Energy, see **Chapter 3 – Performance of Business Segments**.

PMSO

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Personnel	607	604	3	0.4%	2,261	2,160	101	4.7%
Material ¹	122	110	12	10.9%	516	486	30	6.2%
Outsourced Services	303	292	11	3.8%	1,068	991	77	7.8%
Outsourced Services	318	292	26	8.8%	1,028	991	37	3.8%
Outsourced Services - Flood in Rio Grande do Sul	(15)	-	(15)	-	40	-	40	-
Other Operating Costs/Expenses	415	774	(359)	-46.4%	1,177	1,483	(307)	-20.7%
ADA	91	87	5	5.7%	417	277	139	50.2%
Assets Write-Off	64	52	12	23.2%	176	164	12	7.6%
Legal and judicial expenses	141	137	4	2.8%	315	362	(47)	-13.0%
Early End of Consortium - Pedra Group	191	-	191	-	191	-	191	-
Assets Write-Off - Flood in Rio Grande do Sul	(15)	-	(15)	-	29	-	29	-
TESB Adjustments (non-cash effect)	(26)	-	(26)	-	(52)	-	(52)	-
Agreement with CPFL Transmissão supplier	-	47	(47)	-	-	47	(47)	-
Lajeado Fair Value Adjustments (non-cash effect)	(40)	50	(90)	-	(103)	50	(152)	-
Enercan Fair Value Adjustments (non-cash effect)	(56)	334	(390)	-	(56)	334	(390)	-
Others	65	68	(3)	-4.1%	260	250	10	4.0%
PMSO	1,447	1,780	(334)	-18.7%	5,022	5,120	(98)	-1.9%

Note: (1) For management purposes, a reclassification of R\$ 90 million was carried out between the infrastructure construction costs and Material lines in 4Q23 and 2023 due to the change in the elimination criteria.

The PMSO was impacted by extraordinary items, which generated a positive effect of R\$ 392 million in the quarter and R\$ 382 million in the year (for more details, see explanation at the beginning of the chapter).

Excluding these items, the PMSO would have an increase in the quarter and in the year, respectively, of 4.3% (R\$ 59 million) and 6.1% (R\$ 284 million), due to the following factors:

- MSO not linked to inflation (increases of R\$ 21 million in the quarter and of R\$ 109 million in the year):** increase in the allowance for doubtful accounts (ADA) was the main impact for the quarter and year;
- MSO linked to inflation (increases of R\$ 35 million in the quarter and of R\$ 73 million in the year) - main impacts:** increase in hardware/software maintenance expenses (R\$ 3 million in the quarter and R\$ 32 million in the year) and collection actions (R\$ 9 million in the quarter and year);
- Personnel (increases of R\$ 3 million in the quarter and of R\$ 101 million in the year):** reflect the salary adjustments resulting from the collective bargaining agreements applied in 2023 and 2024, in addition to a headcount increase of 13.0% in the Services segment (which represents 33% of the CPFL group's workforce); it is worth mentioning that this increase in costs in the Services segment has revenue linked to it. This growth also reflects a headcount increase of 2.4% in the Distribution segment.

Other operating costs and expenses

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Costs of Building the Infrastructure	1,671	1,178	493	41.8%	5,162	4,280	882	20.6%
Private Pension Fund	27	25	3	10.7%	128	163	(35)	-21.7%
Depreciation and Amortization	580	597	(17)	-2.9%	2,303	2,250	53	2.4%
Other operating costs and expenses	2,279	1,800	478	26.6%	7,593	6,694	899	13.4%

EBITDA

EBITDA both in the quarter and in the year, was impacted by extraordinary effects from 2023 and 2024. Excluding these effects, the performance would be negative, mainly explained by the increase in wind generation restrictions, partially offset by the PMSO below inflation and the increase in the Transmission segment margin.

EBITDA is calculated according to CVM Resolution No. 156/22 and showed in the table below:

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Net Income	1,574	1,327	247	18.7%	5,762	5,537	224	4.1%
Depreciation and Amortization	580	597	(17)	-2.9%	2,303	2,250	53	2.4%
Financial Result	467	637	(170)	-26.7%	2,741	2,557	184	7.2%
Income Tax / Social Contribution	655	550	105	19.1%	2,327	2,486	(158)	-6.4%
EBITDA	3,276	3,111	165	5.3%	13,134	12,830	304	2.4%

Financial Result

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Revenues	390	440	(49)	-11.2%	1,602	1,935	(333)	-17.2%
Expenses	(857)	(1,077)	220	-20.4%	(4,343)	(4,492)	149	-3.3%
Financial Result	(467)	(637)	170	-26.7%	(2,741)	(2,557)	(184)	7.2%

Managerial Analysis

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(729)	(762)	33	-4.3%	(2,955)	(3,111)	156	-5.0%
Late payment interest and fines	119	103	16	15.8%	423	382	41	10.8%
Mark-to-market	188	154	35	22.5%	(90)	168	(258)	-
Adjustment to the sectorial financial asset/liability	(4)	3	(8)	-	(82)	66	(149)	-
Others financial revenues/expenses	(40)	(135)	95	-70.0%	(36)	(62)	26	-41.7%
Financial Result	(467)	(637)	170	-26.7%	(2,741)	(2,557)	(184)	7.2%

Net financial expenses decreased in the quarter mainly due to the positive effect of **Mark-to-market** (higher spread risk curve) and lower **expenses with the net debt** (lower CDI).

In the year, the increase was mainly a reflection of the **Mark-to-market**, due to the reduction in the risk spread curve practiced by the market, compared to what was practiced in 2023, and the **Adjustment to the sectorial financial asset/liability**, mainly justified by the recording of the updateable balance of assets in 2023 and liabilities in 2024. These effects were partially offset by the reduction in **expenses with the net debt**, mainly reflecting the lower CDI in the period.

Net Income

The increase of 18.7% in **Net Income** reflects mainly the **EBITDA** performance of the quarter, influenced by extraordinary items and lower **net financial expenses**. In the year, positive EBITDA effects, partially offset by higher **net financial expenses**, result in a 4.1% growth in **Net Income**.

Allocation of Net Income from the Fiscal Year

CPFL Energia's dividend policy establishes that at least 50% of net income, adjusted in accordance with the Brazilian Corporate Law, must be distributed to the shareholders. The proposal for allocation of net income for the fiscal year is shown below:

R\$ thousand	2024
Net income for the year - parent company	5,457,652
Realization of reserve for realizable profits	3,234
Realization of Comprehensive Result	12,050
Time-barred dividends	16,928
Net income considered for allocation	5,489,864
Legal reserve	-
Reserve for realizable profits	874,241
Profit Reserve - working capital reinforcement	1,396,020
Mandatory minimum dividend	1,364,413
Proposed additional dividend	1,855,190
Total Dividends	3,219,603

Dividend

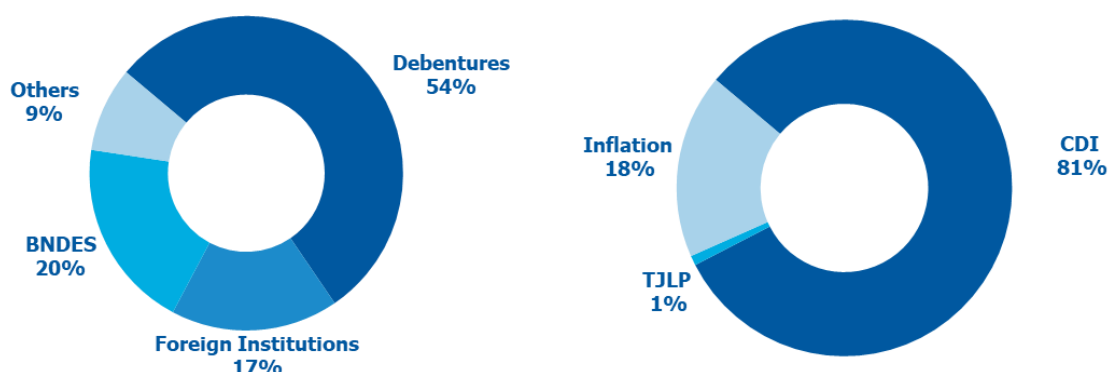
The Board of Directors propose the payment of R\$ 3,220 million in dividends to holders of common shares traded on B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). This proposed amount corresponds to R\$ 2.794176750 per share and will be distributed after the approval at the AGM.

1.2) Indebtedness

1.2.1) Financial Debt in IFRS Criteria

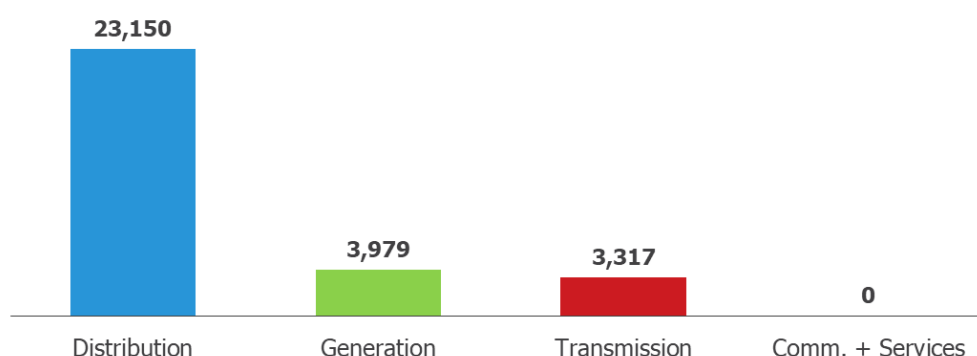
R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %
Financial Debt (including hedge)	30,445	29,455	(991)	3.4%
Available Funds	(3,547)	(5,533)	(1,986)	-35.9%
Net Debt	26,898	23,922	2,976	12.4%
Debt Cost	12.2%	11.9%	-	2.9%

Breakdown by Profile and Indexation | After Hedge



To mitigate any risk of market fluctuations, around R\$ 5.4 billion in debt is protected by **hedge** operations. In order to protect the exchange rate and the rate linked to the contract, **swap** operations were contracted for foreign currency debts (17.8% of total IFRS debts).

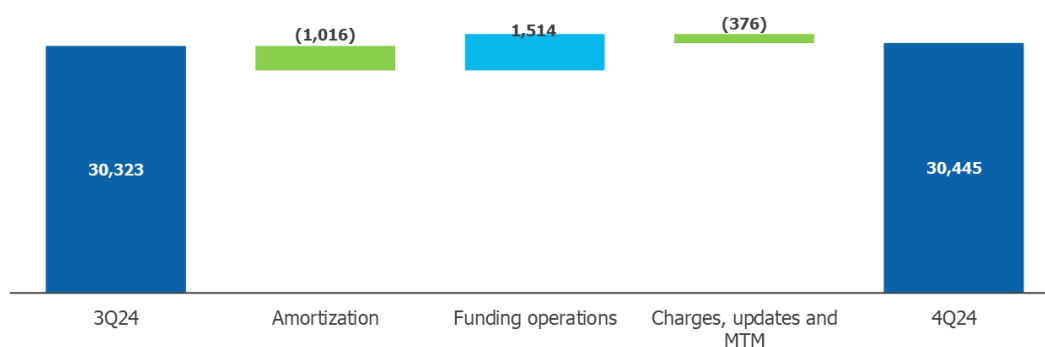
Debt by Segment – IFRS | R\$ Million



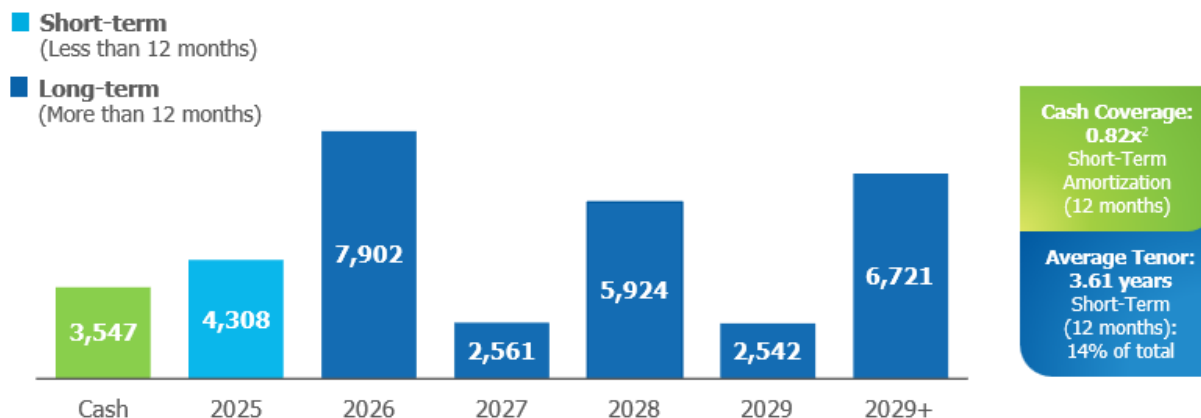
Notes:

- (1) The Generation segment considers CPFL Renováveis, CPFL Geração, Ceran and Enercan; the Services segment considers CPFL Serviços;
- (2) Considering the debt's notional, interests, derivatives and the intercompany loans with SGBP.

Evolution of the Debt Balance – IFRS | 4Q24



Debt Amortization Schedule¹ – IFRS | December 2024



Notes:

- (1) Considering only the notional and hedge of the debt. In order to reach the total financial debt of R\$ 30,445 million, should be included charges, the mark-to-market (MTM) effect, cost with funding and intercompany loans;
(2) Cash is considering the amount of R\$ 1,574 million of Marketable Securities.

1.2.2) Debt in Financial Covenants Criteria

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %
Financial Debt (including hedge) ¹	30,782	29,906	876	2.9%
(-) Available Funds ²	(3,827)	(5,673)	1,846	-32.5%
(=) Net Debt	26,955	24,233	2,722	11.2%
EBITDA Proforma ³	13,006	12,933	73	0.6%
Net Debt / EBITDA	2.07	1.87	-	10.6%

Notes:

- (1) Considers the proportional consolidation of the assets of Generation and of CPFL Transmissão, in addition to the loan with SGBBP;
(2) Cash and Cash Equivalents already considering Marketable Securities;
(3) Proforma EBITDA in the financial covenants criteria, adjusted according to CPFL Energia's stake in each of its subsidiaries.

The reconciliation of CPFL Energia's Net Debt/EBITDA indicator is available on CPFL Energia's Historical Information Base, on the IR website, to access it [click here](#).

1.3) Investments

1.3.1) Actual Investments by Segment

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Distribution	1,433	1,092	342	31.3%	4,544	3,793	751	19.8%
Generation	137	173	(37)	-21.0%	411	446	(36)	-8.0%
Transmission ¹	300	257	42	16.4%	758	735	23	3.1%
Commercialization	1	2	(1)	-60.7%	3	5	(2)	-31.8%
Services and Others ²	23	32	(8)	-26.5%	80	94	(15)	-15.6%
Actual Investments	1,894	1,556	338	21.7%	5,795	5,073	722	14.2%

Notes:

- (1) Transmission assets do not have fixed assets, the figures in this table are the addition of contractual assets;
(2) Others: basically, refers to assets and transactions that are not related to the listed segments.

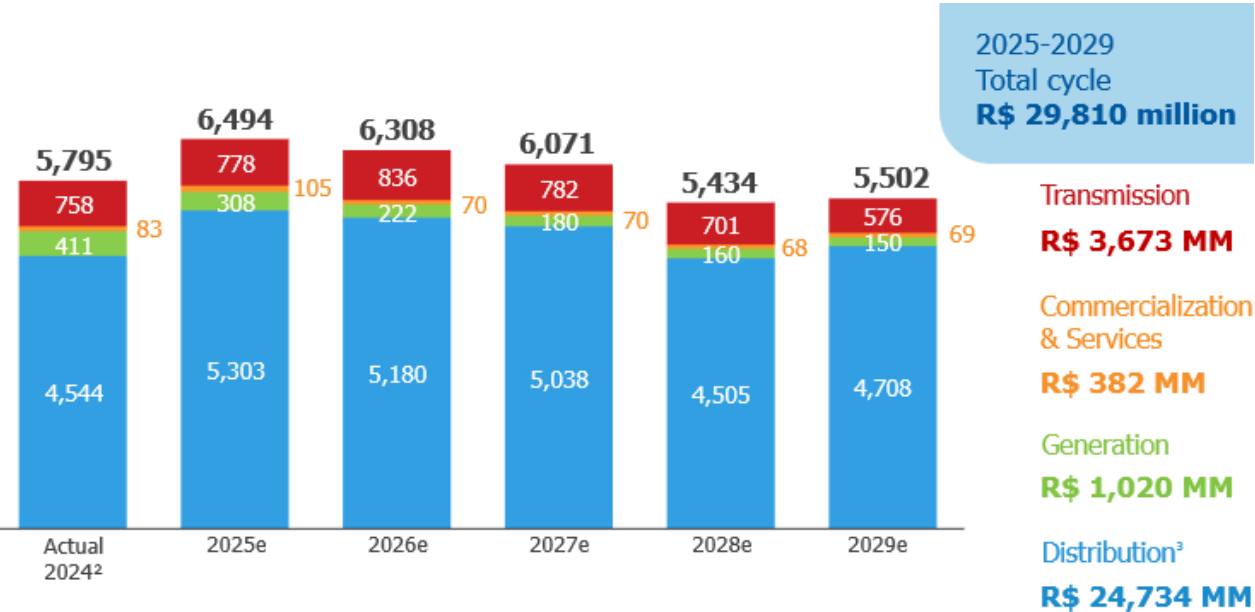
The increase observed between the periods is mainly related to the performance in the Distribution segment, with a focus on customer service works and the expansion plan of the electrical system,

added to the maintenance and modernization of the grid, alongside the Transmission segment, where we invested in improvements to our lines. However, we have a decrease in the Generation segment due to the finalization of Cherobim SHPP construction.

Related to 2024, the investments totaled R\$ 5,795 million (98% of our CAPEX Plan), an increase of 14.2% in relation to 2023, in which were reached R\$ 5,073 million, the growth is explained by the increase in investments by Distribution and Transmission segments, as explained earlier.

1.3.2) Investment Forecast

On December 12th, 2024, the Board of Directors of CPFL Energia approved Board of Executive Officers' 2025/2029¹ Multiannual Plan for the Company, which was previously discussed by the Corporate Finance Committee and Risk Management.



Notes:

(1) Constant currency;

(2) Disregard investments in Special Obligations (among other items financed by consumers).

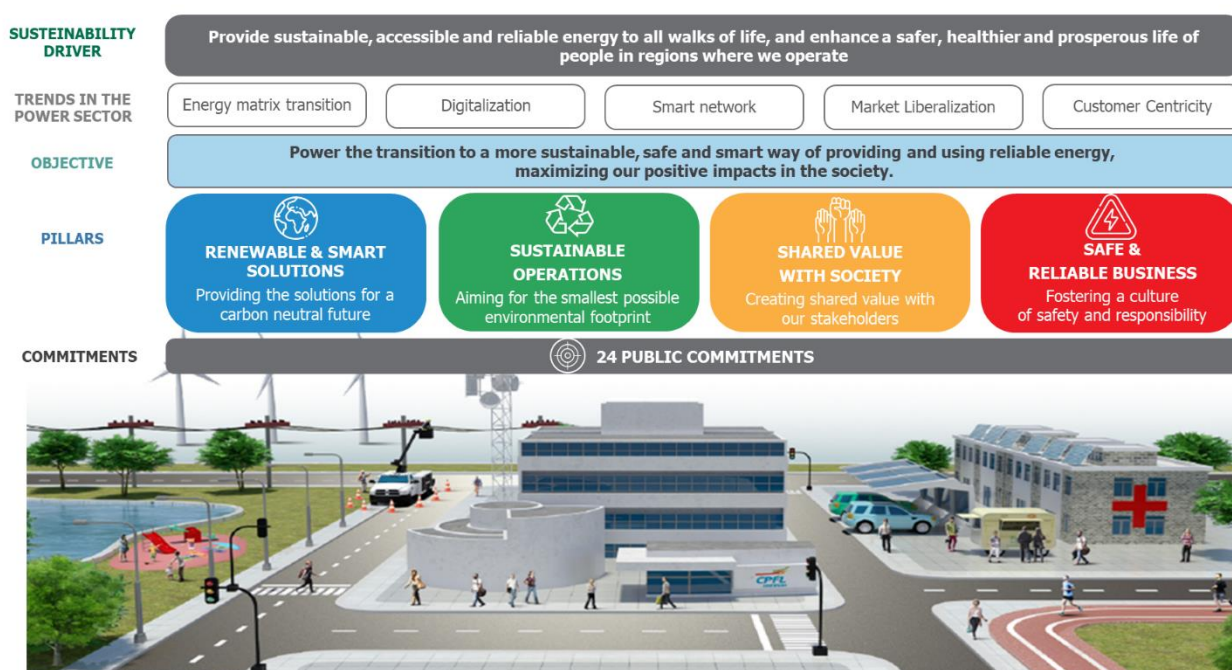


2) SUSTAINABILITY AND ESG INDICATORS

2.1) ESG Plan 2030

The ESG Plan 2030 brings guidelines and strategies so that we can provide sustainable, accessible, and reliable energy at all times, making people's lives safer, healthier and more prosperous in the regions where we operate. Our corporate goal is to drive the transition to a more sustainable model of producing and consuming energy, leveraging the positive impacts of our business model on the community and the value chain.

To this end, we have identified four pillars that support the way we conduct our business and execute our strategy: Renewable and smart solutions, Sustainable operations, Shared value with society and Safe and reliable business.



Within the pillars, we made 24 commitments guided by the United Nations' Sustainable Development Goals (SDGs). The commitments are available on the CPFL Energia [IR website](#).



2.2) Key ESG Indicators aligned to the Plan

Below we list some indicators in line with the 2030 ESG Plan:

Renewable & Smart Solutions								
Theme	Indicator	Unit	4Q24	4Q23	Δ %	2024	2023	Δ %
Renewable energy	Total energy generated by renewable sources	GWh	4,229	5,204	-18.7%	16,699	14,889	12.2%
	↳ HPPs (hydro)	GWh	2,483	3,237	-23.3%	10,393	7,938	30.9%
	↳ SHPPs and CGHs	GWh	431	484	-10.9%	1,686	1,854	-9.1%
	↳ Solar	GWh	0.3	0.3	13.2%	1.2	1.2	-3.4%
	↳ Wind	GWh	1,132	1,211	-6.6%	3,631	4,054	-10.5%
	↳ Biomass	GWh	183	272	-32.8%	988	1,041	-5.1%
Smart Grid	Installed automatic reclosers	unit	19,876	17,909	11.0%	19,876	17,909	11.0%
	% of telemetered load	%	56.2%	54.6%	2.9%	56.0%	56.4%	-0.8%
Innovation	Innovation Investment (Aneel R&D) in the period	R\$ million	31.8	20.6	54.6%	73.7	55.2	33.5%
Decarbonization	Projects qualified for commercialization of carbon credits and renewable energy seals	unit	53	67	-20.9%	53	67	-20.9%
	Revenue from sales of carbon credits and energy stamps	R\$ million	1.4	0.0	0.0%	3.1	3.3	-6.1%

Sustainable Operations								
Theme	Indicator	Unit	4Q24	4Q23	Δ %	2024	2023	Δ %
Circular Economy	Refurbished transformers	unit	2,402	2,942	-18.4%	9,876	11,611	-14.9%
	Aluminum, copper and iron sent to the reverse chain	tons	23,715	25,542	-7.2%	93,725	80,471	16.5%
Eco-Efficiency	Water consumption (administrative buildings)	1,000 m³	9	29	-68.8%	37	82	-54.6%
	Energy consumption (administrative buildings)	MWh	2,459	9,871	-75.1%	10,405	36,409	-71.4%

Shared Value with Society								
Theme	Indicator	Unit	4Q24	4Q23	Δ %	2024	2023	Δ %
Digitalization	% de digitalization of customer services	%	91.0%	90.0%	1.1%	90.5%	90.8%	-0.2%
	% of bills paid digitally	%	75.2%	73.8%	1.9%	75.4%	72.2%	4.4%
	Digital bills	million units	5.0	4.6	7.6%	5.0	4.6	7.6%
Community	Energy efficiency investments in public hospitals (CPFL and RGE in Hospitals)	R\$ million	14.7	12.3	19.8%	31.2	61.8	-49.5%
	Investment in socio-environmental projects in communities (Instituto CPFL, Energy Efficiency Program for Low Income and Environment)	R\$ million	14.5	31.3	-53.8%	43.7	87.9	-50.3%
	People benefiting from CPFL Institute social programs in the period	thousand	99.0	732.8	-86.5%	876.4	2,472.1	-64.5%
	Low-income consumer units benefited by the Energy Efficiency Program (PEE Aneel) in the period	thousand	11.374	8.5	33.8%	13.574	30.5	-55.5%
People development and inclusion	Training hours ¹	thousand	131.1	179.4	-26.9%	524.2	771.5	-32.1%
Diversity ²	PoC in the company	%	34.8%	31.1%	11.7%	34.8%	31.1%	11.7%
	Women in the company	%	21.1%	21.0%	0.6%	21.1%	21.0%	0.6%
	PwD in the company	%	4.4%	4.0%	9.5%	4.4%	4.0%	9.5%
	Minority Groups in leadership positions	%	39.6%	-	-	39.6%	-	-
Sustainable Purchases	Critical suppliers evaluated in sustainability criteria	%	92.1%	94.0%	-2.0%	92.1%	94.0%	-2.0%

Note: (1) Consider the professional requalification program

(2) In 2024, we updated our commitments and replaced the "Women in leadership positions" indicator by "Minority Groups in leadership positions"



Safe & Reliable Business

Theme	Indicator	Unit	4Q24	4Q23	Δ %	2024	2023	Δ %
Health and Safety	Accident frequency rate Own employees	# injured * 1MM / hours worked ¹	0.9	0.8	18.7%	0.8	0.6	19.5%
	Accident frequency rate Outsourced	# injured * 1MM / hours worked ¹	2.5	2.8	-9.0%	4.7	2.8	68.4%
	Fatal accidents with the population	unit	4.0	4.0	0.0%	10.0	10.0	0.0%
Ethics	Employees trained in Ethics and Integrity	%	100%	100.0%	0.0%	100%	100.0%	0.0%
Transparency	Independent Member in the Board of Directors	number	2	2	0.0%	2	2	0.0%
	Women in the Board of Directors	number	3	1	200.0%	3	1	200.0%

Note: (1) hours worked with risk exposure



3) PERFORMANCE OF BUSINESS SEGMENTS

3.1) DISTRIBUTION SEGMENT

3.1.1) Operational Performance

3.1.1.1) Load Net of Losses | Concession Area

GWh	4Q24	4Q23	Δ GWh	Δ %	Breakd.	2024	2023	Δ GWh	Δ %	Breakd.
Captive Market	9,490	10,978	(1,488)	-13.6%	52.8%	40,140	41,201	(1,061)	-2.6%	55.1%
Free Client	8,489	7,437	1,052	14.1%	47.2%	32,652	29,465	3,187	10.8%	44.9%
Load Net of Losses	17,979	18,415	(436)	-2.4%	100.0%	72,792	70,666	2,126	3.0%	100.0%

3.1.1.2) Energy Sales | Concession Area

GWh	4Q24	4Q23	Δ GWh	Δ %	Breakd.	2024	2023	Δ GWh	Δ %	Breakd.
Residential	5,923	6,025	(103)	-1.7%	31.9%	23,306	21,980	1,325	6.0%	32.0%
Industrial	6,842	6,561	281	4.3%	36.9%	26,577	25,799	778	3.0%	36.5%
Commercial	3,183	3,183	0	0.0%	17.2%	12,587	11,845	742	6.3%	17.3%
Rural	691	655	37	5.6%	3.7%	2,879	2,755	124	4.5%	3.9%
Others	1,919	1,885	34	1.8%	10.3%	7,549	7,590	(41)	-0.5%	10.4%
Energy Sales	18,559	18,309	250	1.4%	100.0%	72,897	69,968	2,929	4.2%	100.0%
Captive										
Residential	5,922	6,025	(103)	-1.7%	59.3%	23,304	21,980	1,324	6.0%	57.4%
Industrial	585	902	(317)	-35.1%	5.9%	2,769	3,604	(836)	-23.2%	6.8%
Commercial	1,598	1,882	(285)	-15.1%	16.0%	6,713	7,103	(390)	-5.5%	16.5%
Rural	610	607	3	0.5%	6.1%	2,605	2,569	36	1.4%	6.4%
Others	1,275	1,396	(121)	-8.7%	12.8%	5,209	5,447	(239)	-4.4%	12.8%
Total Captive	9,990	10,813	(823)	-7.6%	100.0%	40,599	40,704	(105)	-0.3%	100.0%
Free Client										
Residential	1	0	1	0.0%	0.0%	2	0	2	0.0%	0.0%
Industrial	6,257	5,659	598	10.6%	73.0%	23,808	22,195	1,614	7.3%	73.7%
Commercial	1,585	1,301	285	21.9%	18.5%	5,874	4,741	1,133	23.9%	18.2%
Rural	81	48	33	69.5%	0.9%	275	186	88	47.4%	0.9%
Others	644	489	155	31.8%	7.5%	2,340	2,142	198	9.2%	7.2%
Total Free Client	8,569	7,496	1,072	14.3%	100.0%	32,299	29,265	3,034	10.4%	100.0%

Highlights in the quarter:

- Residential Segment:** reduction of 1.7%, mainly due to the lower need for refrigeration, due to the milder temperatures in the state of São Paulo, in addition to the impact related to the increase in distributed generation (DG). Partially offsetting these effects, there was a positive effect of payroll and the level of employment;
- Industrial Segment:** growth of 4.3%, reflecting the recovery of the sector's economic performance, which can be seen in the data released for the national industrial production, which registered a growth of 3.1% in the quarter, reflecting the predominance of positive rates in consumption in 7 of the 10 largest sectors in our concession area;
- Commercial Segment:** the segment remained at the same level compared to the same period in the previous year, driven by the positive result of the payroll, reduction in the

unemployment rate and the positive impact related to the vegetative growth of consumer units, which was offset by the negative effect of DG and by lower temperatures recorded in the state of São Paulo;

- | **Rural Segment:** growth of 5.6%, mainly explained by the low rainfall recorded in our concession areas, an effect that contributed to the use of irrigation in the concessionaires located in the states of São Paulo and Rio Grande do Sul. This effect was partially offset by the negative impact associated with the increase in DG;
- | **Others Segment:** growth of 1.8%, driven by the country's better economic performance, which was partially offset by lower temperatures in the state of São Paulo and the increase in clients using DG.

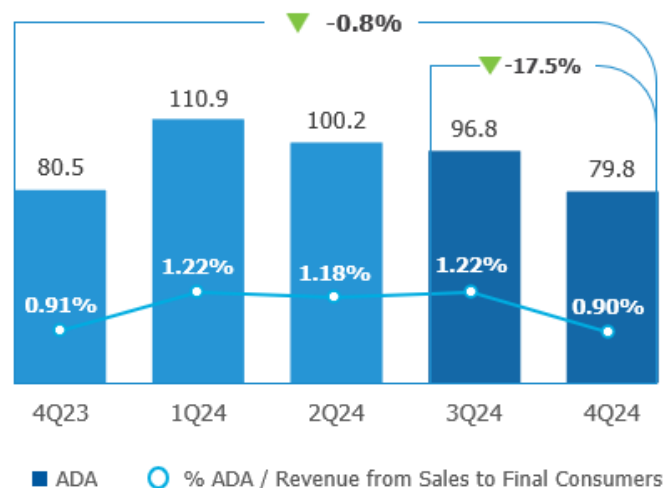
In general, the same effects also affected the result of the year, except for:

- | **Residential Segment:** growth of 6.0%, resulting from a higher temperature in 2024 in the state of São Paulo, in addition to a positive impact of the payroll and the level of employment. These effects were partially offset by the increase in the number of clients using DG;
- | **Commercial Segment:** growth of 6.3%, driven by positive impact on the payroll, reduction in the unemployment rate, which can be seen in the growth in all 10 main sectors in our concession area, in addition to vegetative growth and positive temperature impact. These effects were partially offset by the increase in DG users;
- | **Others Segment:** reduction of 0.5%, mainly related to the migration of permissionaires to the National Grid, specifically in RGE, in addition to the increase in DG. This result was partially offset by the positive effect of employment, payroll and temperature.

3.1.1.3) Delinquency

ADA showed a decrease of R\$ 0.7 million compared to the same period in 2023 and a reduction of R\$ 17 million compared to 3Q24. As a result, the ADA/Revenue from Sales to Final Consumers index reached 0.90% in the quarter.

The quarter result is explained by an increase in power cuts, favored by a lower incidence of extreme climate events and the resumption of cuts in the state of Rio Grande do Sul after the end of prohibition period determined by ANEEL. Therefore, we conclude the quarter with more than 725 thousand cuts, which contributed to the fall of the indicator.

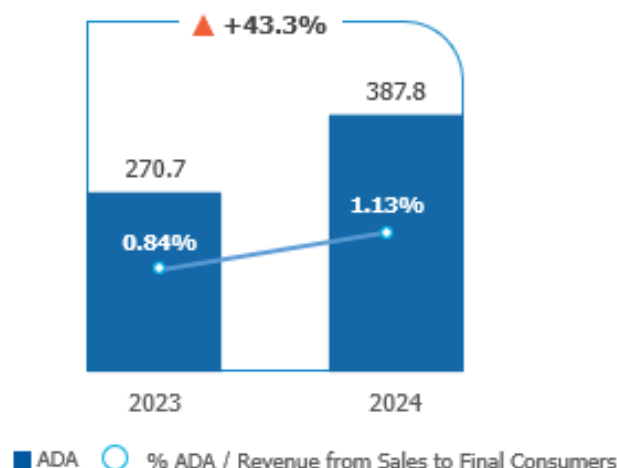


Regarding the year result, we recorded an increase of R\$ 117 million in the ADA in comparison with 2023, impacted by high temperatures and raise of the average ticket.

Another factor that impacted the year result was the flood that hit the state of Rio Grande do Sul in May 2024 and was not possible to carry out cuts, due to the severity of the event and, subsequently, by virtue of ANEEL REN No. 1,092/2024, which prohibited the suspension of supply due to delinquency in the affected municipalities.

Regarding the percentage of ADA/Revenue from Sales to Final Consumers, we closed the year with the indicator at 1.13%.

CPFL continues to make constant changes in its delinquency management models, prioritizing the optimization and automation of collection processes. This dynamic approach allows the company to adapt to changes in customer behavior, always seeking more effective and innovative solutions.



3.1.1.4) Losses

12 Months Accumulated ¹	Dec-23	Mar-24	Jun-24	Sep-24	Dec-24	ANEEL ²
CPFL Energia	8.76%	8.84%	8.92%	8.93%	8.28%	7.92%
CPFL Paulista	9.14%	9.20%	9.21%	9.12%	8.37%	8.00%
CPFL Piratininga	7.75%	7.90%	7.59%	7.54%	7.59%	6.03%
RGE Sul	9.03%	9.18%	9.80%	10.05%	8.95%	9.28%
CPFL Santa Cruz	7.75%	7.58%	7.33%	7.19%	6.82%	8.50%

Notes:

(1) According to the criteria defined by the Regulatory Agency (ANEEL), except for not considering DG effects. In RGE, high-voltage customers (A1) were disregarded;

(2) ANEEL limit referring to 12/31/2024.

The consolidated losses index of CPFL Energia in the period showed a reduction of 0.48 p.p., compared to the previous year, due to the temperature effect, in which a lower temperature was recorded in the state of São Paulo at the end of the year, which contributed to lower losses. Beyond this effect, we had a major load and market recuperation at RGE, with the substitution of meter damaged by the flood.

Excluding the effect of the billing calendar in both periods, the growth in losses would be 0.31 p.p. (8.52% in Dec-23 vs. 8.83 % in Dec-24).

The main achievements for loss reduction were:

- Blindage of electrical borders and internal substations;
- Mapping of energy losses through microbalances;
- 65.1 thousand fraud inspections performed in consumer units;
- Replacement of more than 5.0 thousand obsolete/defective meters for new electronic meters;

- (v) Visit in 4.4 thousand consumer units inactivated for cutting in cases of self-reconnection;
- (vi) Regularization of 15.0 thousand consumer units, with increase of consumption and without contract;
- (vii) Regularization of 817 clandestine consumer units, most of which having the need of CPFL Energia's grid construction;
- (viii) Market discipline through 100 news in media related to CPFL operations to fight fraud and theft.

3.1.1.5) SAIDI and SAIFI

SAIDI measures the average duration, in hours, of outages per consumer, and SAIFI indicates the average number of outages per consumer. Such indicators measure the annual quality and reliability of the electricity supply.

In the distributors' consolidated terms, the values in Dec-24 for SAIDI presented a reduction in the group and in São Paulo distributors. At RGE, happened an increase mainly due to the flood impact occurred in Rio Grande do Sul. Related to SAIFI, we observed a small variation in the consolidated result, also impacted by the floods at RGE.

Despite this, all distributors are within the ANEEL limits, a result that can be attributed to CPFL's continuous search for improvement in its operation, maturation of the ADMS operating system, logistical increase and intensification, both through new investments and in the operation and maintenance of the grid.

Hours SAIDI	4Q24	2023	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	5.98	6.07	-1.5%	n.d
CPFL Paulista	4.78	5.14	-7.0%	6.42
CPFL Piratininga	4.39	4.57	-3.9%	6.05
RGE	9.09	8.63	5.3%	10.50
CPFL Santa Cruz	4.84	5.04	-4.0%	7.35

Interruptions SAIFI	4Q24	4Q23	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	3.47	3.45	0.6%	n.d
CPFL Paulista	3.01	3.26	-7.7%	5.09
CPFL Piratininga	3.25	3.14	3.5%	5.09
RGE	4.42	3.98	11.1%	7.19
CPFL Santa Cruz	3.05	3.22	-5.3%	6.11

Note: (1) ANEEL limit referring to 2024.

3.1.2) Tariff Events

Description	ATAs			
	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE ¹	CPFL Piratininga
Ratifying Resolution	3,311	3,314	3,372	3,409
Adjustment	7.02%	3.91%	-5.63%	1.33%
Parcel A	6.72%	3.96%	3.62%	-1.97%
Parcel B	1.50%	-1.93%	-0.31%	0.49%
Financial Components	-1.20%	1.88%	-8.94%	2.81%
Effect on consumer billings²	5.63%	1.46%	0.00%	3.03%
Date of entry into force	03/22/2024	04/08/2024	08/19/2024	10/23/2024

Notes:

(1) As a result of the flood in Rio Grande do Sul in May 2024, RGE asked ANEEL to extend its Annual Tariff Adjustment (RTA) until August 18, 2024, as it was not prudent to apply a significant positive adjustment at that time. In August, the company agreed with

ANEEL to postpone the tariffs, which led to the creation of a regulatory asset to be recovered in the 2026 and 2027 RTAs, updated by SELIC, resulting in a zero impact on consumers in 2024 and lower tariff fluctuations in the following year;

(2) The effect on consumer billing is also impacted by the financial components removed in the last tariff revision or adjustment.

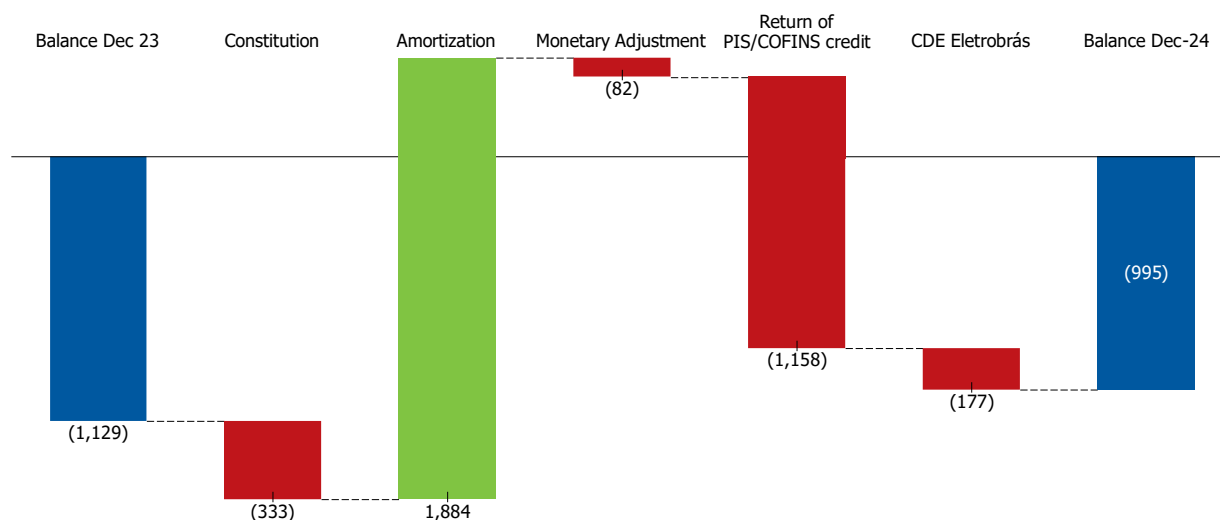
3.1.3) Economic-Financial Performance

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	13,257	12,913	344	2.7%	51,578	48,329	3,249	6.7%
Net Operating Revenue	9,048	8,447	601	7.1%	34,224	32,414	1,811	5.6%
Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)	7,618	7,409	209	2.8%	29,667	28,623	1,045	3.6%
Cost of Electric Power	(4,706)	(4,293)	(413)	9.6%	(18,033)	(17,017)	(1,016)	6.0%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(1,029)	(1,055)	25	-2.4%	(3,875)	(3,702)	(173)	4.7%
Costs of Building the Infrastructure	(1,431)	(1,038)	(392)	37.8%	(4,557)	(3,791)	(766)	20.2%
EBITDA¹	1,882	2,061	(179)	-8.7%	7,760	7,904	(144)	-1.8%
Depreciation and Amortization	(319)	(300)	(19)	6.3%	(1,253)	(1,171)	(82)	7.0%
Financial Income (Expense)	(385)	(427)	42	-9.8%	(2,099)	(1,742)	(356)	20.5%
Financial Revenues	312	348	(37)	-10.5%	1,265	1,561	(296)	-19.0%
Financial Expenses	(697)	(775)	79	-10.2%	(3,364)	(3,303)	(61)	1.8%
Income Before Taxes	1,178	1,334	(155)	-11.6%	4,407	4,990	(583)	-11.7%
Income Tax / Social Contribution	(428)	(454)	26	-5.7%	(1,411)	(1,686)	275	-16.3%
Net Income	750	880	(130)	-14.7%	2,997	3,304	(308)	-9.3%

Note: (1) EBITDA (IFRS) is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

Sectoral Financial Assets and Liabilities

On December 31st, 2024, the balance of sectoral financial assets and liabilities was negative (liability) in R\$ 995 million. If compared to December 31st, 2023, there was a variation of R\$ 133 million, as demonstrated in the chart below:



The variation in this balance was due to the net constitution of a liability of R\$ 333 million, mainly due to:

- (i) Electric energy cost (R\$ 520 million);
- (ii) Return to consumers of the PIS/COFINS credit (R\$ 446 million);

Partially offset by the constitution of assets in:

- (iii) National Grid (R\$ 322 million);

- (iv) Overcontracting (R\$ 236 million);
- (v) Other items (R\$ 75 million).

The amortization was of R\$ 1,884 million in this period and the monetary adjustment of assets and liabilities totaled R\$ 82 million. During this period, there was also the approval of the return to consumers of the PIS/COFINS credit, in the amount of R\$ 1,158 million. In addition, there was the transfer of funds related to CDE Eletrobrás, in the amount of R\$ 177 million.

Operating Revenue

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Revenue with Energy Sales (Captive + TUSD)	10,443	10,604	(162)	-1.5%	41,074	38,977	2,097	5.4%
Short-term Electric Energy	139	58	81	140.9%	414	421	(7)	-1.7%
Concession Infrastructure Construction Revenue	1,431	1,038	392	37.8%	4,557	3,791	766	20.2%
Sectoral Financial Assets and Liabilities	82	365	(283)	-77.4%	1,551	1,525	26	1.7%
CDE Resources - Low-income and Other Tariff Subsidies	696	578	118	20.4%	2,394	2,030	364	18.0%
Adjustments to the Concession's Financial Asset	312	138	174	126.7%	1,008	1,005	3	0.3%
Other Revenues and Income	181	174	7	4.0%	703	698	6	0.8%
Compensatory Fines (DIC/FIC)	(26)	(42)	15	-36.9%	(123)	(118)	(6)	4.8%
Gross Operating Revenue	13,257	12,913	344	2.7%	51,578	48,329	3,249	6.7%
ICMS Tax	(1,844)	(1,765)	(79)	4.5%	(6,969)	(5,795)	(1,174)	20.3%
PIS and COFINS Taxes	(883)	(905)	22	-2.4%	(3,559)	(3,425)	(135)	3.9%
CDE Sector Charge	(1,252)	(1,490)	238	-16.0%	(5,865)	(5,747)	(119)	2.1%
R&D and Energy Efficiency Program	(73)	(73)	0	0.0%	(288)	(277)	(11)	3.8%
PROINFA	(81)	(81)	(1)	0.7%	(320)	(332)	12	-3.5%
Others	(33)	(152)	118	-78.1%	(311)	(335)	24	-7.2%
Deductions from the Gross Operating Revenue	(4,209)	(4,466)	258	-5.8%	(17,354)	(15,915)	(1,438)	9.0%
Net Operating Revenue	9,048	8,447	601	7.1%	34,224	32,414	1,811	5.6%

Gross Operating Revenue

The increase in **adjustments to the Concession's Financial Asset** in the quarter is explained by the increase in the IPCA (0.78% in 4Q23 and 1.40% in 4Q24) and the average increase of 16% in the asset base. In the year, the **adjustments to the Concession's Financial Asset** was impact by extraordinary effects related to the appraisal reports of the PTRs, which generated a gain of R\$ 187 million in 2023 and the impact of flood in Rio Grande do Sul, which generated a reduction in concession financial assets in the amount of R\$ 9 million (for more details, see explanation at the beginning of Chapter 1). Excluding these effects, in the year, this line would show an increase of 24.3%, explained by the 18% increase in the asset base and the increase of the IPCA (4.68% in 2023 and 4.87% in 2024).

The increases in **CDE Resources**, perceived in the quarter and in the year, are due to the increase in the number of customers who are entitled to tariff subsidies and the distributors are receiving revenue via CDE Resources, mainly low-income and distributed generation (DG) subsidies.

The decrease in the **Sectoral Financial Assets and Liabilities**, perceived in the quarter, is mainly due to the following movement of the constitution and amortization balances: (i) lower amortization on PIS/COFINS credit return, compared to 4Q23; (ii) constitution of an asset referring to sectoral charges (ESS/EER) in 4Q24, against a liability in 4Q23; (iii) an asset of National Grid charges in 4Q24 compared to a liability in 4Q23; partially offset by (iv) a liability relating to Pass-through from Itaipu in 4Q24, compared to an asset in 4Q23; and (v) an asset on water scarcity tariff flag in 4Q23.

The **Revenue with Energy Sales (captive + free clients)**, in the quarter showed a decrease, due to the decrease of 2.4% in the load in the concession area. In the year, the **Revenue with Energy Sales (captive + free clients)** showed an increase, as a result of the increase of 3.0% in the load in the concession area, mainly due to the increase in temperature. In the year, there

were also the effects of the 2023 tariff reviews (PTRs) and the tariff adjustments (ATAs) applied in 2024.

Deductions from the Gross Operating Revenue

Regarding deductions from gross operating revenues, in the quarter, we had a reduction in CDE expenses, resulting from the end of CDE Covid and CDE Water Scarcity.

In the year, showed an increase, mainly due to the increase in taxes (ICMS and PIS/COFINS) and the impact of an increase in CDE expenses, resulting from the inclusion of CDE Water Scarcity and CDE DG, at RGE (in Jun-23) and at CPFL Piratininga (Oct-23).

Cost of Electric Energy

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Itaipu	612	546	66	12.2%	2,260	2,134	126	5.9%
PROINFA	90	107	(17)	-16.1%	367	420	(54)	-12.8%
Auction, Bilateral Contracts and Spot Market	3,159	2,473	686	27.7%	11,290	10,365	926	8.9%
PIS and COFINS Tax Credit	(339)	(274)	(65)	23.9%	(1,219)	(1,154)	(66)	5.7%
Cost of Electric Power Purchased for Resale	3,521	2,852	670	23.5%	12,698	11,765	933	7.9%
National Grid Charges	979	1,039	(61)	-5.8%	4,134	3,925	209	5.3%
Itaipu Transmission Charges	72	103	(31)	-30.4%	362	363	(1)	-0.2%
Connection Charges	71	63	8	12.1%	275	259	16	6.3%
Charges for the Use of the Distribution System	3	14	(11)	-79.3%	12	52	(40)	-76.9%
ESS / EER	181	368	(188)	-50.9%	1,095	1,187	(93)	-7.8%
PIS and COFINS Tax Credit	(121)	(147)	26	-17.8%	(544)	(535)	(9)	1.6%
Charges for the Use of the Distribution System	1,185	1,441	(257)	-17.8%	5,335	5,252	83	1.6%
Cost of Electric Energy	4,706	4,293	413	9.6%	18,033	17,017	1,016	6.0%

The increase in **Cost of Electric Power Purchased for Resale**, in the quarter and in the year, is mainly due to the increase in the price of energy purchased from **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market**, and the increase in the price of energy purchased in **Itaipu**, is due to the increase in the dollar in 2024. This effect was partially offset by the reduction in the **PROINFA** (reduction in the values of costing quotas and volume).

About sectoral charges (ESS/EER), the variations perceive in the quarter, result from the **ESS - System Service Charges**, due to the lower level of thermal dispatches outside the order of price merit that occurred in the period, and the reduction in **EER - Reserve Energy Charges**, due to the PLD applied to the energy settlements of the Reserve Energy Contracts at the CCEE in the quarter. For the year, the variation is due to the **EER - Reserve Energy Charges**, which is also due to the PLD.

Regarding **Charges for the Use of the Transmission and Distribution System**, the reduction perceived in the quarter is mainly due to the variation in the charges of the National Grid, due to the adjustments in the Tariff for the Use of the Transmission System (TUST), implemented by ANEEL Resolution No. 3,349/2024, which determined new tariffs as of Jul-24. In the Year, the **Charges for the Use of the Transmission and Distribution System** were higher than the previous year, due to an increase in penalties and excess demand as a result of the higher temperatures and the extraordinary effect of the floods on RGE (for more details, see explanation at the beginning of Chapter 1).

PMSO

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Personnel	350	354	(4)	-1.3%	1,316	1,295	22	1.7%
Material	63	67	(4)	-6.0%	275	287	(12)	-4.2%
Outsourced Services	331	314	17	5.4%	1,221	1,133	88	7.8%
Outsourced Services	330	314	15	4.8%	1,197	1,133	64	5.7%
Outsourced Services Flood in Rio Grande do Sul	2	-	2	-	24	-	24	-
Other Operating Costs/Expenses	277	303	(27)	-8.8%	1,010	880	130	14.7%
ADA	80	80	(1)	-0.8%	388	271	117	43.3%
Assets Write-Off	46	55	(9)	-15.8%	163	171	(8)	-4.7%
Legal and judicial expenses	112	110	2	2.0%	256	248	8	3.3%
Assets Write-Off Flood in Rio Grande do Sul	(12)	-	(12)	-	26	-	26	-
Others	50	58	(8)	-13.2%	177	191	(14)	-7.3%
PMSO	1,021	1,039	(18)	-1.7%	3,822	3,595	227	6.3%

The PMSO was impacted by an extraordinary item – flood in Rio Grande do Sul, which generated a positive effect of R\$ 10 million in the quarter and a negative effect of R\$ 50 million in the year (for more details, see explanation at the beginning of Chapter 1). Excluding this item, the PMSO would have decreased by 0.8% (R\$ 8 million) in the quarter and an increase of 4.9% (R\$ 177 million) in the year, due to the following factors:

- MSO not linked to inflation (reduction of R\$ 7 million in the quarter and an increase of R\$ 122 million in the year):** the increase, in the year, is mainly explained by the increase in the allowance for doubtful accounts (ADA), as explained in the item 3.1.1.4; the legal and judicial expenses and the increase in Opex expenses related to Capex, partially offset by the decrease in assets write-off;
- MSO linked to inflation (increase of R\$ 4 million in the quarter and R\$ 34 million in the year):** the increase, in the year, is explained by hardware and software (R\$ 22 million); collection actions (R\$ 10 million); maintenance and conservation of buildings (R\$ 4 million); call center (R\$ 3 million), fleet maintenance (R\$ 3 million); cleaning and easement (R\$ 2 million); transportation (R\$ 1 million); among others;
- Personnel (reduction of R\$ 4 million in the quarter and an increase of R\$ 22 million in the year):** the increase, in the year, is mainly explained by the growth of 2.4%² in the headcount and the salary adjustments in accordance with the collective labor agreement throughout 2024.

Other operating costs and expenses

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Costs of Building the Infrastructure	(1,431)	(1,038)	(392)	37.8%	(4,557)	(3,791)	(766)	20.2%
Private Pension Fund	(8)	(15)	7	-45.9%	(53)	(107)	54	-50.4%
Depreciation and Amortization	(319)	(300)	(19)	6.3%	(1,253)	(1,171)	(82)	7.0%
Total	(1,758)	(1,354)	(404)	29.8%	(5,864)	(5,069)	(794)	15.7%

EBITDA

The **EBITDA** of the Distribution segment was impacted by extraordinary effects of 2023 and 2024 (for more details, see explanation at the beginning of Chapter 1). The less expressive result in the quarter was due to the 2.4% decrease in load in the concession area, driven by the lower temperature effect compared to 4Q23, and tariff adjustments between 4Q23 and 4Q24.

In the year, excluding the extraordinary effects, **EBITDA** would have increased, mainly explained

² Annual average.

by the increase in load in the concession area, driven by the effect of the temperature.

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Net Income	750	880	(130)	-14.7%	2,997	3,304	(308)	-9.3%
Depreciation and Amortization	319	300	19	6.3%	1,253	1,171	82	7.0%
Financial Result	385	427	(42)	-9.8%	2,099	1,742	356	20.5%
Income Tax / Social Contribution	428	454	(26)	-5.7%	1,411	1,686	(275)	-16.3%
EBITDA	1,882	2,061	(179)	-8.7%	7,760	7,904	(144)	-1.8%

EBITDA by Distribution Company

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
CPFL Paulista	874	972	(97)	-10.0%	3,434	3,475	(41)	-1.2%
CPFL Piratininga	324	269	54	20.1%	1,256	1,259	(3)	-0.3%
RGE	601	737	(137)	-18.5%	2,717	2,862	(144)	-5.0%
CPFL Santa Cruz	84	83	1	1.4%	353	308	44	14.3%
EBITDA	1,882	2,061	(179)	-8.7%	7,760	7,904	(144)	-1.8%

CPFL Paulista:

The less expressive result in the quarter is due to the negative adjustment of Parcel B³ (-6.60%), which came into effect in Apr-24 and the decrease of 4.5% in load, in comparison to 4Q23.

In the year, CPFL Paulista's 2023 comparison base was increased by R\$ 72 million, due to the accounting of asset appraisal reports for PTR (extraordinary effect). Excluding this effect, the EBITDA variation would have been positive by 0.9%, explained by the positive market in the annual analysis, offset by the negative adjustment of Parcel B.

CPFL Piratininga:

The positive result in the quarter is due to the positive Parcel B tariff adjustment (+1.88%) which affected this quarter, compared to a negative Parcel B tariff review (-5.00%) which affected the 4Q23 result.

In the year, EBITDA was impacted by the extraordinary effect accounted in 2023, related to asset appraisal reports for PTR (+R\$ 38 million). Excluding this effect, the variation in EBITDA would have been an increase of 2.8%; this result is due to the 4.0% increase in load, mainly in the industrial, residential and commercial segments, partially offset by the negative Parcel B tariff review (-5.00%), which remained in effect until Oct-24.

RGE:

EBITDA in the quarter showed a negative result, due to the negative adjustment of Parcel B (-0.87%), a less favorable market mix in 4Q24, and the fact that the load showed a reduction of 0.5% in this quarter, compared to 4Q23. In addition, in 4Q24, RGE presented an increase in the PMSO, due to the increase in the volume of legal and judicial expenses.

In the year, EBITDA was impacted by the extraordinary effect recorded in 2023, related to RAB's final appraisal report (+R\$ 77 million) and the effects resulting from the flood in Rio Grande do Sul, during 2024 (for more details, see explanation at Chapter 1). Excluding these effects, the variation in EBITDA would have been an increase of 0.9% in the year.

³ The value of Parcel B is the variation in the index (IGPM or IPCA) minus the X Factor, also known as IVI.

CPFL Santa Cruz:

The positive variations in EBITDA, in the quarter and in the year, reflects the increase in Parcel B (+5.26%). The better market mix throughout 2024 also contributed to the positive variation in EBITDA in the year.

Financial Result

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Revenues	312	348	(37)	-10.5%	1,265	1,561	(296)	-19.0%
Expenses	(697)	(775)	79	-10.2%	(3,364)	(3,303)	(61)	1.8%
Financial Result	(385)	(427)	42	-9.8%	(2,099)	(1,742)	(356)	20.5%

Managerial Analysis

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(623)	(578)	(45)	7.8%	(2,355)	(2,273)	(82)	3.6%
Late payment interest and fines	118	101	16	16.1%	421	378	43	11.4%
Mark-to-market	149	120	29	24.5%	(75)	122	(198)	-
Adjustment to the sectorial financial asset/liability	(4)	3	(8)	-	(82)	66	(149)	-
Others financial revenues/expenses	(25)	(74)	49	-66.2%	(8)	(36)	29	-79.2%
Financial Result	(385)	(427)	42	-9.8%	(2,099)	(1,742)	(356)	20.5%

In the quarter, the decrease in net expenses was mainly due to: (i) the increase in **Mark-to-market (MTM)**, due to the behavior of the risk spread curve practiced by the market, which increased by 0.30% in 4Q24, compared to an increase of 0.07% in 4Q23; (ii) the gain of R\$ 21 million resulting from the **update of the asset of the lawsuit of exclusion of ICMS from the PIS/COFINS base**, resulting from the write-off of the updateable liability due to the homologations in the tariff processes of the distributors; and (iii) the increase of **Late payment interest and fines** on energy bills, the effect of the increase in the volume of late paid bills at distributors. These effects were partially offset by the increase in **Expenses with the net debt**.

In the year, the increase in expenses was mainly due to: (i) the worsening in the **Mark-to-market (MTM)**, due to the behavior of the risk spread curve practiced by the market in 2024, that presented a decrease, in contrast to the increase in the risk spread in 2023; (ii) the lower **Adjustment to the sectorial financial assets and liabilities**, by the recording of the updateable balance of assets in 2023 and liabilities in 2024; and (iii) the increase in **Expenses with the net debt**. These effects were partially offset by the increase of **Late payment interest and fines** on energy bills.

Net Income

In the quarter, the decrease in **Net Income** occurred due to the reduction in EBITDA, an effect that was partially offset by the improvement in the financial result.

In the year, the reduction in EBITDA and the worsening of the financial result, resulted in a reduction of 9.3% in **Net Income**. It should be noted that this result was impacted by extraordinary effects of 2023 and 2024 (for more details, see explanation at the beginning of Chapter 1).



3.2) GENERATION SEGMENT

3.2.1) Operational Performance

Generated Energy

GWh	4Q24	4Q23	Δ GWh	Δ %	2024	2023	Δ GWh	Δ %
Wind	1,132	1,211	(80)	-6.6%	3,631	4,054	(424)	-10.4%
SHPP	431	484	(53)	-10.9%	1,686	1,855	(169)	-9.1%
HPP	2,483	3,237	(754)	-23.3%	10,393	7,938	2,455	30.9%
Biomass	183	272	(89)	-32.8%	988	1,041	(53)	-5.1%
Solar	0.3	0.3	0.0	13.2%	1.2	1.2	(0.0)	-1.3%
TPP	1.5	26	(25)	-94.2%	14.8	27	(12)	-44.2%
Total	4,231	5,231	(1,000)	-19.1%	16,715	14,916	1,799	12.1%

Availability

%	4Q24	4Q23	Δ p.p.	Δ %	2024	2023	Δ p.p.	Δ %
Wind	93.9%	96.3%	-2.4	-2.5%	94.7%	95.8%	-1.0	-1.1%
SHPP	95.7%	95.6%	0.0	0.0%	96.4%	94.4%	2.0	2.2%
HPP	96.0%	98.9%	-2.9	-3.0%	95.6%	98.8%	-3.3	-3.3%
Biomass	100.0%	98.6%	1.4	1.4%	99.6%	96.3%	3.2	3.4%
Solar	100.0%	100.0%	0.0	0.0%	100.0%	100.0%	0.0	0.0%
TPP	99.3%	98.0%	1.3	1.3%	98.8%	99.4%	-0.6	-0.6%

3.2.2) Economic-Financial Performance

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	1,613	1,523	90	5.9%	5,486	5,458	28	0.5%
Net Operating Revenue	1,482	1,392	90	6.5%	5,020	4,997	23	0.5%
Cost of Electric Power	(205)	(143)	(63)	44.0%	(656)	(547)	(109)	20.0%
PMSO and Private Pension Fund	(242)	(554)	312	-56.3%	(669)	(1,039)	370	-35.6%
Equity Income	73	66	7	10.3%	331	315	16	5.0%
EBITDA¹	1,107	761	346	45.4%	4,026	3,726	299	8.0%
Depreciation and Amortization	(222)	(252)	29	-11.7%	(879)	(897)	17	-1.9%
Financial Result	(69)	(162)	93	-57.6%	(315)	(565)	250	-44.3%
Financial Revenues	48	55	(8)	-13.7%	215	220	(5)	-2.2%
Financial Expenses	(116)	(217)	101	-46.4%	(531)	(785)	255	-32.5%
Income Before Taxes	816	348	468	134.5%	2,831	2,264	567	25.0%
Net Income	652	302	350	116.0%	2,231	1,774	458	25.8%

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

Net Operating Revenue

In the quarter and in the year, revenue was favored by the extraordinary item Provision Reversal – MME Ordinance No. 30 (for more details, see explanation in Chapter 1). In addition, there was a positive effect related to energy prices adjusted for inflation (IPCA or IGP-M), as provided for in the contract. These effects were partially offset by generation from wind farms, affected by the curtailment imposed by the ONS.

Cost of Electric Power

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Energy Purchased in the Spot Market	30	25	5	20.9%	130	92	39	42.2%
Bilateral Contracts, ACR and ACL	122	54	68	126.6%	293	202	91	44.9%
PIS and COFINS Tax Credit	(11)	(3)	(8)	236.8%	(26)	(13)	(13)	102.9%
Cost of Electric Power Purchased for Resale	141	76	66	86.9%	398	282	117	41.4%
National Grid Charges	54	55	(1)	-2.3%	218	220	(2)	-0.8%
Connection Charges	3	5	(1)	-24.4%	16	17	(1)	-4.3%
Charges for the Use of the Distribution System	9	11	(2)	-21.5%	39	44	(4)	-10.1%
ESS/EER	(0)	0	(0)	-	(0)	0	(1)	-
PIS and COFINS Tax Credit	(4)	(4)	(0)	1.4%	(15)	(15)	(0)	1.1%
Charges	62	67	(5)	-7.9%	258	266	(7)	-2.8%
Cost of Electric Energy	203	143	60	42.4%	656	547	109	20.0%

In the quarter, the main variation occurred in the line of energy purchased in **bilateral contracts, ACR and ACL**, due to higher prices. In the year, in addition to this item, there was an increase in the **energy purchased in the spot market**.

PMSO

R\$ Milhões	4T24	4T23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Pessoal	46	47	(1)	-2.4%	171	172	(0)	-0.3%
Material	5	4	1	34.2%	44	48	(4)	-8.2%
Serviços de Terceiros	95	85	10	12.1%	326	287	39	13.4%
<i>Serviços de Terceiros</i>	<i>111</i>	<i>85</i>	<i>26</i>	<i>30.9%</i>	<i>318</i>	<i>287</i>	<i>30</i>	<i>10.6%</i>
<i>Serviços de Terceiros Enchente Rio Grande do Sul</i>	<i>(16)</i>	<i>-</i>	<i>(16)</i>	<i>-</i>	<i>8</i>	<i>-</i>	<i>8</i>	<i>-</i>
Outros	96	416	(320)	-77.0%	127	530	(403)	-76.1%
<i>Legais, Judiciais e Indenizações</i>	<i>(8)</i>	<i>3</i>	<i>(11)</i>	<i>-</i>	<i>(6)</i>	<i>47</i>	<i>(53)</i>	<i>-</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>7</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>146.8%</i>	<i>3</i>	<i>(1)</i>	<i>4</i>	<i>-</i>
<i>Prêmio do Risco do GSF</i>	<i>(0)</i>	<i>5</i>	<i>(6)</i>	<i>-</i>	<i>23</i>	<i>22</i>	<i>2</i>	<i>8.1%</i>
<i>Antecipação de Final de Consórcio – Grupo Pedra</i>	<i>191</i>	<i>-</i>	<i>191</i>	<i>-</i>	<i>191</i>	<i>-</i>	<i>191</i>	<i>-</i>
<i>Baixa de Ativos Enchente Rio Grande do Sul</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>3</i>	<i>-</i>	<i>3</i>	<i>-</i>
<i>Ajuste a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)</i>	<i>(40)</i>	<i>50</i>	<i>(90)</i>	<i>-</i>	<i>(103)</i>	<i>50</i>	<i>(152)</i>	<i>-</i>
<i>Ajuste a Valor Justo de Enercan (efeito não caixa)</i>	<i>(56)</i>	<i>334</i>	<i>(390)</i>	<i>-</i>	<i>(56)</i>	<i>334</i>	<i>(390)</i>	<i>-</i>
<i>Outros</i>	<i>3</i>	<i>21</i>	<i>(18)</i>	<i>-87.4%</i>	<i>72</i>	<i>79</i>	<i>(7)</i>	<i>-9.4%</i>
PMSO	242	552	(310)	-56.2%	668	1,037	(369)	-35.6%

The PMSO was impacted by **extraordinary items** - the adjustment to fair value of Enercan and Paulista Lajeado, as well as the early end of the consortium (Pedra Group) and the impact of the flood in Rio Grande do Sul (for more details, see the explanation in Chapter 1), which generated a positive effect of R\$ 305 million in the quarter and a positive effect of R\$ 340 million in the year.

Excluding these items:

- PMSO not linked to inflation** was down by R\$ 7 million in the quarter and by R\$ 49 million in the year, due to the increase in **Legal and Judicial Expenses**;
- PMSO linked to inflation** would have shown an increase of 1.7% (R\$ 3 million) in the quarter, explained mainly by the increase in expenses on Maintenance of Machinery and Equipment and Transportation in **Outsourced Services**. In the year, we recorded an increase of 3.4% (R\$ 21 million), especially due to higher expenses on **Outsourced Services**.

Other operating costs and expenses

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Private Pension Fund	0	2	(2)	-77.6%	2	2	(1)	-25.4%
Depreciation and amortization	173	175	(2)	-1.3%	690	694	(4)	-0.6%
Amortization of Concession Intangible	49	76	(27)	-35.6%	189	202	(13)	-6.4%
Other operating costs and expenses	223	254	(31)	-12.2%	881	899	(18)	-2.0%

Equity Income

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Baesa	(12)	(6)	(6)	107.8%	(11)	(3)	(8)	302.9%
Foz do Chapecó	64	52	12	22.8%	255	241	14	5.7%
Epasa	21	20	2	7.9%	87	77	10	13.5%
Equity Income	73	66	7	10.7%	331	315	16	5.1%

Note: (1) Disclosure of interest in subsidiaries is made in accordance with IFRS 12 and CPC 45.

Baesa

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Net Revenue	11	8	3	38.1%	57	49	8	16.7%
Operating Costs / Expenses	(10)	(10)	1	-6.3%	(33)	(36)	3	-8.9%
Deprec. / Amortization	(4)	(4)	(0)	0.2%	(15)	(14)	(0)	1.1%
Net Financial Result	(5)	(3)	(2)	59.4%	(15)	(3)	(12)	402.9%
Income Tax	(5)	3	(8)	-	(5)	2	(7)	-
Net Income	(12)	(6)	(6)	107.8%	(11)	(3)	(8)	302.9%

There was an increase in **Net Revenue** in the quarter and in the year, while **Operating Costs/Expenses** remained in line. **Net Financial Expense** increased both in the quarter and in the year, due to higher expenses with UBP, as a result of the IGP-M variation. In addition, **Income Tax** increased.

Foz do Chapecó

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Net Revenue	167	166	1	0.6%	652	649	4	0.6%
Operating Costs / Expenses	(35)	(34)	(0)	1.4%	(133)	(140)	7	-4.7%
Deprec. / Amortization	(13)	(13)	(0)	2.6%	(53)	(53)	0	-0.2%
Net Financial Result	(25)	(22)	(3)	12.1%	(85)	(67)	(18)	26.6%
Income Tax	(30)	(44)	14	-31.9%	(127)	(143)	16	-11.2%
Net Income	64	52	12	22.8%	255	241	14	5.7%

Net Revenue increased in the quarter and in the year due to the higher price of energy supplied. In the year, this increase was partially offset by an adjustment to the CFURH. **Operating Costs/Expenses** in the quarter remained in line, while in the year there was a reduction due to the lower amount of energy purchased. The increase in **Net Financial Expense** is explained by higher expenses with UBP, mainly due to the variation in the indexes (IGPM/IPCA). In the year result, there was also a reduction in the revenue from financial investments, which was partially offset by lower debt charges. **Income Tax** recorded a decrease.

Epasa

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Net Revenue	47	64	(16)	-25.6%	190	188	2	1.2%
Operating Costs / Expenses	(15)	(30)	15	-49.8%	(53)	(60)	7	-12.4%
Deprec. / Amortization	(12)	(12)	1	-5.0%	(49)	(49)	1	-1.2%
Net Financial Result	5	3	2	51.9%	18	17	1	6.2%
Income Tax	(0)	(4)	4	-99.5%	(15)	(18)	3	-17.1%
Net Income	21	20	2	7.9%	87	77	10	13.5%

In the quarter, there was a reduction in both **Net Revenue** and **Operating Costs/Expenses** due to lower generation dispatch. For the year, **Net Revenue** remained in line, while **Operating Costs/Expenses** decreased slightly. **Net Financial Result** increased both in the quarter and in the year, due to income from financial investments and the update of tax credits. In addition, **Income Tax** recorded a decrease.

Financial Result

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Financial Revenues	48	55	(8)	-13.7%	215	220	(5)	-2.2%
Financial Expenses	(116)	(217)	101	-46.4%	(531)	(785)	255	-32.5%
Financial Result	(69)	(162)	93	-57.6%	(315)	(565)	250	-44.3%

Managerial Analysis

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(62)	(86)	25	-28.4%	(310)	(444)	135	-30.3%
Market-to-market	2	(8)	10	-	(8)	6	(14)	-
Other financial revenues/expenses	(9)	(67)	59	-87.3%	4	(128)	132	-
Financial Result	(69)	(162)	93	-57.6%	(315)	(565)	250	-44.3%

The reduction in the CDI rate in the period reduced the **Expenses with the Net Debt** both in the quarter and in the year. In addition, the debentures that were in CPFL Geração became part of CPFL Transmissão, as a result of the process of incorporating the 5 transmission companies into CPFL Transmissão, which took place in April 2024, which contributed to the reduction in expenses in this line. There was also an effect from the **Updating of tax credits** which had a positive impact on both in the quarter and in the year.

EBITDA and Net Income

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Net Income	652	302	350	116.0%	2,231	1,774	458	25.8%
Depreciation and Amortization	222	252	(29)	-11.7%	879	897	(17)	-1.9%
Financial Result	69	162	(93)	-57.6%	315	565	(250)	-44.3%
Income Tax / Social Contribution	164	46	118	254.7%	600	491	109	22.2%
EBITDA	1,107	761	346	45.4%	4,026	3,726	299	8.0%

The variations in PMSO caused by the extraordinary effects and the increase in net revenue were the main impacts on **EBITDA** in the quarter, partially offset by the higher curtailment, which caused a negative effect of R\$ 49 million. In the year, we had the extraordinary effects previously mentioned, partially offset by the negative effect of the ONS restrictions, in the amount of R\$ 171 million.

In addition to the EBITDA effect, the improvement in the **Financial Result** resulted in an increase in **Net Income** for the quarter and the year.



3.3) TRANSMISSION SEGMENT

3.3.1) Portfolio

Concession Contracts	Contract Start Date	Contract End Date	CPFL - T Share	Index	RAP 2024-2025 ¹ (R\$ million)	RAP Expected 2024-2025 (R\$ million)	Km	Projects category	Tariff Revision	Next tariff Revision - Data
CONTRACT 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	IPCA	856	212	5,829	Category 1	Yes - 1ª PTR - 2018 2ª PTR - 2023 ³	3ª PTR - 2028
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	44	-	75	Category 3	Yes - 1ª PTR - 2024	2ª PTR - 2029
TESB	27/07/2011	27/07/2041	98%	IPCA	43	-	98	Category 3	Yes - 1ª PTR - 2017 2ª PTR - 2022.	3ª PTR - 2027
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	34	-	307	Category 3	Yes - 1ª PTR - 2024	2ª PTR - 2029
CONTRACT 080/02	18/12/2002	18/12/2032	100%	IGP-M	20	-	127	Category 2	Doesn't Have	
MORRO AGUDO	24/03/2015	24/03/2045	100%	IPCA	20	-	-	Category 3	Yes - 1ª PTR - 2020	2ª PTR - 2025
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	IPCA	17	-	-	Category 3	Yes - 1ª PTR - 2018 2ª PTR - 2023	3ª PTR - 2028
CONTRACT 004/01 (CAC 3)	31/03/2021	31/03/2051	100%	IPCA	12	-	-	Category 3	Yes	1ª PTR - 2026
MARACANAÚ	21/09/2018	21/09/2048	100%	IPCA	11	-	-	Category 3	Yes - 1ª PTR - 2024	2ª PTR - 2029
ETAU ²	18/12/2002	18/12/2032	10%	IGP-M	54	-	188	Category 2	-	-
TPAE ²	19/11/2009	19/11/2039	10%	IPCA	11	-	12	Category 3	-	-

Notes:

(1) Approved value discounting the Adjustment Portion (PA);

(2) Contracts consolidated by equity income;

(3) Postponed to 2024.

3.3.2) Operational Performance

ENS – Unsupplied Energy | MWh

The Unsupplied Energy (ENS) indicator consists of the analysis of the amount of energy interrupted due to the unavailability of Transmission assets and, therefore, verifies the effective impact of the unavailability for the society.

MWh	4Q24	4Q23	Δ MWh	Δ %	2024	2023	Δ MWh	Δ %
ENS	327.1	157.6	169.5	107.5%	904.0	692.9	211.1	30.5%

The increase even in the quarter and in the year were due to unscheduled forced shutdown events on transmission assets.

PVd – Discounted Variable Parcel

The Discounted Variable Portion (PVd) consists of the percentage ratio of the Variable Portion Discounts effected on the basis of the Transmitter's Monthly Billing. Such data are made available monthly by the National Electric System Operator (ONS).

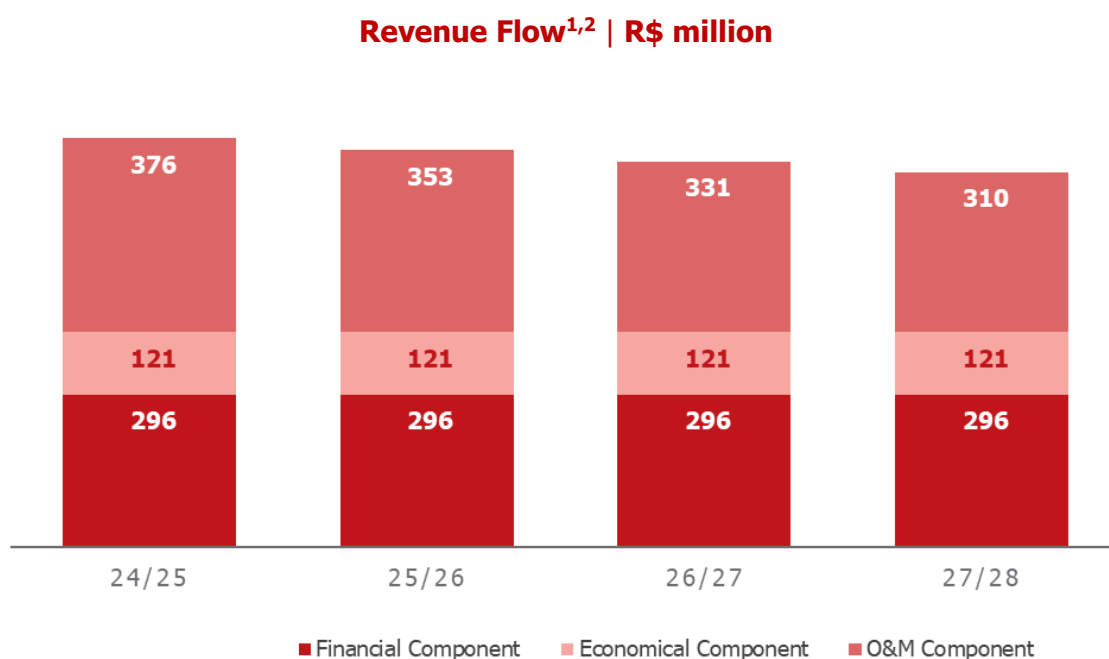
%	4Q24	4Q23	Δ %	2024	2023	Δ %
PVd	1.844%	1.875%	-1.7%	0.635%	1.223%	-48.1%

The PV in the quarter was in line with the same quarter in the previous year. As for the year, the decrease is because of the return of discounts that were applied in 2023 related to an extraordinary climate event occurred in 2022.

3.3.3) Regulatory Themes

RBSE Revenue Flow¹

The Allowed Annual Revenue (AAR) Parcel related to the assets belonging to the National Grid of Existing System – RBSE is the indemnity of unamortized assets, in the context of the renewal of Transmission concessions, in accordance with the Law No. 12,783/2013. The revenue flow from these assets belonging to CPFL Transmissão's Concession Contract 055 are shown below. It is worth noting that the flow of the financial component was considered according to the re-profiling established by ANEEL from the 2021-2022 cycle onwards, after the approval of the result of the Transmitters' PTR (REH No. 2,851/21). As for the flow of the economic and O&M components, these are the amounts established by the REH No. 3,344/24, which dealt with the Periodic Tariff Review (PTR) of transmission companies.



Note: (1) Values are in June-2024 data base and should be update by IPCA and must be updated by IPCA annually. (2) Values without date to end (it ends only in the write off or substitution of the asset).

Periodic Tariff Review ("PTR")

The Transmission Concession Contract No. 055/2001-ANEEL, signed between the Federal Government and the CPFL Transmissão was extended in the terms of the Law No. 12,783, of January 11, 2013, defining in its eight clause the rules for tariff revision enough to maintain the concession economical-financial balance.

The second PTR was expected to happen in July 1st 2023, although, as like happened with the 1st PTR, there was a postponement, with the process being ended in 07/12/2024 with the publication of the REH ANEEL No. 3,344/2024, which homologate the 2023 PTR final result of the AAR, associated to the Concession Contract No. 055/2001 under responsibility of CPFL Transmissão,

and that show the revenue final repositioning index of 14.7%⁴, lower than the last tariff cycle.

About the RBSE economical component, which refers to the remuneration by the asset capital costs still not depreciated, as it is possible to see in the table below, in the RBSE 2023 PTR Write off and Depreciation item, there is a decline due to the asset depreciation during the current tariff revision period.

Related to the RBSE Financial Component, it's highlighted that this was not the 2023 PTR scope. The process is waiting deliberation of the Collegiate Board of ANEEL, while CPFL Transmissão, in conjunction with others affected Transmissions Companies, keep acting proactively in this process.

Considering the bided concessionaires, it is noted that Maracanaú, Sul I and Sul II underwent Tariff Revision, with a repositioning index close to 2.9%.

Tariff Revision of the extended concession contract in terms of the Law No 12,783/2013:

Contracts	REH 3,216/2023	Financial RBSE (out of PTR scope)	CAOM Path	2023 RBSE PTR Write off and Depreciation	2023 RBNI PTR Write off and Depreciation	2023 PTR Incremental RTP 2023	Others	Homologate Revenue REH 3,344/2024
055/2001	1,122.0	-284.2	-16.6	-85.7	-55.0	28.3	-4.1	704.7

* Values expressed in R\$ million.

Tariff review of bided concession contracts:

Contracts	REH 3,216/2023	Repositioning Index	REH 3,348/2024 Approved Revenue
020/2018	10,658.8	2.96%	10,974.3
005/2019	34,856.1	2.93%	35,878.0
011/2019	44,776.5	2.93%	46,088.2

* Values expressed in R\$ x 1,000.

Annual Tariff Adjustment ("ATA")

According to REH ANEEL No. 3,348/2024, for the 2024-2025 cycle, from 07/01/2024 to 06/30/2025, the Revenue (AAR) added to the Adjustment Portion (PA) of **Concession Contract nº 055/2001**, totals around R\$ 856 million, net of PIS and COFINS, highlighting:

- The data includes the effects of the 2023 PTR, ended in July-2024, including the Revenue trajectory (CAOM) also established in the 2023 PTR process;
- Monetary correction by the IPCA for the 2023-2024 cycle;
- Discount of the Adjustment Portion (PA), whose negative impact is mainly due to (i) the result of the 2023 PTR, which includes the effects of the revenue received during the 2023/2024 cycle, which had not yet been revised (PA Postponement), and (ii) the reversal of the differences in the AAR portions due to ANEEL's failure to apply the correct report inspected for the purposes of establishing the AAR in the 2018 PTR ("Material Error"). The latter, by way of administrative self-protection;
- "Small-scale" Reinforces and Replacement that started up during the 2018-2023 PTR cycle and were assessed in the 2023 PTR;

⁴ The Repositioning index refers to the nominal variation in relation to the revenue in the previous year (22/23) compared to the Revision year (23/24). It does not take into account the financial aspect of the RBSE.

- (v) Also includes replacement that started up during the 2023-2024 cycle and increased the transmission's revenue (new investments).

As a highlight related to the RBSE's Financial Component, it has not undergone any change in its value, being only updated by IPCA, since its process is currently being analyzed by the regulatory agency.

Annual Tariff Adjustment of the concession contract extended under the terms of the Law No. 12,783/2013:

Contracts	REH 3,344/2024 RTP result	RBSE Financial	CAOM Path	New Investments	Index (IPCA)	REH 3,348/2024 Homologated Revenue	ATA Adjustment Portion 2023	REH 3,348/2024
055/2001	704.7	284.2	-22.3	29.3	33.7	1,029.6	-173.6	856.0

* Values expressed in R\$ million.

As for the bided contracts, according to REH ANEEL No. 3,348/2024, for the 2024-2025 cycle, from 07/01/2024 to 06/30/2025 the total AAR plus the Adjustment Portion amounts to approximately R\$ 200 million.

Annual Tariff Adjustment 2024:

Contracts	REH 3,216/2023	Start-up	Indexer (IPCA or IGP-M)	Impact of PTR Repositioning	REH 3,348/2024 Approved Revenue	PA ATA 2023	REH 3,348/2024
080/2002	21,435.2	-	-72.5	-	21,362.7	-925.9	20,436.8
001/2011	37,230.4	6,913.6	1,733.1	0.0	45,877.1	-2,654.5	43,222.6
003/2013	15,428.5	-	628.6	584.1	16,641.2	435.9	17,077.1
020/2018	10,658.8	-	315.5	-99.2	10,974.3	-85.5	10,888.8
006/2015	19,059.0	-	748.3	-	19,807.3	-195.0	19,612.3
005/2019	34,856.1	-	1,355.3	-333.4	35,878.0	-1,504.5	34,373.5
011/2019	43,186.5	1,590.0	1,311.7	-429.4	46,088.2	-2,316.5	43,771.7
004/2021	-	10,739.2	421.7	-	11,160.9	521.2	11,682.1

* Values expressed in R\$ x 1,000.

Related to the **Concession Contract No. 004/2021 (Cachoeirinha 3)**, the transmission company has concluded it works covered by the Concession Contract, however, in order to receive the full AAR, it is waiting for the Distributor being connect to the substation, in accordance with the clause in the Connection Contract (CCT) signed between the concessionaires. As soon as the conditions set out in the CCT are met, the Transmitter will receive the AAR of approximately R\$ 12.0 million.

3.3.4) Economic-Financial Performance | Regulatory



Disclaimer: This chapter contains the regulatory results (Regulatory Financial Statements prepared for Aneel, the electricity sector regulatory agency), therefore, is merely for the purpose of analyzing the regulatory/management performance, following the market practices for transmission businesses.

Therefore, this does not work as an official report from the Company to the Brazilian Securities and Exchange Commission (CVM), which strictly and rigidly follows the IFRS international accounting standards.

The figures have not been audited and are still subject to change.

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	315	386	(71)	-18.5%	1,428	1,462	(34)	-2.3%
Net Operating Revenue	264	323	(59)	-18.4%	1,192	1,206	(15)	-1.2%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(73)	(61)	(11)	18.8%	(354)	(314)	(40)	12.6%
Equity Income	1	1	0	4.5%	6	4	3	68.2%
EBITDA	192	263	(71)	-27.0%	844	896	(52)	-5.8%
Depreciation and Amortization	(46)	(29)	(17)	59.8%	(134)	(116)	(18)	15.5%
Financial Income (Expense)	(7)	(32)	25	-78.7%	(294)	(174)	(120)	69.2%
Financial Revenues	20	24	(4)	-17.6%	78	92	(14)	-15.6%
Financial Expenses	(26)	(55)	29	-52.5%	(371)	(265)	(106)	39.9%
Income Before Taxes	139	202	(63)	-31.1%	416	606	(190)	-31.4%
Income Tax / Social Contribution	(26)	(7)	(19)	262.7%	(85)	(98)	13	-13.4%
Net Income	113	195	(82)	-42.1%	331	508	(177)	-34.8%

Operational Revenue

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Concession Contract 055/2001	262	335	(73)	-21.8%	1,222	1,281	(58)	-4.5%
Sul II	12	12	(1)	-5.4%	47	43	4	9.6%
TESB	12	12	(0)	-2.7%	44	39	5	12.6%
Sul I	9	10	(1)	-13.7%	36	35	1	3.9%
Concession Contract 080/2002	5	5	(0)	-7.1%	18	21	(3)	-13.1%
Morro Agudo	5	5	0	3.9%	20	17	3	17.2%
Piracicaba	6	4	2	53.8%	18	15	3	23.2%
Maracanaú	3	3	0	3.8%	11	10	1	9.3%
Concession Contract 004/2001 (CAC 3)	3	1	2	235.0%	10	1	9	1116.9%
Regulatory Charges	(25)	(30)	5	-16.9%	(116)	(130)	15	-11.2%
Gross Revenue	315	386	(71)	-18.5%	1,428	1,462	(34)	-2.3%
Deductions from Revenue	(26)	(33)	7	-20.9%	(121)	(125)	5	-3.6%
Net Revenue	264	323	(59)	-18.4%	1,192	1,206	(15)	-1.2%

In the quarter, the decrease perceived in the **operating revenue** is mainly due to the effects of the tariff review for the 2024/2025 cycle, applied as of July 2024. For the year, after two quarters with the new AAR, we see a decrease in revenue. The regulatory charges, which are part of the billed revenue, together with tariff subsidies, had a decrease, both in the quarter and in the year.

O&M Costs and Expenses | PMSO and Depreciation/Amortization

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Personnel	36	41	(5)	-13.0%	137	143	(6)	-4.3%
Material	3	4	(1)	-28.1%	21	8	13	168.8%
Outsourced Services	28	36	(8)	-22.0%	107	95	12	13.1%
Private Pension Fund	18	7	11	156.1%	73	54	19	35.8%
Other Operating Costs/Expenses	(12)	(27)	15	-54.0%	16	15	1	6.9%
ADA	7	2	5	248.5%	10	(2)	12	-
Legal, judicial expenses	32	20	12	58.3%	50	55	(5)	-8.7%
Other flood impacts - rio Grande do Sul	1	-	1	-	8	-	8	-
TESB Adjusts (non cash effect)	(53)	-	(53)	-	(53)	-	(53)	-
CPFL Transmissão supplier agreement	-	(36)	36	-	-	(36)	36	-
Others	1	(13)	14	-	1	(2)	3	-
PMSO	73	61	11	18.8%	354	314	40	12.6%
Depreciation and Amortization	46	29	17	59.8%	134	116	18	15.5%
PMSO, depreciation and amortization	118	90	29	31.8%	488	430	58	13.4%

In the quarter, **PMSO** was impacted by the net effect of the extraordinary items – TESB adjustments, CPFL Transmissão's supplier agreement and floods in the RS (for further details, look the explanation in the extraordinary items of the Chapter 1) (+R\$ 16 million).

Excluding these effects, **PMSO** presented an increase of 28.3% (R\$ 28 million), mainly due to:

- └ Increase in legal and judicial expenses (-R\$ 12 million);
- └ Increase in Private Pension Fund - due to a new actuarial appraisal report (-R\$ 11 million);
- └ Increase in the Allowance for Doubtful Accounts (ADA) (-R\$ 5 million).

In the year, there was also an increase in the **PMSO**. Excluding the extraordinary effects, the variation would be of 14% (R\$ 49 million), mainly due to:

- └ Increase in Private Pension Fund - due to a new actuarial appraisal report (-R\$ 19 million);
- └ Increase in the Allowance for Doubtful Accounts (ADA) (-R\$ 12 million).
- └ Expenses in Sul II project, occurred in 2Q24 (-R\$ 10 million);
- └ Increase in expenses with outsourced services, like buildings maintenances (-R\$ 9 million).

In relation to the depreciation, there was an increase both in the quarter and the year, due to the tariff review that took place in 2024, when ANEEL recalculated the depreciation rate of the assets and recognized new ones that entered the cycle.

EBITDA

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Net Income	113	195	(82)	-42.1%	331	508	(177)	-34.8%
Depreciation and Amortization	46	29	17	59.8%	134	116	18	15.5%
Financial Result	7	32	(25)	-78.7%	294	174	120	69.2%
Income Tax / Social Contribution	26	7	19	262.7%	85	98	(13)	-13.4%
EBITDA	192	263	(71)	-27.0%	844	896	(52)	-5.8%

In the quarter, the decrease in the **EBITDA** is mainly due to a lower revenue and a higher PMSO, as explained before. In the year, the decrease in the **EBITDA** is mainly due to a worsening in the PMSO as explained before.

Financial Result

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(45)	(81)	37	-45.2%	(290)	(237)	(52)	22.0%
Mark-to-Market	36	41	(5)	-11.8%	(8)	41	(49)	-
Others financial revenues/expenses	1	6	(4)	-77.1%	2	16	(14)	-88.9%
Financial Result	(7)	(34)	27	-80.0%	(296)	(181)	(115)	63.3%

In the quarter, there was an improvement in the **Financial Result**, as a result of the reduction in the expenses with the net debt, due mainly to: (i) the average reduction in the CDI in the period, decreasing from 0.94% in 4Q23 to 0.88% in 4Q24; (ii) the R\$ 15 million expense for debentures funding, which occurred in 4Q23; and (iii) the prepayment of debt, which led to the issuance of another debt under more favorable conditions. Regarding the year, there was a deterioration in the **Financial Result** due to the new funding made by the company in the period.

Net Income

In the quarter and year, there was a decrease in the **Net Income** due to a lower revenue (AAR) caused by the application of the tariff review for the 2024-2025 cycle and a worsening in the financial result.

3.3.5) Economic-Financial Performance | IFRS

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	731	605	126	20,8%	2.430	2.213	217	9,8%
Net Operating Revenue	679	542	137	25,3%	2.198	1.954	244	12,5%
Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)	289	225	64	28,5%	1.160	1.075	85	7,9%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(127)	(148)	21	-14,1%	(368)	(398)	30	-7,6%
Costs of Building the Infrastructure	(284)	(164)	(120)	72,7%	(705)	(580)	(125)	21,5%
Equity Income	1	1	0	13,4%	5	4	2	42,3%
EBITDA¹	268	230	38	16,7%	1.131	981	151	15,3%
Depreciation and Amortization	(11)	(14)	3	-24,8%	(39)	(58)	19	-32,7%
Financial Income (Expense)	(7)	(34)	27	-80,0%	(296)	(181)	(115)	63,3%
Financial Revenues	20	21	(2)	-7,8%	76	86	(10)	-11,8%
Financial Expenses	(26)	(55)	29	-52,5%	(372)	(267)	(104)	39,1%
Income Before Taxes	251	182	69	38,1%	797	742	55	7,4%
Income Tax / Social Contribution	(83)	(41)	(42)	102,1%	(189)	(209)	21	-9,8%
Net Income	168	141	28	19,5%	608	532	75	14,2%

Note (1): EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.



3.4) COMMERCIALIZATION AND SERVICES SEGMENTS

3.4.1) Economic-Financial Performance

Commercialization

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	1,454	765	689	90.1%	3,562	2,732	830	30.4%
Net Operating Revenue	1,277	651	626	96.1%	3,078	2,310	768	33.3%
Cost of Electric Power	(1,273)	(611)	(662)	108.4%	(3,019)	(2,203)	(816)	37.1%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(19)	(21)	3	-12.4%	(72)	(67)	(4)	6.3%
EBITDA¹	(15)	19	(34)	-	(13)	39	(52)	-
Depreciation and Amortization	(2)	(1)	(0)	16.7%	(7)	(6)	(1)	14.4%
Financial Income (Expense)	(7)	(11)	5	-41.1%	(23)	(78)	55	-70.8%
Financial Revenues	7	17	(10)	-59.2%	47	56	(9)	-16.4%
Financial Expenses	(13)	(28)	15	-52.1%	(69)	(134)	64	-48.1%
Income Before Taxes	(23)	7	(29)	-	(42)	(44)	2	-4.4%
Income Tax / Social Contribution	(4)	(1)	(3)	339.6%	(10)	(2)	(9)	540.0%
Net Income (loss)	(27)	6	(33)	-	(52)	(46)	(7)	14.5%

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

Services

R\$ Million	4Q24	4Q23	Δ R\$	Δ %	2024	2023	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	342	301	41	13.6%	1,364	1,103	261	23.7%
Net Operating Revenue	315	277	38	13.6%	1,254	1,011	242	23.9%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(264)	(216)	(48)	22.2%	(974)	(783)	(191)	24.4%
EBITDA¹	52	62	(10)	-16.3%	279	228	51	22.4%
Depreciation and Amortization	(10)	(14)	4	-26.1%	(59)	(51)	(8)	16.2%
Financial Income (Expense)	1	2	(1)	-33.4%	9	12	(3)	-24.4%
Financial Revenues	5	5	(0)	-3.0%	19	24	(4)	-17.8%
Financial Expenses	(3)	(3)	(1)	20.2%	(10)	(12)	1	-11.2%
Income Before Taxes	43	50	(7)	-14.4%	229	189	40	21.2%
Income Tax / Social Contribution	(9)	(11)	2	-22.6%	(55)	(45)	(11)	23.7%
Net Income	34	39	(5)	-12.2%	174	144	29	20.4%

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.



4) ATTACHMENTS

Company Profile and Corporate Structure

Company Operation

CPFL Energia operates in the Generation, Transmission, Distribution, Commercialization and Services segments.

CPFL is the largest distribution company in volume of energy sales, with 13% of the national market, serving approximately 10.7 million customers in 687 municipalities. With 4,226 MW of installed capacity, it is among the largest generators in the country, with 96% of its generation portfolio coming from renewable sources.

The group also has a relevant role in the transmission segment, with an installed capacity of 15.9 thousand MVA and more than 6,000 km of transmission lines. It also has a national operation through CPFL Soluções, providing integrated solutions in energy management and commercialization, energy efficiency, distributed generation, energy infrastructure and consulting services. To access the detailed Action Map, [click here](#).

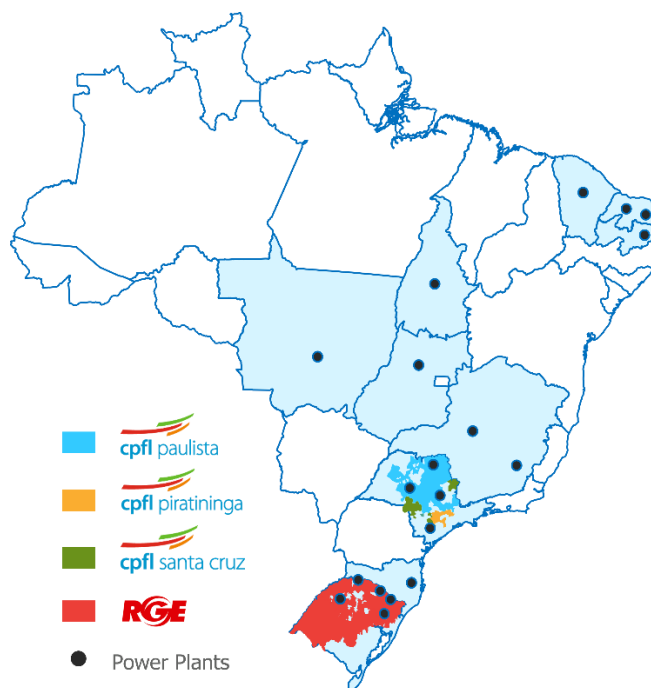
Growth Strategy

Aware of the uncertainties surrounding the macroeconomic scenarios intrinsic to our business and the regulatory discussions to modernize the sector, we will focus our strategic efforts on measures capable of managing costs, expanding investments and achieving CPFL Energia's sustainable growth, on the premise of maintaining our financial discipline and guaranteeing a return to our shareholders.

Shareholders Structure and Corporate Governance

CPFL Energia is a holding company that owns stake in other companies. State Grid Corporation of China (SGCC) controls CPFL Energia through its subsidiaries State Grid International Development Co. Ltd, State Grid International Development Limited (SGID), International Grid Holdings Limited, State Grid Brazil Power Participações S.A. (SGBP) and ESC Energia S.A.

The guidelines and set of documents relating to corporate governance are available on the [IR website](#).





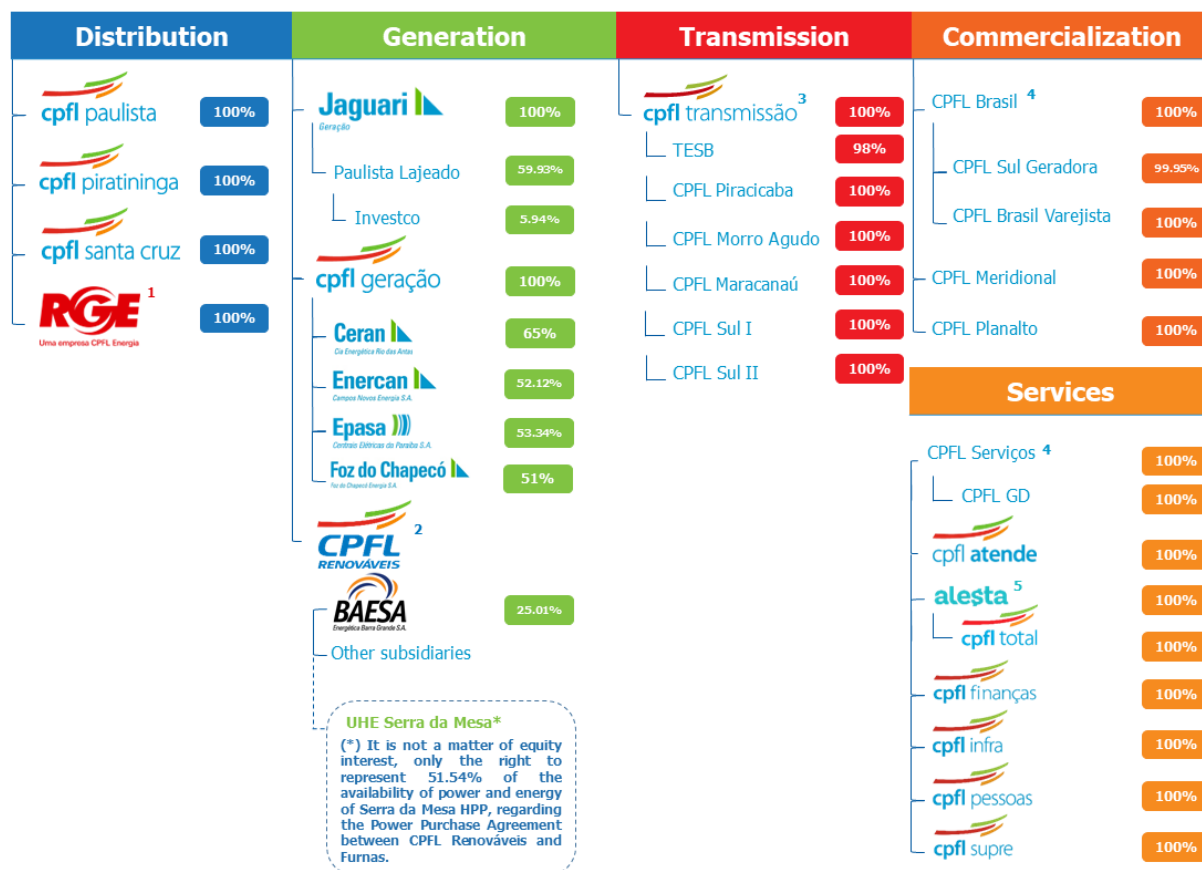
STATE GRID
CORPORATION OF CHINA

83.71%



Free Float

16.29%



Reference date: 12/31/2024

Notes:

- (1) RGE is controlled by CPFL Energia (89.0107%) and CPFL Brasil (10.9893%);
(2) CPFL Renováveis is controlled by CPFL Energia (49.1502%) and CPFL Geração (50.8498%);
(3) CPFL Transmissão is controlled by CPFL Brasil (100%);
(4) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços;
(5) Alesta is controlled by CPFL Energia (99.99%) and by CPFL Brasil (0.01%).

Dividend Policy

The CPFL Energia dividend distribution policy determines that the Company should distribute annually as dividends, at least, 50% of the adjusted net income⁵. The approved Dividend Policy is merely indicative, with the purpose of signaling to the market the treatment that the Company intends to give to the distribution of dividends to its shareholders, having, therefore, a programmatic character, not binding upon the Company or its governing bodies. The Dividend Policy is available at the [IR website](#).

⁵ The Policy also establishes the factors that will influence in the amount of distribution, as well as other factors considered relevant for the board of directors and the shareholders. It's also highlights that certain obligations contained in the Company's financial contracts may limit the amount of dividends and/or interest on equity that may be distributed.

