

Resultados 1T26

Energia para um futuro
mais sustentável



VIDEOCONFERÊNCIA
15 de maio de 2026

Horário: 14h00 (BRT) | 13h00 (ET)

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

[Clique aqui](#) ou pelo QR Code



Mensagem do Presidente



Início essa mensagem com um grande destaque: a conclusão do processo de renovação das concessões de nossas distribuidoras CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL RGE, ocorrida em 8 de maio de 2026, após todas as aprovações necessárias. Com a assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, as distribuidoras passam a contar com mais 30 anos de concessão a partir do vencimento do prazo atual, que ocorrerá ao longo dos anos de 2027 e 2028. Essa renovação reafirma o compromisso da CPFL Energia com um serviço de excelência e com a construção de um sistema elétrico cada vez mais moderno, digital e resiliente. Esse novo ciclo nos permite seguir investindo fortemente na melhoria da rede, na ampliação da automação e na preparação para os desafios climáticos e energéticos do futuro. Nossa responsabilidade é clara: entregar confiabilidade, qualidade e segurança para todos os nossos clientes.

A respeito dos resultados do 1º trimestre de 2026, alcançamos mais uma vez resultados econômico-financeiros consistentes, atingindo um Ebitda de R\$ 3,9 bilhões e lucro líquido de R\$ 1,9 bilhão.

No segmento de Distribuição, o consumo de energia¹ na área de concessão apresentou uma redução de 0,7%. As classes residencial (-1,7%) e comercial (+2,9%) foram afetadas negativamente pelas temperaturas mais amenas e pelo calendário de faturamento, mas continuam com bom desempenho após desconsiderarmos esses efeitos. Destaco especialmente a classe comercial, que vem sendo impulsionada pelo aumento do consumo de *data centers* em nossa área de concessão, que já representa 8,2% da classe e apresentaram alta de 24% no período.

Para o segmento de Geração, nesse trimestre tivemos um aumento no volume de energia gerada, decorrente do maior despacho das UHEs e PCHs. Porém o segmento continua sendo impactado pelos cortes de energia impostos às nossas usinas eólicas (*curtailment*), que atingiram 20,4% da nossa geração potencial total, o que gerou um impacto de R\$ 62 milhões. Ainda assim, os resultados foram positivos devido aos reajustes contratuais e ao desempenho relativamente melhor da geração eólica nos parques do Ceará, onde estão localizados os projetos do Proinfa.

No que se refere ao Capex, no trimestre, os investimentos totalizaram R\$ 1,3 bilhão, uma alta de 1,9%, sendo que aproximadamente 82% desse montante foi destinado à Distribuição. Essa execução está em linha com o plano de investimentos, que tem como objetivo a manutenção e expansão de redes de distribuição, além da implementação de novas tecnologias, como o projeto B Smart, que contabilizou a instalação de mais de 100 mil medidores inteligentes nesse período.

Adicionalmente, praticando nossa disciplina financeira, finalizamos o trimestre com posição de caixa de R\$ 5,8 bilhões e a dívida líquida da CPFL Energia alcançou 2,31 vezes o EBITDA, no critério de medição dos *covenants* financeiros.

Em 29 de abril de 2026, na Assembleia de Acionistas foi aprovada a destinação do lucro líquido de 2025, considerando o pagamento de dividendos no valor de R\$ 4,3 bilhões, ou R\$ 3,73/ação.

No âmbito de ESG, a CPFL permaneceu na carteira ISE 2026 – Índice de Sustentabilidade da B3, alcançando sua melhor performance histórica, com *score base* de 89,67, ficando em 7º lugar dentre todas as empresas integrantes da carteira.

Encerro essa mensagem reforçando o compromisso, respeito e confiança com os acionistas, clientes, parceiros, sociedade e demais *stakeholders* e agradecendo a todos os colaboradores do Grupo CPFL pelos resultados alcançados. Dessa forma, seguimos construindo o futuro da CPFL Energia.

¹ Considerando energia faturada e compensação de geração distribuída (GD).

Resumo dos Principais Indicadores

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Demanda na Área de Concessão GWh	17.429	16.684	746	4,5%
Energia Consumida na Área de Concessão GWh	20.116	20.260	(145)	-0,7%
<i>Mercado Cativo</i>	9.648	10.469	(820)	-7,8%
<i>Cliente Livre</i>	8.855	8.449	407	4,8%
<i>Compensação de GD</i>	1.612	1.343	269	20,0%
Receita Operacional Bruta	16.848	15.410	1.438	9,3%
Receita Operacional Líquida	11.342	10.655	686	6,4%
EBITDA⁽¹⁾ Consolidado	3.860	3.852	9	0,2%
<i>Distribuição</i>	2.532	2.592	(60)	-2,3%
<i>Geração & Gestão de Energia</i>	921	836	85	10,2%
<i>Transmissão</i>	334	360	(26)	-7,3%
<i>Serviços & Outros</i>	73	63	10	16,0%
Lucro Líquido Consolidado	1.909	1.615	294	18,2%
<i>Distribuição</i>	1.258	1.094	164	15,0%
<i>Geração & Gestão de Energia</i>	448	371	77	20,8%
<i>Transmissão</i>	156	180	(24)	-13,3%
<i>Serviços & Outros</i>	48	(29)	77	-
Dívida Líquida⁽²⁾	30.618	26.530	4.089	15,4%
Dívida Líquida / EBITDA ⁽²⁾	2,31	2,04	-	13,1%
Investimentos ⁽³⁾	1.261	1.238	24	1,9%
Preço da Ação (R\$/ação)	48,76	37,70	11,06	29,3%
Volume Médio Diário	97	78	19	24,8%

Notas:

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

Destaques



EBITDA

R\$ 3.860

milhões (+0,2%)



Lucro Líquido

R\$ 1.909

milhões (+18,2%)



Dívida Líquida

R\$ 30,6

bilhões e **alavancagem** de **2,31x** (Dívida Líquida/ EBITDA¹)



CAPEX

R\$ 1.261

milhões (+1,9%)



No processo de **Renovação de Concessões** as distribuidoras **CPFL Paulista, CPFL RGE e CPFL Piratininga** assinaram o aditivo, estendendo suas concessões por 30 anos



Nossas distribuidoras foram reconhecidas pelo **Prêmio ANEEL de Satisfação do Consumidor**, com a **CPFL Santa Cruz** eleita a **melhor Distribuidora da região Sudeste** e a **CPFL RGE** com o **1º lugar na região Sul**



A **CPFL Energia** integra o **Top 10** no *Ranking* Geral do **ISE B3**

1) No critério dos *covenants* financeiros.

Índice

1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA	6
1.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....	6
1.2) Endividamento	11
1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS.....	11
1.2.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	12
1.3) Investimentos	13
1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento	13
1.3.2) Investimentos Previstos	13
2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG	14
2.1) Plano ESG 2030	14
2.2) Principais Indicadores	15
3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS	17
3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO	17
3.1.1) Desempenho Operacional	17
3.1.1.1) Demanda Área de Concessão	17
3.1.1.2) Consumo de Energia Área de Concessão.....	17
3.1.1.3) Inadimplência.....	18
3.1.1.4) Perdas	18
3.1.1.5) DEC e FEC.....	20
3.1.2) Eventos Tarifários.....	20
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro.....	21
3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO	27
3.2.1) Desempenho Operacional	27
3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro.....	27
3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO	31
3.3.1) Portfólio.....	31
3.3.2) Desempenho Operacional	31
3.3.3) Temas Regulatórios	32
3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro Regulatório.....	33
3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro IFRS	36
3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS	37
3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....	37
4) ANEXO	38

1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	16.848	15.410	1.438	9,3%
Receita Operacional Líquida	11.342	10.655	686	6,4%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	10.118	9.498	620	6,5%
Custo com Energia Elétrica	(5.210)	(4.623)	(587)	12,7%
PMSO, Previdência e PDD	(1.200)	(1.176)	(23)	2,0%
Custos com construção de infraestrutura	(1.149)	(1.065)	(84)	7,9%
Equivalência Patrimonial	77	61	17	27,7%
EBITDA¹	3.860	3.852	9	0,2%
Depreciação e Amortização	(616)	(590)	(25)	4,3%
Resultado Financeiro	(730)	(869)	139	-16,0%
<i>Receitas Financeiras</i>	<i>543</i>	<i>387</i>	<i>156</i>	<i>40,2%</i>
<i>Despesas Financeiras</i>	<i>(1.273)</i>	<i>(1.257)</i>	<i>(16)</i>	<i>1,3%</i>
Lucro Antes da Tributação	2.515	2.392	123	5,1%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(605)	(777)	172	-22,1%
Lucro Líquido	1.909	1.615	294	18,2%

Nota: (1) 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	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Distribuição	300	402	(102)	
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	384	486	(102)	-21,0%
Despesas legais e judiciais	(44)	(38)	(5)	14,1%
Baixa de ativos	(40)	(46)	6	-12,1%
Geração e Gestão de Energia	112	60	53	
Equivalência Patrimonial	77	61	17	27,7%
Despesas legais e judiciais	34	(1)	35	-
Baixa de ativos	1	(0)	1	-
Transmissão	103	154	(51)	
Despesas legais e judiciais	(1)	(12)	11	-87,8%
Baixa de ativos	2	3	(2)	-52,1%
Diferença do IFRS (-) Regulatório	103	162	(60)	-36,7%
Outros	(2)	(3)	1	
Despesas legais e judiciais	(2)	(3)	1	-28,3%
Baixa de ativos	0	0	0	336,4%

Não houve eventos extraordinários nos períodos analisados.

Outros números relevantes para a análise do resultado

Efeitos no EBITDA Segmento de Transmissão	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
EBITDA IFRS	334	360	(26)	-7,3%
EBITDA Regulatório	231	198	33	16,9%
Diferença do IFRS (-) Regulatório	103	162		

Efeitos no Resultado Financeiro R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Acréscimos e multas moratórias	119	123	(4)	-2,9%
Marcação a mercado (MTM) da Dívida	62	23	40	175,2%

Para o resultado financeiro é importante destacar:

- Marcação a mercado (MTM) da Dívida:** houve uma variação positiva decorrente de ganhos relacionados ao aumento da curva de *spread* de risco nesse trimestre, enquanto no 1T25 o ganho de MTM decorreu de novas captações a um custo mais baixo, tendo sido parcialmente compensado pela redução na curva de *spread* de risco naquele período.

Receita Operacional Líquida por Segmento

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Distribuição	9.496	8.769	727	8,3%
Geração e Gestão de Energia	1.707	1.661	46	2,8%
Transmissão	547	604	(57)	-9,5%
Serviços	305	302	2	0,8%
Eliminações e Outros	(713)	(681)	(32)	4,7%
Receita Operacional Líquida	11.342	10.655	686	6,4%

O desempenho no trimestre reflete principalmente o melhor desempenho do segmento de Distribuição, impulsionado pela constituição de ativo financeiro setorial.

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

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Itaipu	474	531	(57)	-10,8%
PROINFA	82	135	(54)	-39,5%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	3.606	3.103	503	16,2%
Crédito de PIS e COFINS	(368)	(328)	(41)	12,4%
Energia Comprada para Revenda	3.793	3.441	352	10,2%
Encargos da Rede Básica	1.150	1.033	116	11,3%
Encargos de Transporte de Itaipu	87	72	16	21,8%
Encargos de Conexão	33	26	7	27,0%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	12	11	1	8,7%
ESS / EER	278	158	119	75,4%
Crédito de PIS e COFINS	(143)	(119)	(24)	20,1%
Encargo	1.417	1.181	235	19,9%
Custo com Energia Elétrica	5.210	4.623	587	12,7%

O aumento dos custos com **Energia Comprada para Revenda**, no trimestre, decorre principalmente do aumento do preço em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**, parcialmente compensado pela redução da quantidade da energia adquirida de **Itaipu** e **Proinfa**. Além disso, a tarifa média da energia de Itaipu foi menor devido à valorização cambial.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, o aumento observado no trimestre decorre dos **Encargos de Rede Básica**, devido ao reajuste das tarifas de uso do sistema de transmissão vigente a partir de julho/25, conforme estabelecido na Resolução ANEEL nº 3.482/2025. O mesmo movimento ocorreu com o **Encargo de Transporte de Itaipu**, em razão das novas tarifas estabelecidas pela mesma resolução.

Adicionalmente, verifica-se um aumento nos custos de **ESS – Encargos de Serviço do Sistema**, em função do alívio retroativo percebido no 1T25 gerado pela diferença de preços entre os submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN). Já o aumento percebido do **EER – Encargos de Energia de Reserva** no período decorre dos custos associados à antecipação do suprimento das usinas vencedoras do 1º Leilão de Reserva de Capacidade.

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

PMSO

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Pessoal	586	545	41	7,6%
Material	125	126	(1)	-0,5%
Serviços de Terceiros	268	256	12	4,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	217	241	(24)	-9,8%
<i>PDD</i>	<i>97</i>	<i>103</i>	<i>(6)</i>	<i>-6,0%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>37</i>	<i>42</i>	<i>(5)</i>	<i>-11,6%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>13</i>	<i>54</i>	<i>(41)</i>	<i>-75,3%</i>
<i>Outros</i>	<i>70</i>	<i>42</i>	<i>28</i>	<i>68,1%</i>
PMSO	1.197	1.168	29	2,5%

O PMSO apresentou um aumento de 2,5% (R\$ 29 milhões) no trimestre, decorrente dos seguintes fatores:

- Pessoal (aumento de R\$ 41 milhões):** o crescimento reflete principalmente os reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos aplicados em 2025 e crescimento de *headcount* de 2,2%;
- MSO ligado à inflação (aumento de R\$ 31 milhões):** maiores despesas com manutenção de máquinas e equipamentos, principalmente no segmento de Geração e Gestão de Energia, e manutenção de hardware/software;
- MSO não ligado à inflação (redução de R\$ 43 milhões):** redução nas despesas legais e judiciais.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	1.149	1.065	84	7,9%
Entidade de Previdência Privada	3	9	(6)	-70,2%
Depreciação e Amortização	616	590	25	4,3%
Demais Custos e Despesas Operacionais	1.767	1.664	103	6,2%

EBITDA

O desempenho do **EBITDA** no trimestre foi explicado principalmente pelo efeito positivo dos reajustes por inflação na parcela B e nos contratos de venda de energia do segmento de Geração e Gestão de Energia; parcialmente compensados pelos impactos do *curtailment* e pela redução na atualização do ativo financeiro da concessão.

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

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	1.909	1.615	294	18,2%
Depreciação e Amortização	616	590	25	4,3%
Resultado Financeiro	730	869	(139)	-16,0%
Imposto de Renda / Contribuição Social	605	777	(172)	-22,1%
EBITDA	3.860	3.852	9	0,2%

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Receitas	543	387	156	40,2%
Despesas	(1.273)	(1.257)	(16)	1,3%
Resultado Financeiro	(730)	(869)	139	-16,0%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(1.005)	(953)	(52)	5,5%
Acréscimos e multas moratórias	119	123	(4)	-2,9%
Marcação a mercado	62	23	40	175,2%
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	68	(20)	88	-
Outras receitas e despesas	25	(42)	67	-
Resultado Financeiro	(730)	(869)	139	-16,0%

As **despesas financeiras líquidas** reduziram no trimestre por conta dos efeitos positivos da **atualização do ativo e passivo financeiro setorial** e da **marcação a mercado** (conforme explicado no início do capítulo), parcialmente compensados pelas maiores **despesas com a dívida líquida**, devido aos aumentos de indexador (CDI) e do endividamento.

Lucro Líquido

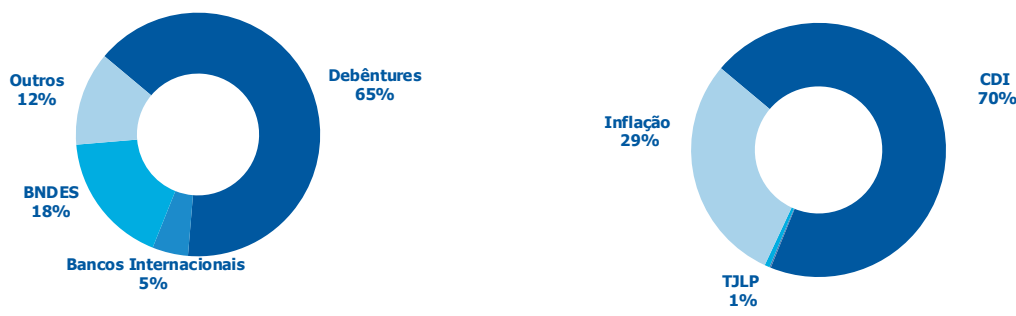
O crescimento do **Lucro Líquido** no trimestre reflete principalmente as menores **despesas financeiras líquidas** e uma menor alíquota efetiva (24,1% no 1T26 ante 32,5% no 1T25), por conta da dedutibilidade dos repasses de crédito tributário aos consumidores.

1.2) Endividamento

1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS

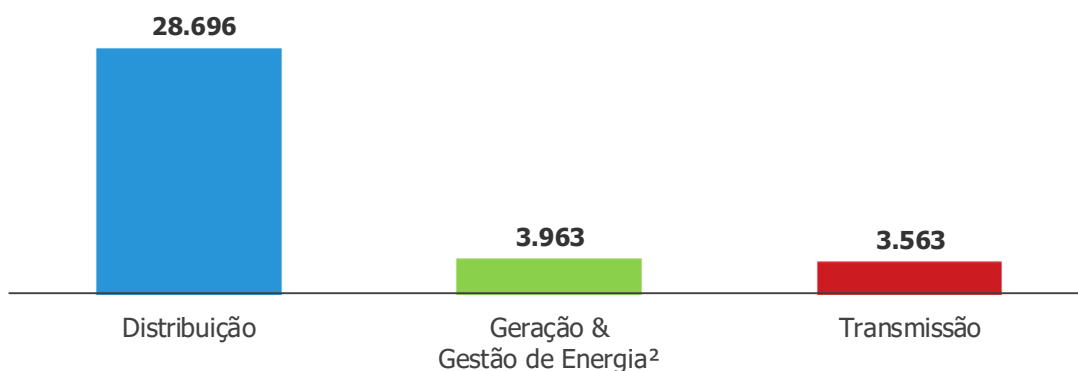
R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	36.222	30.536	(5.686)	18,6%
Disponibilidades	(5.752)	(4.048)	1.704	42,1%
Dívida Líquida	30.470	26.488	3.982	15,0%
Custo da Dívida	12,8%	14,0%	-	-8,4%

Breakdown por Fonte e por Indexação | Pós-Hedge



Para mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado, cerca de R\$ 6,2 bilhões em dívida possuem operações de *hedge*. Visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato, para as dívidas em moeda estrangeira (16,7% do total das dívidas em IFRS) foram contratadas operações de *swap*.

Dívida por Segmento¹ – IFRS | R\$ milhões

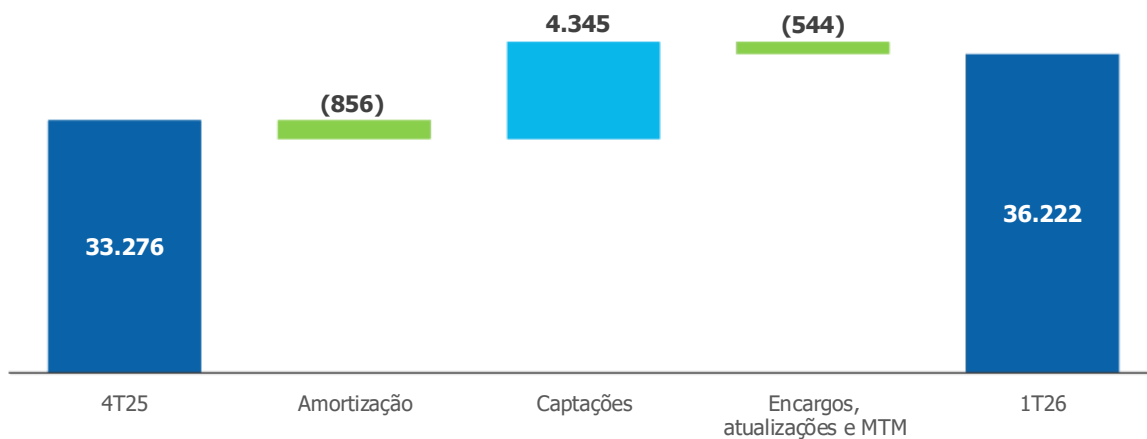
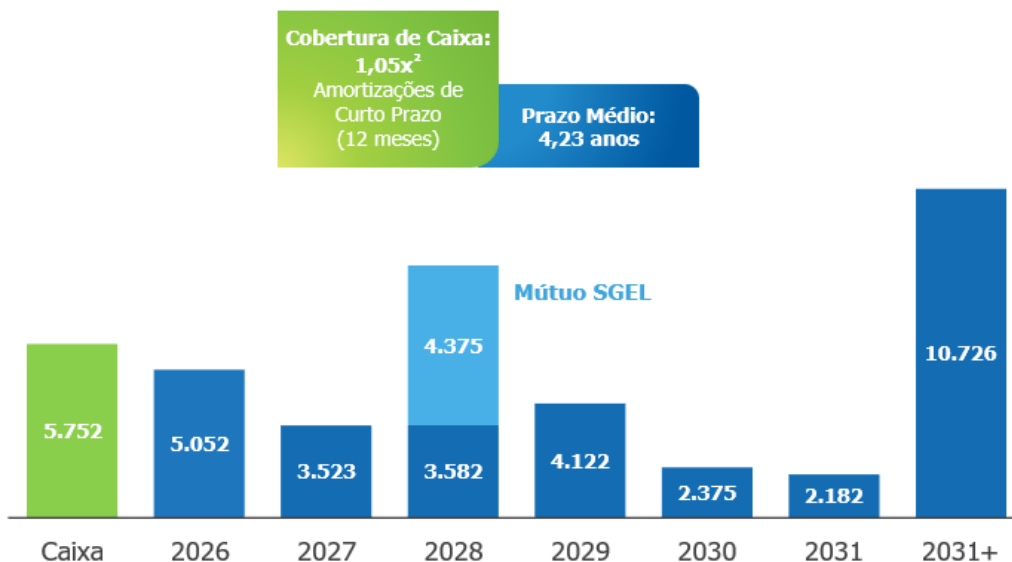


Notas:

(1) Considera o principal da dívida, juros, derivativos e os mútuos com a SGEL;

(2) O segmento de Geração & Gestão de Energia considera CPFL Brasil, CPFL Renováveis, Ceran e Enercan.

Evolução do Saldo da Dívida – IFRS | 1T26


 Cronograma de Amortização da Dívida¹ – IFRS | Março de 2026


Notas:

- (1) Considerando apenas o valor nominal, a proteção da dívida e os mútuos. Para se chegar ao total da dívida financeira, faz-se a inclusão dos encargos, do efeito da marcação a mercado (MTM) e do custo com captação;
- (2) Considerando o montante de R\$ 3.620 milhões de Títulos e Valores Mobiliários (TVM), conforme critérios de *covenants*.

 1.2.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	36.401	30.846	5.554	18,0%
(-) Disponibilidades ²	(5.782)	(4.317)	(1.466)	34,0%
(=) Dívida Líquida	30.618	26.530	4.089	15,4%
EBITDA <i>Pro forma</i> ³	13.269	12.995	275	2,1%
Dívida Líquida / EBITDA	2,31	2,04	-	13,0%

Notas:

- (1) Considera a consolidação proporcional dos ativos de Geração & Gestão de Energia e de Transmissão, além do mútuo com a SGEL;
- (2) Inclui Títulos e Valores Mobiliários (TVM);
- (3) EBITDA *Pro forma* no critério dos *covenants* financeiros, ajustado de acordo com as participações da CPFL Energia em 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	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Distribuição	1.085	1.014	72	7,1%
Geração & Gestão de Energia	38	44	(6)	-14,2%
Transmissão ¹	134	175	(41)	-23,5%
Serviços e Outros ²	4	4	(0)	-5,0%
Investimentos Realizados	1.261	1.238	24	1,9%

Notas:

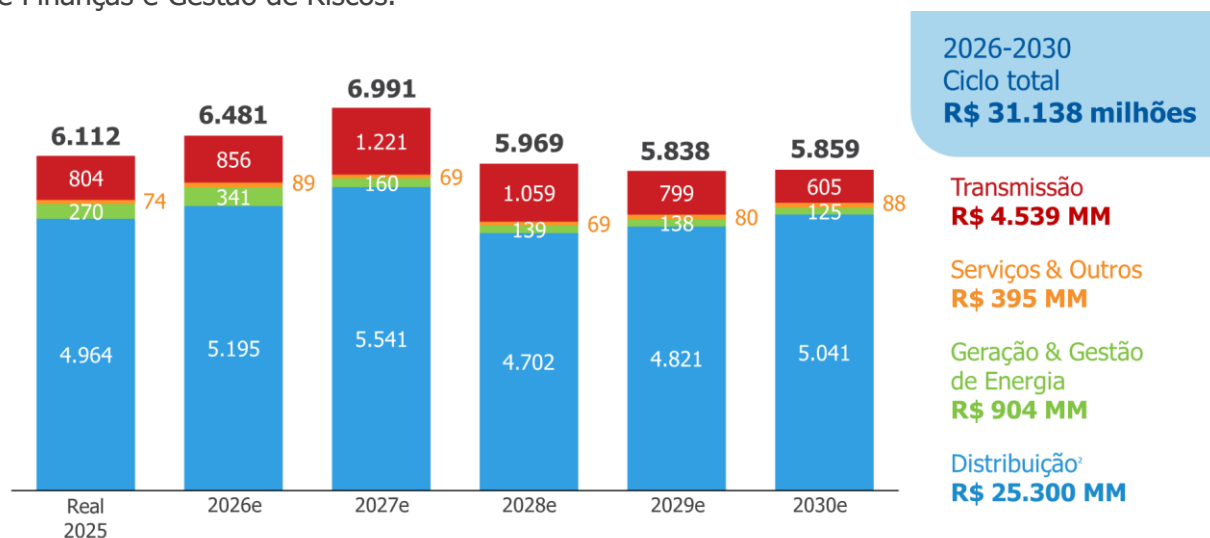
(1) Transmissoras não possuem ativos imobilizados, assim, considera-se a adição de ativos contratuais;

(2) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

O aumento observado no trimestre está relacionado ao foco em obras de atendimento a clientes e plano de expansão do sistema elétrico, somado à manutenção e modernização da rede.

1.3.2) Investimentos Previstos

O Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para as Projeções Plurianuais 2026-2030¹ 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 três pilares, que sustentam a maneira como conduzimos nossos negócios e executamos nossa estratégia: Negócios de baixo carbono e segurança energética, Operações inteligentes & sustentáveis e Valor compartilhado com a sociedade, além de um componente transversal à todos, de Governança Corporativa, garantindo a transparência e integridade.



Dentro dos pilares, assumimos 18 compromissos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas.



O Plano ESG 2030, e demais informações sobre os compromissos da empresa estão disponíveis no [site de RI](#) da Companhia.

2.2) Principais Indicadores

Abaixo listamos alguns indicadores alinhados ao Plano ESG 2030:

Negócios de baixo carbono e segurança energética					
Tema	Indicador	Unidade	1T26	1T25	Δ %
Energia renovável	Energia gerada por fontes renováveis	GWh	2.853	2.446	16,7%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	1.764	1.315	34,1%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	492	453	8,6%
	↳ Solar	GWh	0,2	0,3	-43,9%
	↳ Eólica	GWh	585	666	-12,3%
	↳ Biomassa	GWh	12	11	17,8%
Inovação	Investimento em inovação P&D ANEEL	R\$ MM	10,1	9,3	8,8%
Descarbonização	Redução de emissão de gases de efeito estufa ¹	% redução	62%	59%	-

Nota: (1): Fechamento do ano anterior, em comparação com o ano-base 2021

Operações Inteligentes & Sustentáveis					
Tema	Indicador	Unidade	1T26	1T25	Δ %
Economia circular	Transformadores reformados	unidade	1.651	2.381	-30,7%
Eletrificação de Frota	% de veículos pesados eletrificados	%	9,0%	6,2%	44,4%
Compras Sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	72,5%	93,3%	-22,3%
Smart Grid	Religadores automáticos instalados	unidade	21.973	20.247	8,5%
	Carga de energia telemedida	%	56,4%	54,4%	3,7%



Valor Compartilhado com a Sociedade

Tema	Indicador	Unidade	1T26	1T25	Δ %
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos CPFL e RGE nos Hospitais	R\$ milhões	7,4	16,3	-54,6%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente	R\$ milhões	12,2	15,4	-20,6%
	Pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil	171,0	163,0	4,9%
	Unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética PEE ANEEL	mil	5,3	6,2	-14,3%
Diversidade ¹	Negros na companhia	%	35,5%	35,1%	1,0%
	Mulheres na companhia	%	20,9%	20,9%	0,4%
	PcD na companhia	%	4,7%	4,4%	6,1%
	Grupos Minoritários em cargos de liderança ¹	%	39%	40%	-1,9%
Saúde e Segurança	Taxa de frequência de acidentes Próprios	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ²	1,6	0,5	221,6%
	Taxa de frequência de acidentes Terceiros	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ²	1,4	2,1	-32,9%
	Acidentes fatais com a população	unidade	1,0	8,0	-87,5%
Transparência	Mulheres no Conselho de Administração	unidade	2,0	3,0	-33,3%

Nota: (1) Em 2024, atualizamos nossos compromissos e substituímos o indicador "Mulheres em cargos de liderança" por Grupos Minoritários em cargos de liderança

(2) Horas trabalhadas com exposição ao risco até o período.

Índice

CPFL Energia

Distribuição

Geração & Gestão de Energia

Transmissão

Serviços & Outros

Anexos



3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS

3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO

3.1.1) Desempenho Operacional

3.1.1.1) Demanda | Área de Concessão

MW	1T26	1T25	Δ MW	Δ %	Part.
Industrial	6.923	6.786	137	2,0%	39,7%
Comercial	3.126	2.867	259	9,0%	17,9%
Outros	2.235	2.110	125	5,9%	12,8%
Uso G / MMGD	5.145	4.921	224	4,5%	29,5%
Total Demanda	17.429	16.684	746	4,5%	100,0%

3.1.1.2) Energia Faturada e Compensação de GD | Área de Concessão

GWh	1T26	1T25	Δ GWh	Δ %	Part.
Residencial	7.046	7.171	(125)	-1,7%	35,0%
Industrial	6.320	6.429	(109)	-1,7%	31,4%
Comercial	3.850	3.741	109	2,9%	19,1%
Rural	995	975	20	2,1%	4,9%
Outros	1.905	1.944	(39)	-2,0%	9,5%
Energia Consumida	20.116	20.260	(145)	-0,7%	100,0%
Cativo					
<i>Residencial</i>	<i>6.191</i>	<i>6.459</i>	<i>(268)</i>	<i>-4,2%</i>	<i>64,2%</i>
<i>Industrial</i>	<i>327</i>	<i>449</i>	<i>(122)</i>	<i>-27,1%</i>	<i>3,4%</i>
<i>Comercial</i>	<i>1.351</i>	<i>1.560</i>	<i>(209)</i>	<i>-13,4%</i>	<i>14,0%</i>
<i>Rural</i>	<i>737</i>	<i>755</i>	<i>(18)</i>	<i>-2,4%</i>	<i>7,6%</i>
<i>Outros</i>	<i>1.042</i>	<i>1.245</i>	<i>(203)</i>	<i>-16,3%</i>	<i>10,8%</i>
Total Cativo	9.648	10.469	(820)	-7,8%	100,0%
Livre					
<i>Residencial</i>	<i>6</i>	<i>2</i>	<i>4</i>	<i>166,4%</i>	<i>0,1%</i>
<i>Industrial</i>	<i>5.911</i>	<i>5.909</i>	<i>2</i>	<i>0,0%</i>	<i>66,8%</i>
<i>Comercial</i>	<i>1.990</i>	<i>1.766</i>	<i>224</i>	<i>12,7%</i>	<i>22,5%</i>
<i>Rural</i>	<i>112</i>	<i>94</i>	<i>18</i>	<i>19,1%</i>	<i>1,3%</i>
<i>Outros</i>	<i>836</i>	<i>678</i>	<i>158</i>	<i>23,3%</i>	<i>9,4%</i>
Total Livre	8.855	8.449	407	4,8%	100,0%
Compensação de GD					
<i>Residencial</i>	<i>849</i>	<i>710</i>	<i>139</i>	<i>19,6%</i>	<i>52,7%</i>
<i>Industrial</i>	<i>81</i>	<i>71</i>	<i>10</i>	<i>14,5%</i>	<i>5,0%</i>
<i>Comercial</i>	<i>509</i>	<i>415</i>	<i>93</i>	<i>22,5%</i>	<i>31,6%</i>
<i>Rural</i>	<i>146</i>	<i>125</i>	<i>20</i>	<i>16,1%</i>	<i>9,0%</i>
<i>Outros</i>	<i>27</i>	<i>21</i>	<i>6</i>	<i>27,4%</i>	<i>1,7%</i>
Total GD	1.612	1.343	269	20,0%	100,0%

No consumo de energia, destacam-se no trimestre:

- l **Classes Residencial:** redução de 1,7%, principalmente em função da temperatura mais baixa, menor número de dias no calendário de faturamento e pela expansão da GD (autoconsumo);
- l **Classe Industrial:** redução de 1,7%, refletindo o calendário de faturamento e o desempenho da produção industrial;
- l **Classe Comercial:** aumento de 2,9%, impulsionado pelo aumento de *data centers* e pelos efeitos macroeconômicos, parcialmente compensados pela menor temperatura e o efeito do calendário de faturamento;
- l **Classe Rural:** aumento de 2,1%, principalmente por efeito macroeconômico;
- l **Classe Outros:** redução de 2,0%, principalmente em função da redução da temperatura e do calendário.

3.1.1.3) Inadimplência

A Provisão para Devedores Duvidosos (PDD) apresentou um aumento de R\$ 11,1 milhões em relação ao mesmo período de 2025 e um aumento de R\$ 13,7 milhões em relação ao 4T25. O índice de PDD/Receita bruta de fornecimento foi de 1,03% no trimestre.

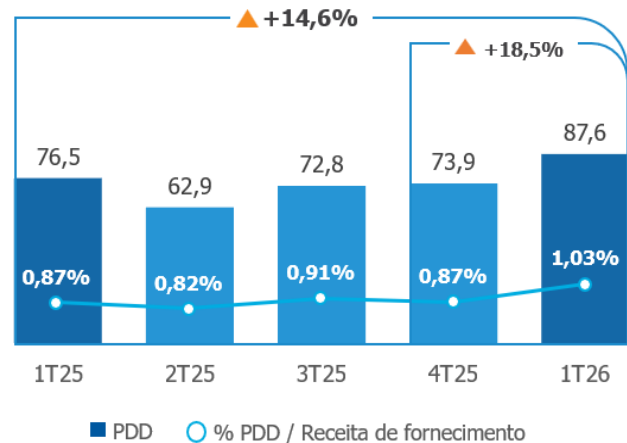
O resultado do trimestre pode ser explicado por uma menor quantidade de cortes realizados, em função da priorização de atendimentos de emergência e atividades comerciais e pela deterioração do cenário de endividamento das famílias no Brasil.

A CPFL continua realizando constantes alterações em seus modelos de gestão da inadimplência, priorizando a otimização e automação dos processos de cobrança e atuações na frente de cortes. 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

O Despacho ANEEL nº 684/2025, incorporando os resultados da Consulta Pública nº 09/2024, aprovou o aprimoramento da metodologia de cálculo da energia requerida e das perdas não técnicas, incorporando os efeitos da micro e minigeração distribuída (MMGD) no sistema de compensação de energia. A nova diretriz estabelece a adoção do conceito de "mercado de fornecimento medido", que representa a energia efetivamente consumida pelos usuários, independentemente de eventual compensação por geração própria. Adicionalmente, o despacho determina a inclusão da energia injetada na rede pelos sistemas de MMGD na carga total.

As perdas apresentadas nesse documento foram calculadas por essa nova metodologia.



Perdas | Nova Metodologia (CP 09)

Acumulado 12 Meses	Mar-25	Jun-25	Set-25	Dez-25	Mar-26	ANEEL ¹
CPFL Energia	9,76%	9,77%	9,43%	9,74%	9,55%	8,46%
CPFL Paulista	9,94%	9,77%	9,48%	9,76%	9,65%	8,54%
CPFL Piratininga	8,25%	8,38%	8,06%	8,52%	8,48%	6,73%
CPFL RGE ²	10,85%	11,07%	10,56%	10,82%	10,40%	9,51%
CPFL Santa Cruz	8,33%	8,41%	8,27%	8,45%	8,08%	9,11%

Notas:

(1) Limite ANEEL referente a 31/03/2026;

(2) Para a CPFL RGE, clientes de alta tensão (A1) são expurgados da conta.

As principais realizações no combate às perdas foram:

- (i) Manutenção das fronteiras elétricas e subestações internas;
- (ii) Mapeamento das perdas de energia por meio de microbalanços, com a instalação de 348 medidores em transformadores;
- (iii) Blindagem de 7,4 mil clientes do Grupo B com caixa blindada e 201 clientes do Grupo A com Conjunto de Medição (Migração de Cabine interna para medição exteriorizada no poste da CPFL);
- (iv) Realização de 85,2 mil inspeções em unidades consumidoras com 22% de assertividade na identificação de perdas;
- (v) Faturamento de 36,8 GWh de energia recuperada através das inspeções. Além da reconstrução do passado, os clientes normalizados passam a consumir a energia correta e esse montante representou 103,4 GWh de incremento no mercado;
- (vi) Substituição de mais de 7,3 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos equipamentos eletrônicos;
- (vii) Visita a 34,5 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;
- (viii) Regularização de 40,7 mil unidades consumidoras, com avanço de consumo e sem contrato;
- (ix) Regularização de 891 unidades consumidoras clandestinas, tendo, em sua maioria, a necessidade de obras de construção de rede da CPFL Energia;
- (x) Investimento de R\$ 22,6 milhões em CAPEX de Perdas em projetos de recuperação de energia e receita;
- (xi) Disciplina de mercado através da publicação de 117 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 cliente e o FEC indica o número médio de interrupções por cliente. Tais indicadores medem a qualidade e a confiabilidade anuais do fornecimento de energia elétrica.

No resultado do trimestre, os valores de FEC apresentaram uma redução nas quatro distribuidoras do Grupo. Já nos valores de DEC tivemos uma redução no consolidado do Grupo e em duas das distribuidoras, sendo elas a CPFL Piratininga e a CPFL RGE.

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, tanto através de novos investimentos, como na operação e manutenção da rede.

DEC Horas	1T26	1T25	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	5,76	5,80	-0,7%	n.d
CPFL Paulista	4,71	4,69	0,4%	6,35
CPFL Piratininga	3,84	4,00	-4,0%	5,96
CPFL RGE	8,84	8,92	-0,9%	10,40
CPFL Santa Cruz	4,60	4,50	2,2%	7,33

FEC Interrupções	1T26	1T25	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	3,24	3,38	-4,1%	n.d
CPFL Paulista	2,80	2,89	-3,1%	5,06
CPFL Piratininga	2,67	3,09	-13,6%	4,96
CPFL RGE	4,41	4,43	-0,5%	6,97
CPFL Santa Cruz	2,58	2,81	-8,2%	6,00

Nota: (1) Limite ANEEL referente a 31/03/2026.

3.1.2) Eventos Tarifários

Descrição	RTAs ¹			RTPs ¹
	CPFL Piratininga	CPFL Paulista ²	CPFL RGE	CPFL Santa Cruz ³
Resolução Homologatória	3.543	3.579	3.473	3.580
Reajuste	10,00%	3,14%	2,52%	13,84%
Parcela A	10,27%	5,39%	4,71%	6,94%
Parcela B	-0,02%	-1,33%	1,74%	7,92%
Componentes Financeiros	-0,25%	-0,92%	-3,94%	-1,01%
Efeito para o consumidor	7,63%	12,13%	12,39%	15,12%
Data de entrada em vigor	23/10/2025	24/04/2026	19/06/2025	22/04/2026

Notas:

(1) Os RTAs correspondem aos Reajustes Tarifários Anuais, enquanto as RTPs correspondem às Revisões Tarifárias Periódicas;

(2) Tarifas postergadas de 08/04 a 23/04 por pedido da distribuidora, por conta da solicitação de diferimento para amortizar o efeito de 2026;

(3) Tarifas postergadas de 22/03 a 21/04 por pedido de vista da diretoria da ANEEL, por conta da solicitação de diferimento para amortizar o efeito de 2026.

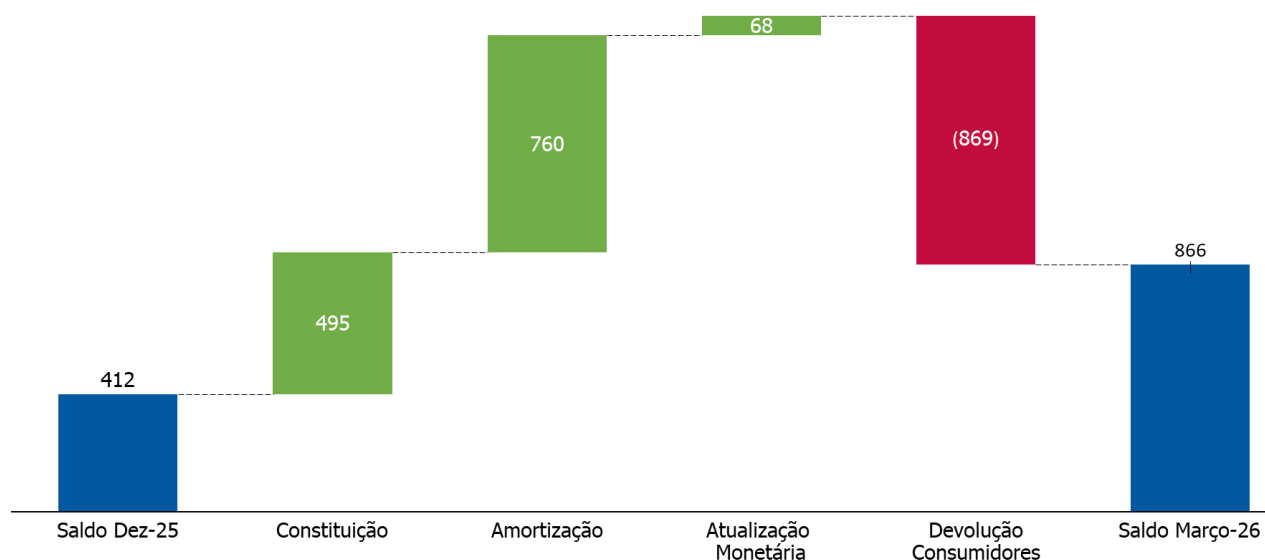
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	14.768	13.288	1.479	11,1%
Receita Operacional Líquida	9.496	8.769	727	8,3%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	8.460	7.837	623	7,9%
Custo com Energia Elétrica	(4.984)	(4.353)	(631)	14,5%
PMSO, Previdência e PDD	(944)	(891)	(52)	5,9%
Custos com construção de infraestrutura	(1.037)	(932)	(104)	11,2%
EBITDA¹	2.532	2.592	(60)	-2,3%
Depreciação e Amortização	(355)	(330)	(26)	7,8%
Resultado Financeiro	(535)	(631)	96	-15,2%
<i>Receitas Financeiras</i>	458	338	120	35,4%
<i>Despesas Financeiras</i>	(993)	(969)	(24)	2,4%
Lucro Antes da Tributação	1.642	1.632	10	0,6%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(384)	(538)	154	-28,7%
Lucro Líquido	1.258	1.094	164	15,0%

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 março de 2026, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era positivo (ativo) em R\$ 866 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2025, houve uma variação de R\$ 454 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo ocorreu em função da amortização de um passivo líquido de R\$ 760 milhões, sendo R\$ 680 milhões de devolução do PIS/COFINS e R\$ 80 milhões de demais efeitos, e da constituição líquida de um ativo de R\$ 495 milhões, principalmente nas linhas:

- (i) CDE (R\$ 366 milhões);
- (ii) Custos com energia elétrica (R\$ 154 milhões);
- (iii) Rede Básica (R\$ 105 milhões);
- (iv) Bandeira Tarifária Faturada (R\$ 99 milhões);

- (v) Sobrecontratação (R\$ 86 milhões);
- Parcialmente compensadas por passivos constituídos nas linhas de:
- (vi) Repasse de Itaipu (R\$ 162 milhões);
- (vii) Neutralidade de encargos setoriais (R\$ 152 milhões);
- (viii) Demais efeitos (R\$ 1 milhão).

Já a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 68 milhões.

No período, foi realizada ainda a devolução aos consumidores, no montante de R\$ 869 milhões, sendo R\$ 851 milhões referente aos créditos de PIS/COFINS e R\$ 16 milhões decorrentes de créditos da geração distribuída. O Despacho nº 684/2025 regulamentou o tratamento dos créditos de geração distribuída, o que levou a Companhia a reconhecer um passivo regulatório que, até então, estava registrado em "outras contas a pagar". Nos reajustes tarifários das distribuidoras aplicados em 2025, esse passivo regulatório a ser repassado aos consumidores já foi considerado.

Receita Operacional

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	11.032	11.125	(93)	-0,8%
Energia Elétrica de Curto Prazo	29	(26)	55	-
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	1.037	932	104	11,2%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	1.255	(97)	1.352	-
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	851	719	132	18,3%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	384	486	(102)	-21,0%
Outras Receitas e Rendas	221	184	36	19,7%
Multas Compensatórias (DIC e FIC)	(41)	(35)	(6)	15,7%
Receita Operacional Bruta - Total	14.768	13.288	1.479	11,1%
ICMS	(1.875)	(1.862)	(13)	0,7%
PIS e COFINS	(1.043)	(910)	(133)	14,6%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(2.151)	(1.561)	(590)	37,8%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(81)	(74)	(7)	9,7%
PROINFA	(100)	(79)	(21)	26,2%
Bandeiras Tarifárias	(9)	-	(9)	-
Outros	(13)	(33)	21	-61,6%
Deduções da Receita Operacional Bruta - Total	(5.272)	(4.519)	(752)	16,7%
Receita Operacional Líquida	9.496	8.769	727	8,3%

Receita Operacional Bruta

A variação da linha de **Ativo e Passivo Financeiro Setorial** decorre, principalmente, da maior constituição de Ativos Regulatórios no 1T26 se comparado a um passivo no 1T25.

Aumento no **Aporte CDE** é decorrente do mudança na metodologia de cobrança para consumidores classificados como baixa renda¹, além do aumento da quantidade de clientes GD com descontos tarifários, que gerou um aumento nos valores que as distribuidoras estão

¹ Lei 15.235/2025, garante isenção integral da tarifa de energia para consumo até 80kWh/mês.

recebendo via Aporte CDE.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução da **Receita com Venda de Energia**, decorrente da redução do consumo de energia, e pela redução na **Atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, que é explicada pela variação do IPCA (2,00% no 1T25 e 1,37% no 1T26). Adicionalmente, o crescimento médio de 17% na base de ativos contribuiu positivamente para a elevação do saldo e a mitigação do efeito negativo do indexador.

Deduções da Receita Operacional Bruta

No trimestre, as deduções da receita operacional bruta apresentaram aumento, principalmente devido à elevação nos valores com **CDE**, em função da CDE Uso, e à maior arrecadação de PIS/COFINS.

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Itaipu	474	531	(57)	-10,8%
PROINFA	82	135	(54)	-39,5%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	3.304	2.762	542	19,6%
Crédito de PIS e COFINS	(345)	(299)	(45)	15,2%
Energia Comprada para Revenda	3.515	3.129	386	12,3%
Encargos da Rede Básica	1.176	1.048	127	12,1%
Encargos de Transporte de Itaipu	87	72	16	21,8%
Encargos de Conexão	79	70	8	11,4%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	3	3	0	6,2%
ESS / EER	274	156	118	76,0%
Crédito de PIS e COFINS	(150)	(125)	(25)	20,0%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	1.469	1.224	244	20,0%
Custo com Energia Elétrica	4.984	4.353	631	14,5%

O aumento dos custos com **Energia Comprada para Revenda** decorre principalmente do aumento do preço em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**, parcialmente compensado pela redução da quantidade da energia adquirida de **Itaipu** e **Proinfa**. Além disso, a tarifa média da energia de Itaipu foi menor devido à valorização cambial.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, o aumento observado no trimestre decorre dos **encargos de Rede Básica**, devido ao reajuste das tarifas de uso do sistema de transmissão vigente a partir de julho/25, conforme estabelecido na Resolução ANEEL nº 3.482/2025. O mesmo movimento ocorreu com o encargo de **Transporte de Itaipu**, em razão das novas tarifas estabelecidas pela mesma resolução.

Adicionalmente, verifica-se um aumento nos custos de **ESS – Encargos de Serviço do Sistema**, em função do alívio retroativo percebido no 1T25 gerado pela diferença de preços entre os submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN). Já o aumento percebido do **EER – Encargos de Energia de Reserva** no período decorre dos custos associados à antecipação do suprimento das usinas vencedoras do 1º Leilão de Reserva de Capacidade.

PMSO

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Pessoal	355	319	36	11,2%
Material	74	70	4	6,0%
Serviços de Terceiros	312	305	6	2,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	211	199	12	6,0%
<i>PDD</i>	<i>88</i>	<i>76</i>	<i>11</i>	<i>14,6%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>44</i>	<i>39</i>	<i>5</i>	<i>13,6%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>40</i>	<i>46</i>	<i>(6)</i>	<i>-12,1%</i>
<i>Outros</i>	<i>40</i>	<i>39</i>	<i>1</i>	<i>2,9%</i>
PMSO	951	893	58	6,5%

O PMSO apresentou um aumento de 6,5% (R\$ 58 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- Pessoal (aumento de R\$ 36 milhões):** explicado principalmente pelo crescimento no *headcount* de 2,2%² e pelos acordos coletivos homologados em 2025;
- MSO ligado à inflação (aumento de R\$ 13 milhões):** despesas com frota (R\$ 3 milhões); hardware/software (R\$ 2 milhões); propaganda e publicidade (R\$ 2 milhões); uniformes e equipamentos (R\$ 2 milhões); entre outros efeitos pulverizados;
- MSO não ligado à inflação (aumento de R\$ 10 milhões):** explicado pelos aumentos nas linhas: provisão para devedores duvidosos (PDD), conforme explicado no item 3.1.1.3. (R\$ 11 milhões); despesas legais e judiciais (R\$ 5 milhões); e ações de cobrança (R\$ 4 milhões); parcialmente compensados pela redução nas despesas de OPEX relacionado ao CAPEX (R\$ 5 milhões) e pelas baixas de ativos (R\$ 6 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	(1.037)	(932)	(104)	11,2%
Entidade de Previdência Privada	8	2	6	400,4%
Depreciação e Amortização	(355)	(330)	(26)	7,8%
Demais Custos/Despesas Operacionais	(1.384)	(1.260)	(124)	9,8%

EBITDA

O **EBITDA** do segmento de Distribuição é explicado pela redução do ativo financeiro da concessão, influenciado pelo decréscimo do índice (IPCA) no período, e pela redução do consumo de energia na área de concessão. Tais efeitos foram parcialmente compensados pelos reajustes tarifários positivos da Parcela B ocorridos em 2025.

² Média de janeiro a março.

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	1.258	1.094	164	15,0%
Depreciação e Amortização	355	330	26	7,8%
Resultado Financeiro	535	631	(96)	-15,2%
Imposto de Renda / Contribuição Social	384	538	(154)	-28,7%
EBITDA	2.532	2.592	(60)	-2,3%

EBITDA por Distribuidora

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
CPFL Paulista	1.076	1.062	13	1,3%
CPFL Piratininga	411	416	(6)	-1,3%
CPFL RGE	933	998	(65)	-6,5%
CPFL Santa Cruz	112	116	(3)	-2,9%
EBITDA	2.532	2.592	(60)	-2,3%

CPFL Paulista:

A variação positiva foi impulsionada pelo reajuste positivo da Parcela B (7,54%) que entrou em vigência em abril/25 e pela melhora na PDD. Estes efeitos foram compensados pela redução do consumo de energia e redução da atualização do ativo financeiro da concessão, em função do menor índice (IPCA) observado no 1T26.

CPFL Piratininga:

O EBITDA apresentou uma variação negativa, impactado principalmente pela redução do consumo de energia e do ativo financeiro da concessão, em função do menor IPCA.

CPFL RGE:

O EBITDA apresentou uma variação negativa, impactado principalmente pela redução do consumo de energia e do ativo financeiro da concessão, em função do decréscimo do índice no período (IPCA), compensado pelo reajuste tarifário da Parcela B (+4,90%) vigente desde jun/25.

CPFL Santa Cruz:

O EBITDA apresentou uma variação negativa decorrente de aumento das despesas com PMSO no período e a redução do consumo de energia.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Receitas	458	338	120	35,4%
Despesas	(993)	(969)	(24)	2,4%
Resultado Financeiro	(535)	(631)	96	-15,2%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(818)	(748)	(70)	9,3%
Acréscimos e multas moratórias	117	123	(5)	-4,5%
Marcação a mercado	45	28	18	63,6%
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	68	(20)	88	-
Outras receitas e despesas	52	(14)	66	-
Resultado Financeiro	(535)	(631)	96	-15,2%

Destaca-se o aumento da **Atualização do ativo e passivo financeiro setorial** em função do saldo atualizável. O aumento em **Outras Receitas e Despesas** é decorrente das atualizações de créditos fiscais. A variação da receita relacionada à **Marcação a mercado** das dívidas é devido à mudança do comportamento da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado, além do efeito de ganho relacionado às captações no 1T25.

Por outro lado, registrou-se um aumento das **Despesas com dívida líquida**, decorrente principalmente da alta do indexador CDI.

Lucro Líquido

O crescimento do **Lucro Líquido** no trimestre reflete principalmente as menores despesas financeiras líquidas, e uma menor alíquota efetiva (23,4% no 1T26 ante 33,0% no 1T25) devido à dedutibilidade dos repasses de créditos tributários aos consumidores, compensados pelo menor desempenho do EBITDA.



3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO & GESTÃO DE ENERGIA

3.2.1) Desempenho Operacional

Energia Gerada

GWh	1T26	1T25	Δ GWh	Δ %
Eólica	585	666	(82)	-12,3%
PCH	492	453	39	8,6%
UHE	1.764	1.315	448	34,1%
Biomassa	12	11	2	17,8%
Solar	0,2	0,3	(0,1)	-43,9%
Total	2.853	2.446	407	16,6%

Registramos **aumento no volume de energia gerada**, decorrente do melhor desempenho das UHEs e PCHs, devido ao maior despacho. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo impacto do *curtailment* nos parques eólicos, representando 20% da geração potencial total.

Disponibilidade

Média Mensal	1T26	1T25	Δ p.p.	Δ %
Eólica	93,6%	90,9%	2,7	3,0%
PCH	95,0%	95,0%	0,0	0,0%
UHE	98,7%	99,1%	-0,4	-0,5%
Biomassa	100,0%	100,0%	0,0	0,0%
Solar	100,0%	100,0%	0,0	0,0%

3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	1.910	1.865	45	2,4%
Receita Operacional Líquida	1.707	1.661	46	2,8%
Custo com Energia Elétrica	(720)	(723)	3	-0,4%
PMSO e Previdência	(141)	(160)	19	-11,8%
Equivalência Patrimonial	76	59	17	29,1%
EBITDA¹	921	836	85	10,2%
Depreciação e Amortização	(221)	(220)	(1)	0,3%
Resultado Financeiro	(98)	(124)	26	-20,9%
<i>Receitas Financeiras</i>	68	41	28	68,2%
<i>Despesas Financeiras</i>	(166)	(164)	(2)	1,2%
Lucro Antes da Tributação	603	493	110	22,4%
Lucro Líquido	448	371	77	20,8%

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

Receita Operacional Líquida

A receita foi favorecida principalmente pelos **reajustes dos contratos de energia por inflação** (IPCA ou IGP-M). Apesar do menor volume de vento nos parques do Rio Grande do Sul e Rio Grande do Norte, e do aumento no *curtailment* imposto pelo ONS – que resultou em uma perda de R\$ 62 milhões no 1T26 (versus R\$ 45 milhões no 1T25), houve impacto positivo decorrente do aumento da geração eólica nos parques de Proinfa, localizados no Ceará.

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Energia de Curto Prazo	62	35	27	78,3%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	652	692	(40)	-5,8%
Crédito de PIS e COFINS	(62)	(67)	6	-8,2%
Energia Comprada para Revenda	653	660	(7)	-1,0%
Encargos da Rede Básica	54	53	1	1,7%
Encargos de Conexão	4	3	1	22,3%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	10	9	1	13,9%
ESS/EER	4	3	1	46,4%
Crédito de PIS e COFINS	(4)	(4)	(0)	6,5%
Encargos	67	64	4	6,0%
Custo com Energia Elétrica	720	723	(3)	-0,4%

O menor volume de energia adquirida por meio de **Contratos Bilaterais, ACR e ACL** foi o principal fator para a redução de custo no trimestre.

PMSO

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Pessoal	57	52	5	9,5%
Material	12	13	(1)	-5,3%
Serviços de Terceiros	73	61	12	19,5%
Outros	(1)	34	(35)	-
<i>PDD</i>	<i>1</i>	<i>20</i>	<i>(19)</i>	<i>-96,1%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>(1)</i>	<i>0</i>	<i>(1)</i>	<i>-</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(34)</i>	<i>1</i>	<i>(35)</i>	<i>-</i>
<i>Outros</i>	<i>33</i>	<i>13</i>	<i>20</i>	<i>154,7%</i>
PMSO	141	160	(19)	-11,8%

A redução nas despesas com PMSO no trimestre são decorrentes dos seguintes fatores:

- Pessoal (aumento de R\$ 5 milhões):** explicado principalmente pelos reajustes previstos em acordo coletivo e pelo crescimento no *headcount* de 1,6%³;
- MSO não ligado à inflação (redução de R\$ 55 milhões):** em função de reversões de despesas legais e judiciais, além do efeito do reconhecimento, no 1T25, da PDD de comercializadoras (contrapartes no mercado) que entraram em recuperação judicial;

³ Média de janeiro a março.

MSO ligado à inflação (aumento de R\$ 31 milhões): maiores despesas com manutenção de máquinas e equipamentos, e manutenção de hardware/software.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Entidade de Previdência Privada	0	0	(0)	-0,4%
Depreciação e Amortização	173	173	0	0,2%
Amortização do Intangível da Concessão	48	47	0	0,8%
Demais Custos/Despesas Operacionais	221	220	1	0,3%

Equivalência Patrimonial

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Baesa	5	1	3	232,2%
Foz do Chapecó	71	56	15	25,9%
Equivalência Patrimonial¹	76	58	18	31,3%

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

Baesa

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	20	17	2	12,4%
Custos/Desp. Operacionais	(6)	(6)	1	-12,6%
Depreciação e Amortização	(4)	(4)	(0)	8,5%
Resultado Financeiro	(3)	(5)	2	-45,4%
IR/CS	(2)	(1)	(2)	167,6%
Lucro Líquido	5	1	3	232,2%

Houve um aumento na **Receita Líquida** no trimestre, enquanto os **Custos e Despesas Operacionais** permaneceram em linha. A redução na **Despesa Financeira Líquida** ocorreu em função de menores despesas com UBP.

Foz do Chapecó

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	176	165	11	7,0%
Custos/Desp. Operacionais	(42)	(42)	(0)	0,8%
Depreciação e Amortização	(13)	(13)	(0)	2,7%
Resultado Financeiro	(13)	(24)	11	-45,6%
IR/CS	(36)	(29)	(7)	24,9%
Lucro Líquido	71	56	15	25,9%

Houve um aumento da **Receita Líquida** no trimestre devido à maior quantidade e preço da energia suprida, enquanto os **Custos e Despesas Operacionais** permaneceram em linha. A **Despesa Financeira Líquida** apresentou uma redução em função de menores despesas com UBP, indexadas por IGP-M e IPCA, somadas a um menor saldo de dívidas.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Receitas	68	41	28	68,2%
Despesas	(166)	(164)	(2)	1,2%
Resultado Financeiro	(98)	(124)	26	-20,9%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(78)	(98)	20	-20,2%
Marcação a mercado	(2)	(1)	(1)	40,6%
Outras receitas e despesas	(18)	(24)	6	-25,8%
Resultado Financeiro	(98)	(124)	26	-20,9%

A redução decorreu principalmente da diminuição das **Despesas com a dívida líquida**, em função do maior resultado com rendas de aplicações financeiras.

EBITDA e Lucro Líquido

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	448	371	77	20,8%
Depreciação e Amortização	221	220	1	0,3%
Resultado Financeiro	98	124	(26)	-20,9%
Imposto de Renda / Contribuição Social	155	122	33	27,1%
EBITDA	921	836	85	10,2%

O aumento do **EBITDA** no trimestre refletiu principalmente os reajustes contratuais, a performance dos ventos e a melhora do PMSO.

O resultado do EBITDA, combinado com a melhora no Resultado Financeiro, contribuíram para um melhor no desempenho do **Lucro Líquido**.



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 2025-2026 ¹ (R\$ milhões)	RAP Prevista 2025-2026 (R\$ milhões)	Km de Rede	Categoria dos Projetos	Revisão Tarifária	Próxima Revisão
CONTRATO 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	IPCA	1,043	34	5,950	Categoria 1	1ª RTP - 2018 2ª RTP - 2024	3ª RTP - 2028
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	46	-	75	Categoria 3	1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
TESB	27/07/2011	27/07/2041	98%	IPCA	44	-	99	Categoria 3	1ª RTP - 2017 2ª RTP - 2022	3ª RTP - 2026
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	36	-	307	Categoria 3	1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
CONTRATO 080/02	18/12/2002	18/12/2032	100%	IGP-M	22	-	127	Categoria 2	Não tem	-
MORRO AGUDO	24/03/2015	24/03/2045	100%	IPCA	20	-	-	Categoria 3	1ª RTP - 2020 2ª RTP - 2025	3ª RTP - 2030
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	IPCA	17	-	-	Categoria 3	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	-	1ª RTP - 2026
MARACANAÚ	21/09/2018	21/09/2048	100%	IPCA	11	-	-	Categoria 3	1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
CAMINHOS DO SUL ²	23/02/2026	23/02/2056	100%	IPCA	-	-	115	Categoria 3	-	-
ETAU ³	18/12/2002	18/12/2032	10%	IGP-M	54	-	188	Categoria 2	-	-
TPAE ³	19/11/2009	19/11/2039	10%	IPCA	12	-	12	Categoria 3	-	-

Notas:

- (1) Valor homologado descontando a Parcela de Ajuste (PA);
- (2) contrato adquirido no leilão N° 04/2025, em construção, não operacional;
- (3) Projetos consolidados por equivalência patrimonial.

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	1T26	1T25	Δ MWh	Δ %
ENS	71,9	425,3	-353,4	-83,1%

A redução do ENS no trimestre deve-se ao melhor desempenho operacional no período e à diminuição dos impactos de eventos climáticos e falhas de equipamentos ocorridos no ano anterior.

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).

%	1T26	1T25	Δ %
PVd	1,266%	1,171%	8,1%

Referente à PVd, no trimestre tivemos um aumento, devido a eventos que ocorreram no final de 2025 e tiveram impacto financeiro reconhecido apenas no 1T26.

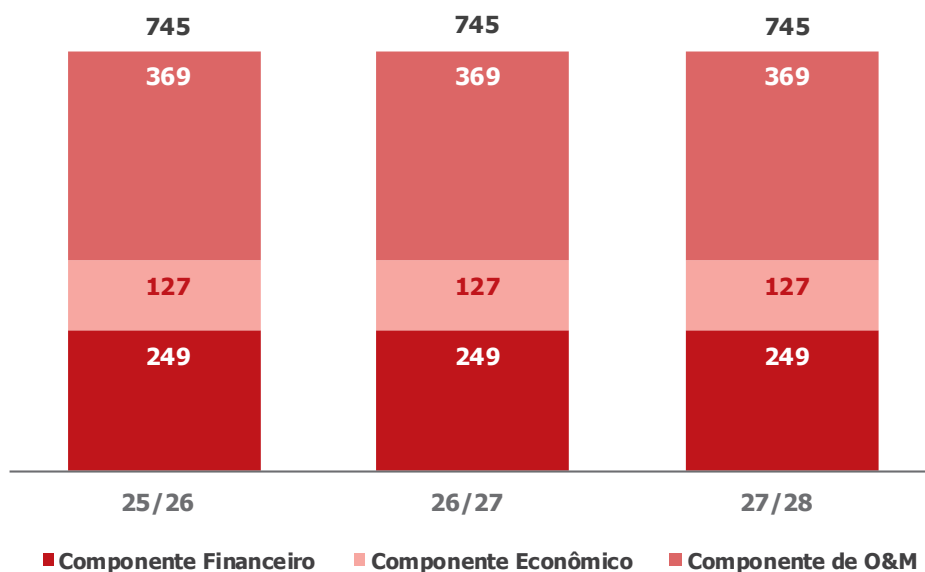
3.3.3) Temas Regulatórios

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.

Com a conclusão da discussão administrativa da RBSE, a ANEEL publicou a REH nº 3.464/2025, a qual estabeleceu que as parcelas do componente financeiro para os ciclos 2025/2026, 2026/2027 e 2027/2028, a serem recebidas pela CPFL Transmissão fossem alteradas de R\$ 296 milhões para R\$ 249 milhões (por ciclo anual de reajuste tarifário). Os fluxos do componente econômico e de O&M não eram objeto de discussão e não tiveram alterações, mantendo o estabelecido na Revisão Periódica Tarifária (RTP) das transmissoras, conforme determinado na REH 3.344/2024.

Fluxo de Recebimento – Componentes Financeiro¹, Econômico² e O&M² | R\$ milhões



Notas:

- (1) Valores do gráfico estão na data base Junho/2025 e devem ser atualizados por IPCA anualmente;
- (2) Valores sem data definida para acabar (acaba somente na baixa ou substituição do ativo).

Reajuste Tarifário Anual ("RTA")

De acordo com a REH ANEEL nº 3.481/2025, para o ciclo de 2025-2026, de 01/07/2025 a 30/06/2026, a Receita (RAP) somada à Parcela de Ajuste (PA) do **Contrato de Concessão nº 055/2001** totaliza cerca de R\$ 1.252 milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- (i) Correção monetária pelo IPCA;

- (ii) Desconto da Parcela de Ajuste (PA), composta dos seguintes componentes: (i) PA RTP 2023 relativa à retroatividade da RAP pertinente aos Reforços e Melhorias, (ii) PA Financeiro Melhorias, (iii) PA Calculada correspondente ao desconto dos valores excedentes de RAP recebidos a maior no ciclo anterior (Subsídio CDE, Antecipações de RAP) e (iv) PA Outros, relativa à PA Qualidade DIT e Outros;
- (iii) Reforços e Melhorias que entraram em operação comercial durante o ciclo 2024-2025 e incrementaram a receita da transmissora (novos investimentos);
- (iv) RBSE, sendo a redução relativa à decisão final em Reunião Ordinária da ANEEL na data de 10 de junho de 2025 acerca da discussão do Componente Financeiro da RBSE, relativos à trajetória da cobertura de O&M e relativos às desativações.

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	Trajatória CAOM	Novos Investimentos	Indexador (IPCA)	REH 3.481/2025 Receita Homologada	PA RTA 2025	REH 3.481/2025
055/2001	1.029,6	-59,0	-25,3	47,6	50,3	1.043,2	-0,04	1.043,3

* Valores expressos em R\$ milhões.

Quanto aos contratos licitados, de acordo com a REH ANEEL nº 3.481/2025, para o ciclo de 2025/2026, o valor da RAP total, somada à Parcela de Ajuste, alcança aproximadamente R\$ 209 milhões.

Reajuste Tarifário Anual 2025:

Contratos	REH 3.348/2024	Entrada em operação	Indexador (IPCA ou IGP-M)	Impacto do Reposicionamento da RTP	REH 3.481/2025 Receita Homologada	PA RTA 2025	REH 3.481/2025
080/2002 CPFL Transmissão	21.362,7	-	1.499,9	-	22.862,7	-677,9	22.184,7
001/2011 TESP	45.877,1	-	2.440,6	-	48.317,6	-4.218,4	44.099,2
003/2013 Piracicaba	16.641,2	-	885,3	-	17.526,5	-383,2	17.143,3
020/2018 Maracanau	10.974,2	-	583,8	-	11.558,0	-129,6	11.428,5
006/2015 Morro Agudo	19.807,3	-	0,0	-67,8	19.739,5	-213,9	19.525,6
005/2019 Sul I	35.878,0	-	1.908,6	-	37.786,7	-1.297,0	36.489,6
011/2019 Sul II	46.088,2	-	2.451,8	-	48.539,9	-2.312,9	46.227,0
004/2021 CPFL Transmissão	11.160,9	880,4	593,8	-	12.635,1	-678,1	11.956,9

* Valores expressos em R\$ mil.

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	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	358	331	26	7,9%
Receita Operacional Líquida	304	281	23	8,2%
PMSO, Previdência e PDD	(74)	(84)	10	-12,3%
Equivalência Patrimonial	1	2	(1)	-56,8%
EBITDA	231	198	33	16,9%
Depreciação e Amortização	(49)	(45)	(4)	7,9%
Resultado Financeiro	(105)	(113)	9	-7,5%
<i>Receitas Financeiras</i>	10	12	(2)	-14,7%
<i>Despesas Financeiras</i>	(115)	(125)	10	-8,2%
Lucro Antes da Tributação	78	39	38	97,5%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(19)	(5)	(14)	252,9%
Lucro Líquido	58	34	24	72,3%

Receita Operacional

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Contrato de Concessão 055/2001	338	277	60	21,7%
Sul II	13	12	1	10,1%
TESB	13	12	1	4,3%
Sul I	10	9	1	11,4%
Contrato de Concessão 080/2002	5	5	0	8,7%
Morro Agudo	6	5	1	10,5%
Piracicaba	5	5	0	2,9%
Maracanaú	4	3	1	22,1%
Contrato de Concessão 004/2001 (CAC 3)	3	3	0	16,3%
Provisão Para Efeitos Temporários	(38)	-	(38)	-
Encargos Regulatórios	(20)	(24)	4	-15,7%
Receita Bruta	358	331	26	7,9%
Deduções da Receita	(53)	(51)	(2)	4,2%
Receita Líquida	304	281	23	8,2%

O aumento da **receita operacional** é devido aos efeitos do reajuste tarifário para o ciclo 2025-2026, aplicado a partir de julho de 2025. Entretanto, a receita não reflete integralmente o reajuste da RAP porque foi reconhecido um efeito temporário no resultado, equivalente a valores recebidos a maior, visando alinhar a receita faturada com a RAP homologada.

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

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Pessoal	36	35	1	2,1%
Material	3	3	0	5,2%
Serviços de Terceiros	26	27	(1)	-4,0%
Entidade de Previdência Privada	10	10	-	0,0%
Outros	(1)	10	(10)	-
<i>PDD</i>	2	2	(0)	-11%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	1	12	(11)	-87,8%
<i>Provisões</i>	5	5	(1)	-10,8%
<i>Outros</i>	(8)	(9)	0	-3,2%
PMSO	74	84	(10)	-12,3%
Depreciação e Amortização	49	45	4	7,9%
PMSO, depreciação e amortização	123	129	(7)	-5,2%

O **PMSO** reduziu, principalmente por:

- └ Redução de provisões, em especial para despesas legais e judiciais (-R\$ 10 milhões);
- └ Redução de gastos com serviços (-R\$ 1 milhão);

Parcialmente compensado por:

- └ Aumento nos gastos com pessoal (+R\$ 1 milhão).

Em relação à depreciação, houve um aumento em função 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	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	58	34	24	72,3%
Depreciação e Amortização	49	45	4	7,9%
Resultado Financeiro	105	113	(9)	-7,5%
Imposto de Renda / Contribuição Social	19	5	14	252,9%
EBITDA	231	198	33	16,9%

O aumento do **EBITDA** no trimestre se deve ao reajuste da RAP e à redução no PMSO.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(119)	(121)	2	-1,6%
Marcação a Mercado	19	(4)	23	-
Outras receitas e despesas	(5)	11	(16)	-
Resultado Financeiro	(105)	(113)	9	-7,5%

Houve uma melhora do **Resultado Financeiro**, devido principalmente a:

- └ Ganho no efeito da marcação a mercado (+R\$ 23 milhões), decorrente do aumento da curva de *spread* de risco nesse trimestre;
- └ Redução das despesas com a dívida líquida, por conta de menores gastos com novas captações, apesar da variação no CDI (+R\$ 2 milhões);

Parcialmente compensado por:

- └ Outros (-R\$ 16 milhões).

Lucro Líquido

Houve um aumento no **Lucro Líquido**, pela melhora do EBITDA e do Resultado Financeiro, parcialmente compensados pela depreciação e amortização, conforme explicado acima.

3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro | IFRS

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	600	657	(57)	-8,6%
Receita Operacional Líquida	547	604	(57)	-9,5%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	360	379	(19)	-5,1%
PMSO, Previdência e PDD	(76)	(85)	10	-11,3%
Custos com construção de infraestrutura	(139)	(160)	22	-13,5%
Equivalência Patrimonial	2	2	(0)	-15,9%
EBITDA¹	334	360	(26)	-7,3%
Depreciação e Amortização	(8)	(9)	1	-10,1%
Resultado Financeiro	(105)	(113)	9	-7,6%
<i>Receitas Financeiras</i>	10	12	(2)	-14,5%
<i>Despesas Financeiras</i>	(115)	(125)	10	-8,2%
Lucro Antes da Tributação	221	238	(17)	-7,0%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(65)	(57)	(7)	12,8%
Lucro Líquido	156	180	(24)	-13,3%

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



3.4) SEGMENTO DE SERVIÇOS

3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	331	329	2	0,7%
Receita Operacional Líquida	305	302	2	0,8%
PMSO, Previdência e PDD	(221)	(229)	8	-3,5%
EBITDA¹	83	73	10	14,0%
Depreciação e Amortização	(14)	(15)	0	-1,5%
Resultado Financeiro	1	0	1	255,6%
<i>Receitas Financeiras</i>	4	3	1	25,0%
<i>Despesas Financeiras</i>	(3)	(3)	(0)	5,2%
Lucro Antes da Tributação	70	59	11	19,0%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(16)	(12)	(4)	29,5%
Lucro Líquido	54	46	8	16,2%

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

A melhoria no resultado do segmento de Serviços ocorre pela redução no PMSO (-R\$ 8 milhões) e aumento na receita operacional (+R\$ 2 milhões).

Índice

CPFL Energia

Distribuição

Geração &
Gestão de Energia

Transmissão

Serviços &
Outros

Anexos



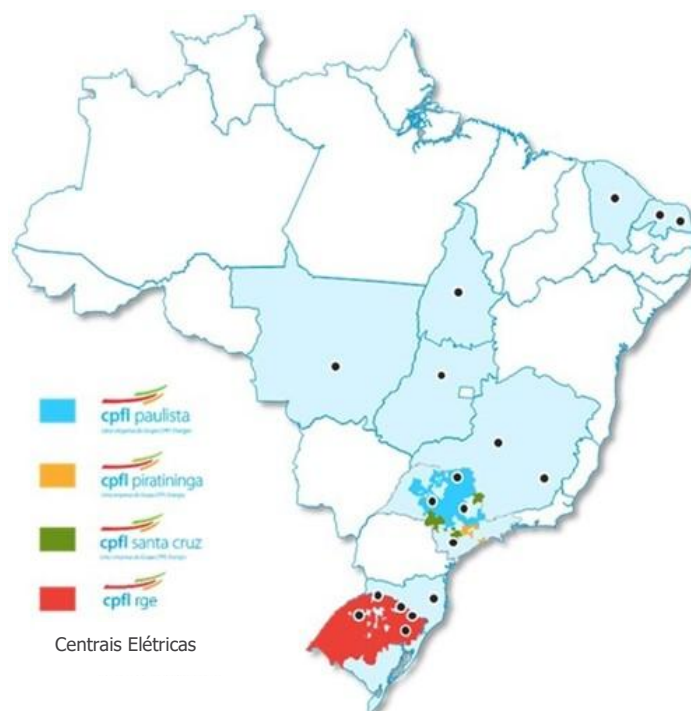
Perfil da Empresa e Estrutura Societária

Área de Atuação

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

A CPFL é a maior distribuidora em volume de energia vendida, com 13% de participação no Brasil, atendendo cerca de 10,9 milhões de clientes em 687 municípios. Com 4.072 MW de capacidade instalada, está entre as maiores geradoras do país, com 100% do portfólio em geração proveniente de fontes renováveis.

O grupo atua de forma relevante também no segmento de transmissão, com potência instalada de 16,4 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 em gestão de energia.



Estratégia de Crescimento

Para saber sobre o Planejamento Estratégico e as Vantagens Competitivas da CPFL Energia, acessar o [site de RI](#).

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](#).

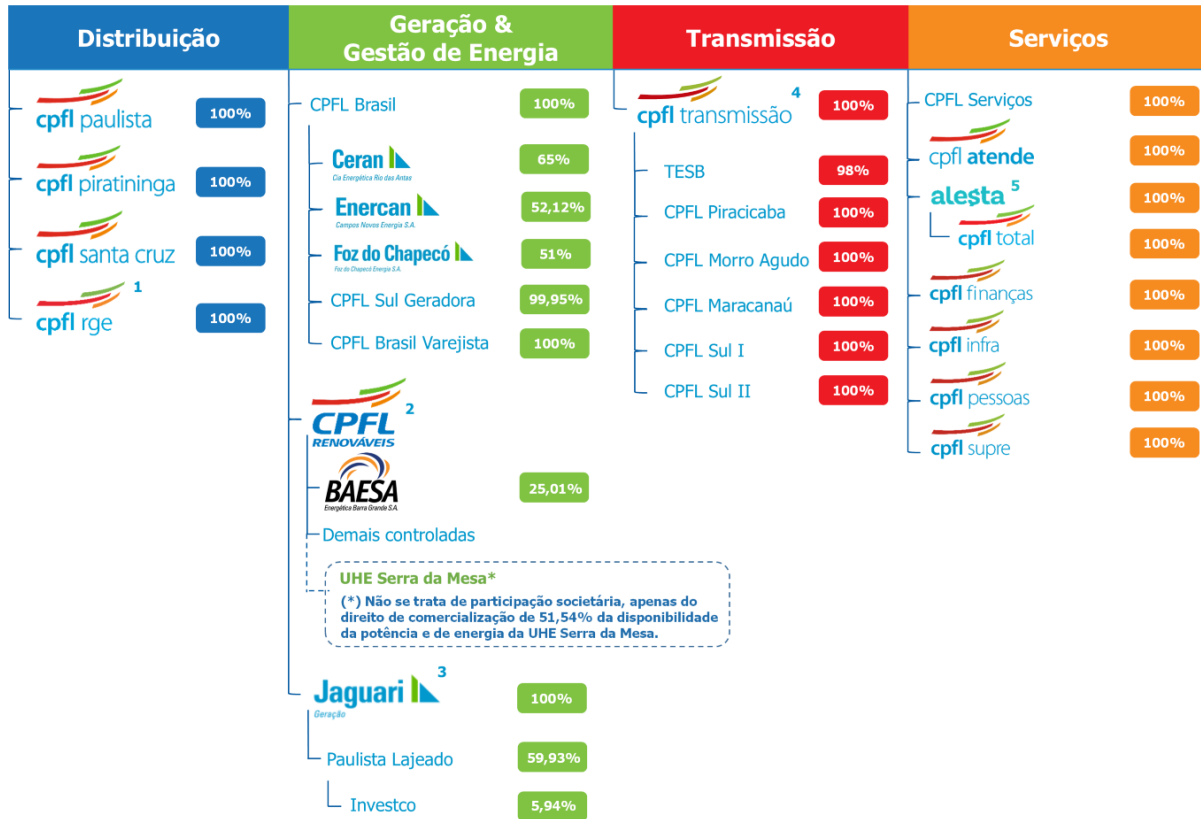


83,71%



Free Float

16,29%



Data-base: 31/03/2026

Notas:

- (1) A CPFL RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (51,00%) e pela CPFL Brasil (49,00%);
- (3) A Jaguari Geração possui participação de 4,15% na energia assegurada da UHE Luiz Eduardo Magalhães;
- (4) A CPFL Transmissão é controlada pela CPFL Energia (51,00%) e pela CPFL Brasil (49,00%);
- (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 diretrizes, critérios e procedimentos para a distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio aos acionistas da Companhia, de acordo com a sua geração de caixa, sem comprometer o seu crescimento e sua necessidade de investimentos. A política está disponível no [site de RI](#).





1Q26 Results

Energy for a more sustainable future

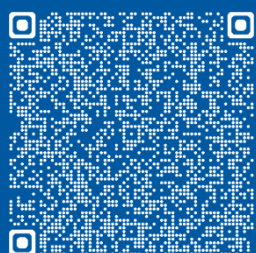


VIDEOCONFERENCE
May 15th, 2026

Time: 14:00 am (BRT) | 13:00 am (ET)

Videconference in Portuguese with simultaneous translation into English

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



Message from the CEO



I begin this message by emphasizing a major milestone: the completion of the concession renewal process for our distributors CPFL Paulista, CPFL Piratininga and CPFL RGE, which took place on May 8, 2026, after all necessary approvals had been obtained. With the signing of the amendment to the concession agreement, the distributors now have an additional 30 years of concession starting from the expiration of the current term, which will occur over the course of 2027 and 2028. This renewal reaffirms CPFL Energia's commitment to excellent service and to building an increasingly modern, digital, and resilient electrical system. This new cycle enables us to continue investing heavily in network improvements, expanding automation, and preparing for the climate and energy challenges of the future. Our responsibility is clear: to deliver reliability, quality, and safety for all our customers.

With respect to our first-quarter 2026 results, we once again posted solid economic and financial performance, with EBITDA of R\$3.9 billion and net income of R\$1.9 billion.

In the Distribution segment, energy consumption across the concession area decreased by 0.7%. The residential (-1.7%) and commercial (+2.9%) segments were negatively affected by milder temperatures and the billing calendar, but both continue to show solid performance once these effects are excluded. I would especially highlight the commercial segment, which has been driven by increased consumption from data centers in our concession area, and which now accounts for 8.2% of the segment and grew by 24% over the period.

For the Generation segment, this quarter we saw an increase in the volume of energy generated, resulting from greater dispatch of HPPs and SHPPs. However, the segment continues to be impacted by the curtailment imposed on our wind farms, which reached 20.4% of our total potential generation, resulting in an impact of R\$62 million. Even so, the results were positive due to contractual price adjustments and the relatively better performance of wind generation in the farms in Ceará state, where the Proinfa projects are located.

Regarding Capex, this quarter investments totaled R\$1.3 billion, an increase of 1.9%, with approximately 82% of this amount allocated to the Distribution segment. This implementation is in line with the investment plan, which aims to maintain and expand distribution networks, as well as implement new technologies, such as the B Smart project, which accounted for the installation of more than 100,000 smart meters during this period.

Reflecting our disciplined allocation of capital, we ended the quarter with cash balance of R\$5.8 billion and net debt of 2.31 times EBITDA based on the criteria of our financial covenants.

On April 29, 2026, the Shareholders' Meeting approved the distribution of net income from 2025, which includes the payment of dividends of R\$4.3 billion, equivalent to R\$3.73 per share.

As for the ESG agenda, CPFL remained in the 2026 B3 Corporate Sustainability Index (ISE) portfolio, achieving its best historical performance, with a base score of 89.67, ranking 7th among all companies in the portfolio.

I end this message by reinforcing our commitment, respect, and trust toward shareholders, customers, partners, society and other stakeholders, and by thanking all CPFL Group employees for the results achieved. Thus, we remain steadfast in building the future of CPFL Energia.

¹ Considering billed energy and distributed generation (DG) compensation.

Key Indicators

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Demand in the Concession Area GWh	17,429	16,684	746	4.5%
Consumed Energy in the Concession Area GWh	20,116	20,260	(145)	-0.7%
<i>Captive Market</i>	9,648	10,469	(820)	-7.8%
<i>Free Client</i>	8,855	8,449	407	4.8%
<i>DG Compensation</i>	1,612	1,343	269	20.0%
Gross Operating Revenue	16,848	15,410	1,438	9.3%
Net Operating Revenue	11,342	10,655	686	6.4%
EBITDA⁽¹⁾	3,860	3,852	9	0.2%
<i>Distribution</i>	2,532	2,592	(60)	-2.3%
<i>Generation & Energy Management</i>	921	836	85	10.2%
<i>Transmission</i>	334	360	(26)	-7.3%
<i>Services & Others</i>	73	63	10	16.0%
Net Income	1,909	1,615	294	18.2%
<i>Distribution</i>	1,258	1,094	164	15.0%
<i>Generation & Energy Management</i>	448	371	77	20.8%
<i>Transmission</i>	156	180	(24)	-13.3%
<i>Services & Others</i>	48	(29)	77	-
Net Debt⁽²⁾	30,618	26,530	4,089	15.4%
Net Debt / EBITDA ⁽²⁾	2.31	2.04	-	13.1%
Investments ⁽³⁾	1,261	1,238	24	1.9%
Stock Performance	48.76	37.70	11.06	29.3%
Daily Average Volume	97	78	19	24.8%

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;
- (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\$ 3,860
 million (+0.2%)



Net Income
R\$ 1,909
 million (+18.2%)



Net Debt
R\$ 30.6
 billion with a **leverage**
 of **2.31x** (Net Debt/
 EBITDA¹)



CAPEX
R\$ 1,261
 million (+1.9%)



In the process of **Renewal of Concessions** the distributors **CPFL Paulista**, **CPFL RGE** and **CPFL Piratininga** signed the amendment, extending their concessions for 30 years



Our distributors were recognized by the **ANEEL Consumer Satisfaction Award**, with **CPFL Santa Cruz** elected the **best Distributor in the Southeast** and the **CPFL RGE** with the **1st place in the South**



CPFL Energia ranks among the **Top 10** in the General *Ranking Geral* of **ISE B3**

1) In the financial covenants criteria.

Contents

1) CPFL ENERGIA ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE	6
1.1) Economic-Financial Performance	6
1.2) Indebtedness	11
1.2.1) Financial Debt in IFRS Criteria	11
1.2.2) Debt in Financial Covenants Criteria	12
1.3) Investments	13
1.3.1) Actual Investments by Segment	13
1.3.2) Investment Forecast	13
2) SUSTAINABILITY AND ESG INDICATORS	14
2.1) 2030 ESG Plan	14
2.2) Key ESG Indicators aligned to the Plan	15
3) PERFORMANCE OF BUSINESS SEGMENTS	17
3.1) DISTRIBUTION SEGMENT	17
3.1.1) Operational Performance	17
3.1.1.1) Demand Concession Area	17
3.1.1.2) Billed and Compensated DG Energy Concession Area	17
3.1.1.3) Delinquency	18
3.1.1.4) Losses	18
3.1.1.5) SAIDI and SAIFI	20
3.1.2) Tariff Events	20
3.1.3) Economic-Financial Performance	21
3.2) GENERATION & ENERGY MANAGEMENT SEGMENT	27
3.2.1) Operational Performance	27
3.2.2) Economic-Financial Performance	27
3.3) TRANSMISSION SEGMENT	31
3.3.1) Portfolio	31
3.3.2) Operational Performance	31
3.3.3) Regulatory Themes	32
3.3.4) Economic-Financial Performance Regulatory	33
3.3.5) Economic-Financial Performance IFRS	36
3.4) SERVICES SEGMENT	37
3.4.1) Economic-Financial Performance	37
4) ATTACHMENTS	38

1) CPFL ENERGIA ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

1.1) Economic-Financial Performance

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	16,848	15,410	1,438	9.3%
Net Operating Revenue	11,342	10,655	686	6.4%
Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)	10,118	9,498	620	6.5%
Cost of Electric Power	(5,210)	(4,623)	(587)	12.7%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(1,200)	(1,176)	(23)	2.0%
Costs of Building the Infrastructure	(1,149)	(1,065)	(84)	7.9%
Equity Income	77	61	17	27.7%
EBITDA¹	3,860	3,852	9	0.2%
Depreciation and Amortization	(616)	(590)	(25)	4.3%
Financial Income (Expense)	(730)	(869)	139	-16.0%
<i>Financial Revenues</i>	543	387	156	40.2%
<i>Financial Expenses</i>	(1,273)	(1,257)	(16)	1.3%
Income Before Taxes	2,515	2,392	123	5.1%
Income Tax / Social Contribution	(605)	(777)	172	-22.1%
Net Income	1,909	1,615	294	18.2%

Note: (1) 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 the Company's results.

EBITDA effects R\$ million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Distribution	300	402	(102)	
Adjustments in the concession financial assets (VNR)	384	486	(102)	-21.0%
Legal and judicial expenses	(44)	(38)	(5)	14.1%
Assets write-off	(40)	(46)	6	-12.1%
Generation and Energy Management	112	60	53	
Equity Income	77	61	17	27.7%
Legal and judicial expenses	34	(1)	35	-
Assets write-off	1	(0)	1	-
Transmission	103	154	(51)	
Legal and judicial expenses	(1)	(12)	11	-87.8%
Assets write-off	2	3	(2)	-52.1%
Difference IFRS (-) Regulatory	103	162	(60)	-36.7%
Others	(2)	(3)	1	
Legal and judicial expenses	(2)	(3)	1	-28.3%
Assets write-off	0	0	0	336.4%

There were no extraordinary events in the periods under review.

Other relevant numbers for result analysis

EBITDA effects Transmission Segment	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
EBITDA IFRS	334	360	(26)	-7.3%
EBITDA Regulatory	231	198	33	16.9%
Difference IFRS (-) Regulatory	103	162		

Financial results effect R\$ million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Late payment interest and fines	119	123	(4)	-2.9%
Debt Mark-to-market (MTM)	62	23	40	175.2%

Regarding the financial results, it is important to highlight the following effect:

- | **Debt Mark-to-market (MTM)**: there was a positive variation resulting from gains related to the increase in the risk spread curve this quarter, while in 1Q25, the MTM gain resulted from new funding at a lower cost, which was partially compensated by the decrease of the risk spread curve during that period.

Net Operating Revenue by Segment

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Distribution	9,496	8,769	727	8.3%
Generation and Energy Management	1,707	1,661	46	2.8%
Transmission	547	604	(57)	-9.5%
Services	305	302	2	0.8%
Elimination and Others	(713)	(681)	(32)	4.7%
Net Operating Revenue	11,342	10,655	686	6.4%

The performance in the quarter mainly reflects the worse performance of the Distribution segment, driven by the constitution of sector financial assets.

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	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Itaipu	474	531	(57)	-10.8%
PROINFA	82	135	(54)	-39.5%
Auction, Bilateral Contracts and Spot Market	3,606	3,103	503	16.2%
PIS and COFINS Tax Credit	(368)	(328)	(41)	12.4%
Cost of Electric Power Purchased for Resale	3,793	3,441	352	10.2%
National Grid Charges	1,150	1,033	116	11.3%
Itaipu Transmission Charges	87	72	16	21.8%
Connection Charges	33	26	7	27.0%
Charges for the Use of the Distribution System	12	11	1	8.7%
ESS / EER	278	158	119	75.4%
PIS and COFINS Tax Credit	(143)	(119)	(24)	20.1%
Charges	1,417	1,181	235	19.9%
Cost of Electric Energy	5,210	4,623	587	12.7%

The increase in **Costs with Energy Purchased for Resale**, in the quarter, is mainly due to the price increase in **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market**, partially offset by the volume reduction of energy purchased from **Itaipu** and **Proinfa**. In addition, the average electricity rate from Itaipu was lower due to the currency appreciation.

Regarding **Charges for the Use of the Transmission and Distribution System**, the increase seen in the quarter comes from the **National Grid Charges**, due to the tariff adjustment for the use of the transmission system effective as of July-25, according to ANEEL Resolution No. 3,482/2025. The same movement occurred with the **Itaipu Transportation Charges**, due to the new tariffs established in the same resolution.

Additionally, there has been an increase in the cost of **ESS - System Service Charges** due to the retroactive relief recognized in 1Q25 generated by the price difference between the submarkets of the National Interconnected System (SIN). The perceived increase in the **EER - Reserve Energy Charges** during the period are due to the costs associated with the early supply from the power plants that won the 1st Reserve Capacity Auction.

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

PMSO

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Personnel	586	545	41	7.6%
Material	125	126	(1)	-0.5%
Outsourced Services	268	256	12	4.8%
Other Operating Costs/Expenses	217	241	(24)	-9.8%
<i>ADA</i>	<i>97</i>	<i>103</i>	<i>(6)</i>	<i>-6.0%</i>
<i>Assets Write-Off</i>	<i>37</i>	<i>42</i>	<i>(5)</i>	<i>-11.6%</i>
<i>Legal and judicial expenses</i>	<i>13</i>	<i>54</i>	<i>(41)</i>	<i>-75.3%</i>
<i>Others</i>	<i>70</i>	<i>42</i>	<i>28</i>	<i>68.1%</i>
PMSO	1,197	1,168	29	2.5%

PMSO had an increase of 2.5% (R\$ 29 million) in the quarter, due to the following factors:

- ┌ **Personnel (increase of R\$ 41 million):** the growth mainly reflects the salary adjustments resulting from collective bargaining agreements applied in 2025 and headcount increase of 2.2%;
- ┌ **MSO linked to inflation (increase of R\$ 31 million):** higher expenses related to machinery and equipment, mainly in the Generation and Energy Management segment and hardware/software maintenance;
- ┌ **MSO not linked to inflation (decrease of R\$ 43 million):** decrease in legal and judicial expenses.

Other operating costs and expenses

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Costs of Building the Infrastructure	1,149	1,065	84	7.9%
Private Pension Fund	3	9	(6)	-70.2%
Depreciation and Amortization	616	590	25	4.3%
Other operating costs and expenses	1,767	1,664	103	6.2%

EBITDA

EBITDA performance in the quarter was mainly explained by the positive effect of inflation adjustments in Parcel B and in power sales contracts in the Generation and Energy Management segment; partially offset by the impacts of curtailment and reduction in the updating of the concession's financial asset.

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

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Net Income	1,909	1,615	294	18.2%
Depreciation and Amortization	616	590	25	4.3%
Financial Result	730	869	(139)	-16.0%
Income Tax / Social Contribution	605	777	(172)	-22.1%
EBITDA	3,860	3,852	9	0.2%

Financial Result

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Revenues	543	387	156	40.2%
Expenses	(1,273)	(1,257)	(16)	1.3%
Financial Result	(730)	(869)	139	-16.0%

Managerial Analysis

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(1,005)	(953)	(52)	5.5%
Late payment interest and fines	119	123	(4)	-2.9%
Mark-to-market	62	23	40	175.2%
Adjustment to the sectorial financial asset/liability	68	(20)	88	-
Others financial revenues/expenses	25	(42)	67	-
Financial Result	(730)	(869)	139	-16.0%

Net financial expenses have decreased in the quarter due to the positive effects of **Adjustment to the sectorial financial asset/liability** and **mark-to-market** (as explained at the beginning of the chapter), partially offset by higher **expenses with the net debt**, resulting from the increases in the index (CDI) and indebtedness.

Net Income

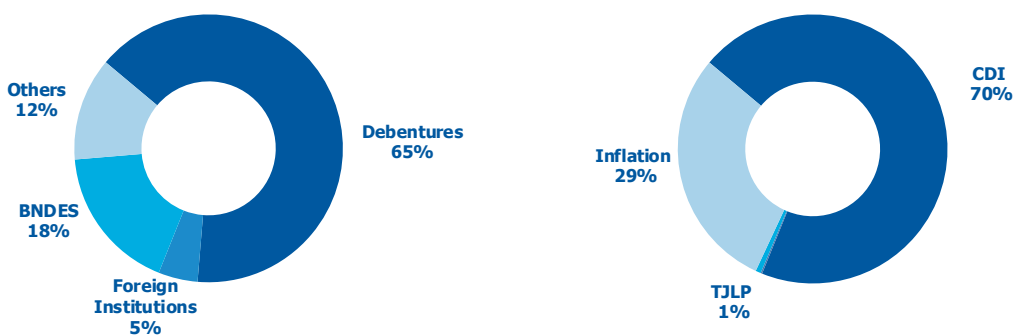
Net Income increase in the quarter reflects mainly lower **net financial expenses** and a lower effective tax rate (24.1% in 1Q26 compared to 32.5% in 1Q25), due to the deductibility of tax credit passes-throughs to consumers.

1.2) Indebtedness

1.2.1) Financial Debt in IFRS Criteria

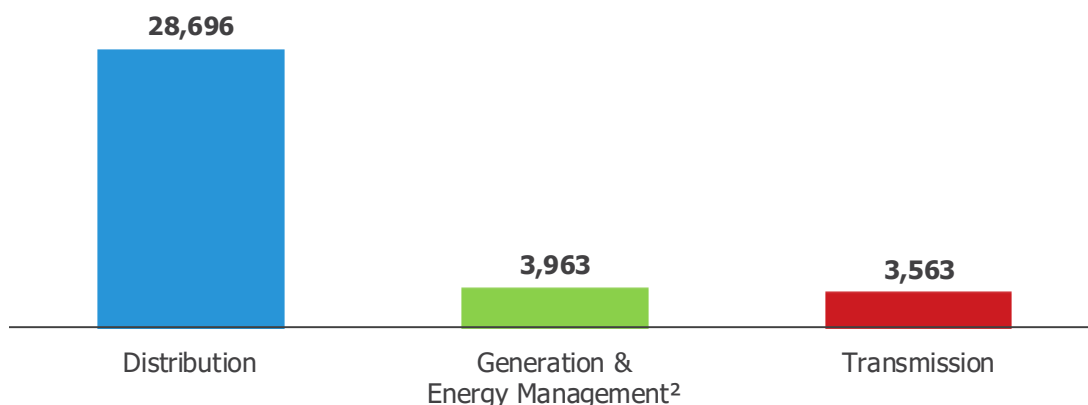
R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Financial Debt (including hedge)	36,222	30,536	(5,686)	18.6%
Available Funds	(5,752)	(4,048)	1,704	42.1%
Net Debt	30,470	26,488	3,982	15.0%
Debt Cost	12.8%	14.0%	-	-8.4%

Breakdown by Profile and Indexation | After Hedge



To mitigate any risk of market fluctuations, around R\$ 6.2 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 (16.7% of total IFRS debts).

Debt by Segment¹ – IFRS | R\$ million

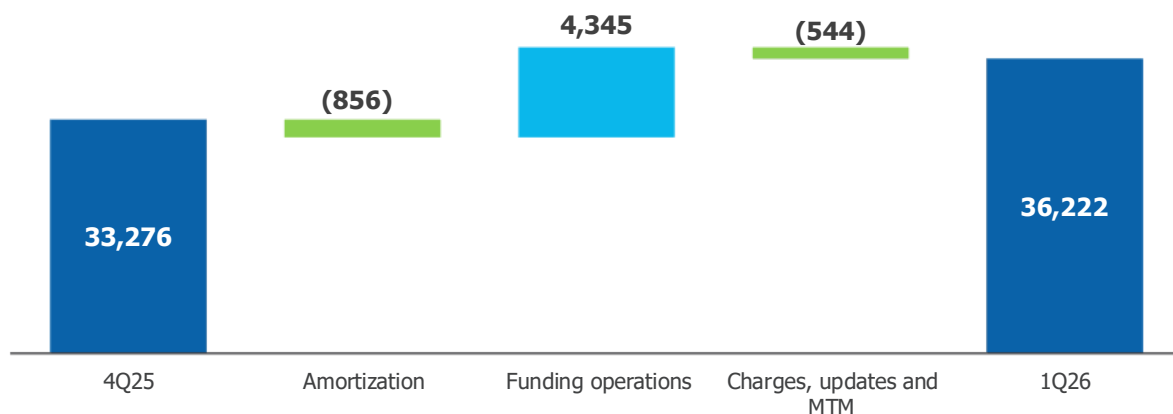


Notes:

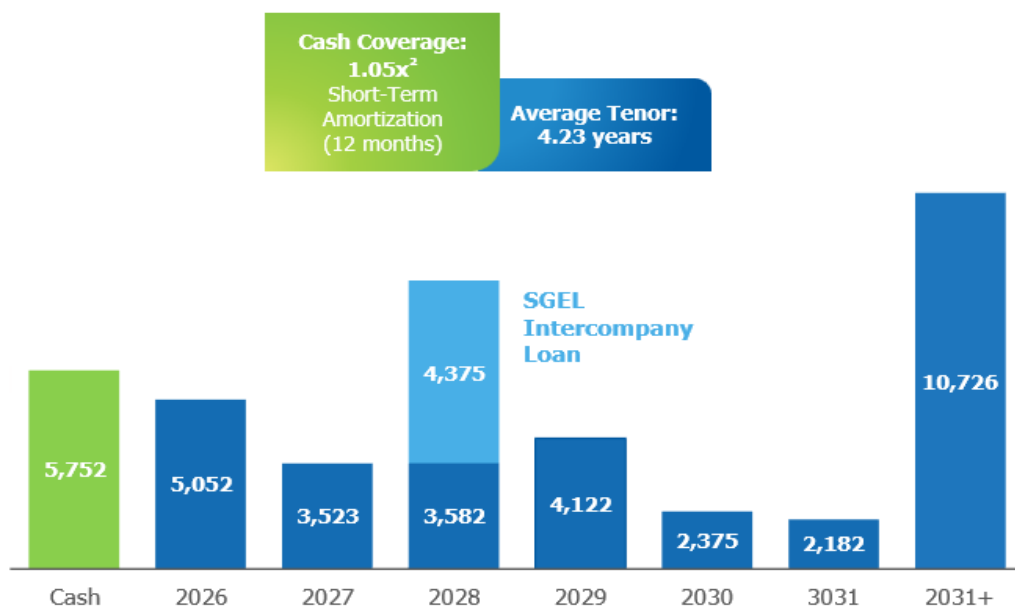
(1) Considering the debt's notional, interests, derivatives and the intercompany loans with SGEL;

(2) The Generation & Energy Management segment considers CPFL Renováveis, CPFL Brasil, Ceran and Enercan.

Evolution of the Debt Balance – IFRS | 1Q26



Debt Amortization Schedule¹ – IFRS | March 2026



Notes:

- (1) Considering only the notional and hedge of the debt, and intercompany loans. In order to reach the financial result, charges, the mark-to-market (MTM) effect, and the cost with funding should be included;
- (2) Considering the amount of R\$ 3,620 million of Marketable Securities, according to covenants criteria.

1.2.2) Debt in Financial Covenants Criteria

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Financial Debt (including hedge) ¹	36,401	30,846	5,554	18.0%
(-) Available Funds ²	(5,782)	(4,317)	(1,466)	34.0%
(=) Net Debt	30,618	26,530	4,089	15.4%
EBITDA Proforma ³	13,269	12,995	275	2.1%
Net Debt / EBITDA	2.31	2.04	-	13.0%

Notes:

- (1) Considers the proportional consolidation of the assets of Generation & Energy Management and Transmission, in addition to the loan with SGEL;
- (2) Includes 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	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Distribution	1,085	1,014	72	7.1%
Generation & Energy Management	38	44	(6)	-14.2%
Transmission ¹	134	175	(41)	-23.5%
Services and Others ²	4	4	(0)	-5.0%
Actual Investments	1,261	1,238	24	1.9%

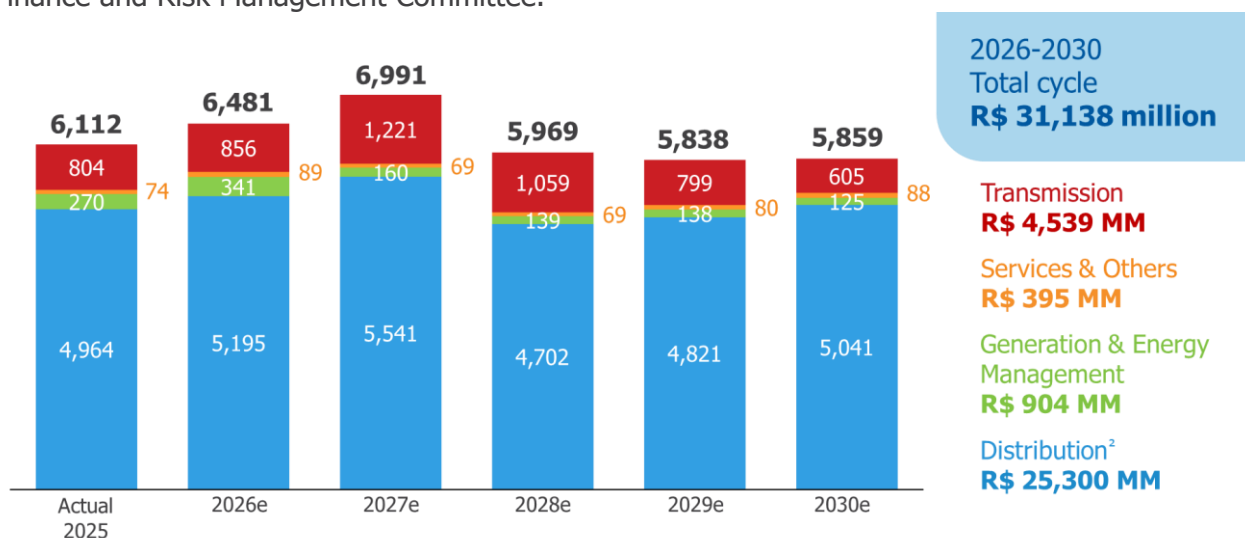
Notes:

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

The increase observed in the in the quarter is related to the focus on customer service works and the electrical system expansion plan, in addition to the maintenance and modernization of the grid.

1.3.2) Investment Forecast

The Board of Directors of CPFL Energia approved the proposal from the Board of Executive Officers for the 2026-2030¹ Multiannual Plan for the Company, which was previously discussed by the Finance and Risk Management Committee.



Notes:

- (1) Constant currency;
- (2) Disregard investments in Special Obligations (among other items financed by consumers).



2) SUSTAINABILITY AND ESG INDICATORS

2.1) 2030 ESG Plan

The 2030 ESG Plan 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 three 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, alongside an horizontal component of Corporate Governance, ensuring transparency and integrity.



Within the pillars, we assumed 18 commitments guided by the United Nations' Sustainable Development Goals (SDGs).



It is important to highlight that this plan was in force until the end of 2025. For 2026, there has been an update of the 2030 ESG Plan, which is available on CPFL [IR website](#).

2.2) Key ESG Indicators aligned to the Plan

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

Low carbon business & energy security						
Theme	Indicator	Unit	1Q26	1Q25	Δ %	
Renewable energy	Total energy generated by renewable sources	GWh	2,853	2,446	16.7%	
	↳ HPPs (hydro)	GWh	1,764	1,315	34.1%	
	↳ SHPPs and CGHs	GWh	492	453	8.6%	
	↳ Solar	GWh	0.2	0.3	-43.9%	
	↳ Wind	GWh	585	666	-12.3%	
	↳ Biomass	GWh	12	11	17.8%	
Innovation	Innovation Investment (Aneel R&D) in the period	R\$ MM	10.1	9.3	8.8%	
Decarbonization	Greenhouse gas emissions reduction ¹	% reduction	62%	59%	-	

Nota: (1): Closure of the last year, against base year 2021

Smart & Sustainable Operations						
Theme	Indicator	Unit	1Q26	1Q25	Δ %	
Circular Economy	Refurbished transformers	unit	1,651	2,381	-30.7%	
Fleet electrification	% of electric heavy vehicles	%	9.0%	6.2%	44.4%	
Sustainable Purchases	Critical suppliers evaluated in sustainability criteria	%	72.5%	93.3%	-22.3%	
Smart Grid	Installed automatic reclosers	unit	21,973	20,247	8.5%	
	% of telemetered load	%	56.4%	54.4%	3.7%	

Contents

CPFL Energia

Distribution

Generation & Energy Management

Transmission

Services & Others

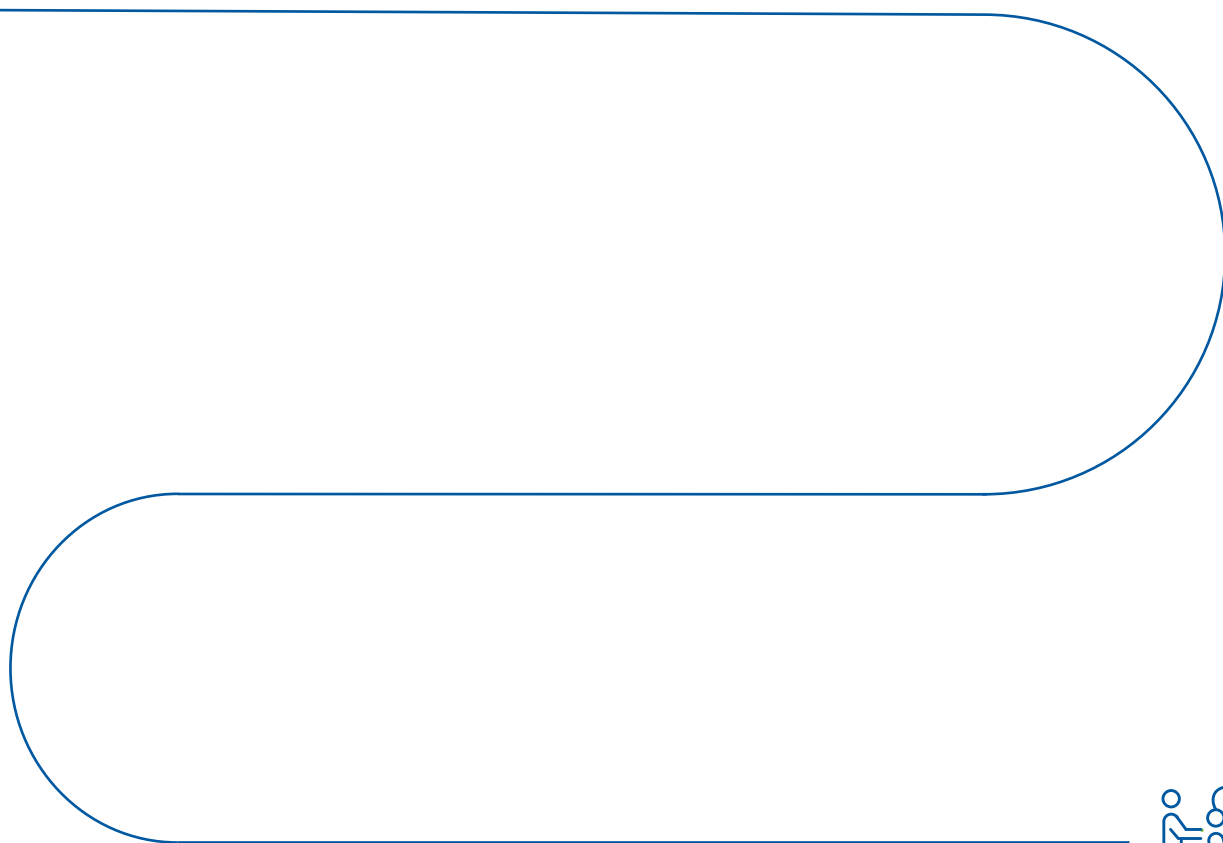
Attachments

Shared Value with Society

Theme	Indicator	Unit	1Q26	1Q25	Δ %
Community	Energy efficiency investments in public hospitals (CPFL and RGE in Hospitals)	R\$ MM	7.4	16.3	-54.6%
	Investment in socio-environmental projects in communities (Instituto CPFL, Energy Efficiency Program for Low Income and Environment)	R\$ MM	12.2	15.4	-20.6%
	People benefiting from CPFL Institute social programs in the period	thousand	171.0	163.0	4.9%
	Low-income consumer units benefited by the Energy Efficiency Program (PEE Aneel) in the period	thousand	5.3	6.2	-14.3%
Diversity¹	PoC in the company	%	35.5%	35.1%	1.0%
	Women in the company	%	20.9%	20.9%	0.4%
	PwD in the company	%	4.7%	4.4%	6.1%
	Minority Groups in leadership positions ²	%	39.2%	40.0%	-1.9%
Health and Safety	Accident frequency rate Own employees	# injured * 1MM / hours worked ²	1.6	0.5	221.6%
	Accident frequency rate Outsourced	# injured * 1MM / hours worked ²	1.4	2.1	-32.9%
	Fatal accidents with the population	unit	1.0	8.0	-87.5%
Transparency	Women in the Board of Directors	unit	2.0	3.0	-33.3%

(1) In 2024, we updated our commitments and replaced the "Women in leadership positions" indicator by "Minority Groups in leadership positions"
 (2) hours worked with risk exposure

- Contents
- CPFL Energia
- Distribution
- Generation & Energy Management
- Transmission
- Services & Others
- Attachments



3) PERFORMANCE OF BUSINESS SEGMENTS

3.1) DISTRIBUTION SEGMENT

3.1.1) Operational Performance

3.1.1.1) Demand | Concession Area

MW	1Q26	1Q25	Δ MW	Δ %	Breakd.
Industrial	6,923	6,786	137	2.0%	39.7%
Commercial	3,126	2,867	259	9.0%	17.9%
Others	2,235	2,110	125	5.9%	12.8%
G Use / MMDG	5,145	4,921	224	4.5%	29.5%
Total Demand	17,429	16,684	746	4.5%	100.0%

3.1.1.2) Billed and Compensated DG Energy | Concession Area

GWh	1Q26	1Q25	Δ GWh	Δ %	Breakd.
Residential	7,046	7,171	(125)	-1.7%	35.0%
Industrial	6,320	6,429	(109)	-1.7%	31.4%
Commercial	3,850	3,741	109	2.9%	19.1%
Rural	995	975	20	2.1%	4.9%
Others	1,905	1,944	(39)	-2.0%	9.5%
Consumed Energy	20,116	20,260	(145)	-0.7%	100.0%
Captive					
Residential	6,191	6,459	(268)	-4.2%	64.2%
Industrial	327	449	(122)	-27.1%	3.4%
Commercial	1,351	1,560	(209)	-13.4%	14.0%
Rural	737	755	(18)	-2.4%	7.6%
Others	1,042	1,245	(203)	-16.3%	10.8%
Total Captive	9,648	10,469	(820)	-7.8%	100.0%
Free Client					
Residential	6	2	4	166.4%	0.1%
Industrial	5,911	5,909	2	0.0%	66.8%
Commercial	1,990	1,766	224	12.7%	22.5%
Rural	112	94	18	19.1%	1.3%
Others	836	678	158	23.3%	9.4%
Total Free Client	8,855	8,449	407	4.8%	100.0%
DG Compensation					
Residential	849	710	139	19.6%	52.7%
Industrial	81	71	10	14.5%	5.0%
Commercial	509	415	93	22.5%	31.6%
Rural	146	125	20	16.1%	9.0%
Others	27	21	6	27.4%	1.7%
Total DG	1,612	1,343	269	20.0%	100.0%

In the energy consumption, we highlight in the quarter:

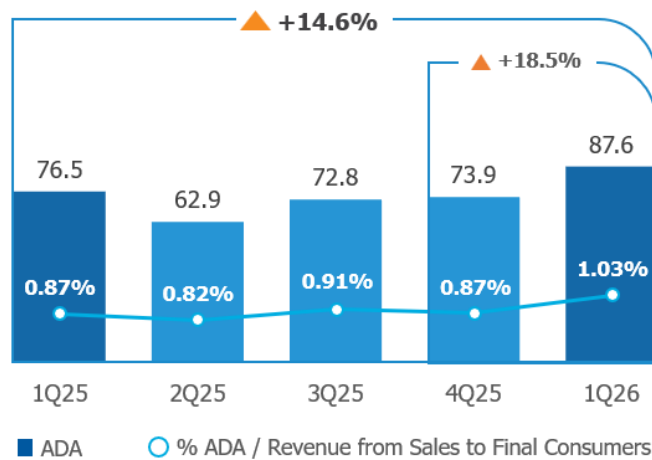
- ┌ **Residential Segment:** decrease of 1.7%, mainly due to lower temperatures, lower number of days in the billing calendar and the expansion of DG (self-consumption);
- ┌ **Industrial Segment:** decrease of 1.7%, reflecting the billing calendar effect and performance of industrial production;
- ┌ **Commercial Segment:** increase of 2.9% driven by the increase of data centers and macroeconomic effects, partially offset by lower temperatures and billing calendar effect;
- ┌ **Rural Segment:** increase of 2.1%, mainly explained by macroeconomics effect;
- ┌ **Other Segments:** reduction of 2.0%, mainly due to the lower temperature and billing calendar.

3.1.1.3) Delinquency

The Allowance for Doubtful Accounts (ADA) showed an increase of R\$ 11.1 million compared to the same period in 2025 and an increase of R\$ 13.7 million compared to 4Q25. The ADA/Revenue from Sales to Final Consumers index was 1.03% in the quarter.

The quarterly result can be explained by a lower number of power cuts, due to the prioritization of emergency and commercial activities, and by the deterioration of the debt situation for families in Brazil.

CPFL continues to make constant improvements to its delinquency management models, with a focus on optimizing and automating collection processes and disconnection operations. This dynamic approach enables the company to adapt to changes in customer behavior, consistently pursuing more effective and innovative solutions.



3.1.1.4) Losses

ANEEL Dispatch No. 684/2025, based on the outcomes of Public Consultation No. 09/2024, approved enhancements to the methodology for calculating required energy and non-technical losses, incorporating the effects of micro and mini distributed generation (MMDG) within the energy compensation system. The new directive establishes the adoption of the concept of "measured supply market", which represents the energy effectively consumed by users, regardless of any compensation from self-generation. Additionally, the dispatch mandates the inclusion of energy injected into the grid by MMDG systems in the total system load.

The losses presented in this document were calculated by this new methodology.

Losses | New Methodology (PC 09)

12 Months Accumulated	Mar-25	Jun-25	Sep-25	Dec-25	Mar-26	ANEEL¹
CPFL Energia	9.76%	9.77%	9.43%	9.74%	9.55%	8.46%
CPFL Paulista	9.94%	9.77%	9.48%	9.76%	9.65%	8.54%
CPFL Piratininga	8.25%	8.38%	8.06%	8.52%	8.48%	6.73%
CPFL RGE ²	10.85%	11.07%	10.56%	10.82%	10.40%	9.51%
CPFL Santa Cruz	8.33%	8.41%	8.27%	8.45%	8.08%	9.11%

Notes:

(1) ANEEL Limit referring to 03/31/2026;

(2) In CPFL RGE, high-voltage clients (A1) were disregarded.

The main achievements in losses reduction were:

- (i) Maintenance of electrical borders and internal substations;
- (ii) Mapping of energy losses through microbalances, with the installation of 348 meters on transformers;
- (iii) Shielding of 7.4 thousand Group B customers with armored enclosures, and 201 Group A customers with Metering Assemblies (migration from internal cabin to external metering installed on CPFL's utility poles);
- (iv) 85.2 thousand inspections performed in consumer units, with a 22% success rate in identifying losses;
- (v) Billing of 36.8 GWh of energy recovered through inspections. In addition to reconstructing the past, regularized customers are now consuming the correct energy, and this amount represented an increase of 103.4 GWh in the market;
- (vi) Replacement of more than 7.3 thousand obsolete/defective meters for new electronic meters;
- (vii) Visit in 34.5 thousand consumer units inactivated for cutting in cases of self-reconnection;
- (viii) Regularization of 40.7 thousand consumer units, with increase of consumption and without contract;
- (ix) Regularization of 891 clandestine consumer units, most of which having the need of CPFL Energia's grid construction;
- (x) Investment of R\$ 22.6 million CAPEX for Losses in projects of energy and revenue recuperation;
- (xi) Market discipline through 117 media reports 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 client, and SAIFI indicates the average number of outages per client. Such indicators measure the annual quality and reliability of the electricity supply.

In the results of the quarter, the SAIFI values showed a reduction in the four distributors' figures. For SAIDI values, there is a reduction in the Group's consolidated figures and in two of the four distributors, being CPFL Piratininga and CPFL RGE.

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, both through new investments and in the operation and maintenance of the grid.

Hours SAIDI	1Q26	1Q25	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	5.76	5.80	-0.7%	n.d
CPFL Paulista	4.71	4.69	0.4%	6.35
CPFL Piratininga	3.84	4.00	-4.0%	5.96
CPFL RGE	8.84	8.92	-0.9%	10.40
CPFL Santa Cruz	4.60	4.50	2.2%	7.33

Interruptions SAIFI	1Q26	1Q25	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	3.24	3.38	-4.1%	n.d
CPFL Paulista	2.80	2.89	-3.1%	5.06
CPFL Piratininga	2.67	3.09	-13.6%	4.96
CPFL RGE	4.41	4.43	-0.5%	6.97
CPFL Santa Cruz	2.58	2.81	-8.2%	6.00

Note: (1) ANEEL limit regarding 03/31/2026.

3.1.2) Tariff Events

Description	ATAs ¹			PTRs ¹
	CPFL Piratininga	CPFL Paulista ²	CPFL RGE	CPFL Santa Cruz ³
Ratifying Resolution	3,543	3,579	3,473	3,580
Adjustment	10.00%	3.14%	2.52%	13.84%
<i>Parcel A</i>	<i>10.27%</i>	<i>5.39%</i>	<i>4.71%</i>	<i>6.94%</i>
<i>Parcel B</i>	<i>-0.02%</i>	<i>-1.33%</i>	<i>1.74%</i>	<i>7.92%</i>
<i>Financial Components</i>	<i>-0.25%</i>	<i>-0.92%</i>	<i>-3.94%</i>	<i>-1.01%</i>
Effect on consumer billings	7.63%	12.13%	12.39%	15.12%
Date of entry into force	10/23/2025	04/24/2026	06/19/2025	04/22/2026

Notes:

(1) ATAs correspond to Annual Tariff Adjustments, while PTRs are Periodic Tariff Revisions;

(2) Tariffs postponed from 04/08 to 04/23 at the distributor's request, due to the deferral request to amortize the effect of 2026;

(3) Tariffs postponed from 03/22 to 04/21 at the request of ANEEL's board of directors, due to the request for deferral to amortize the effect of 2026.

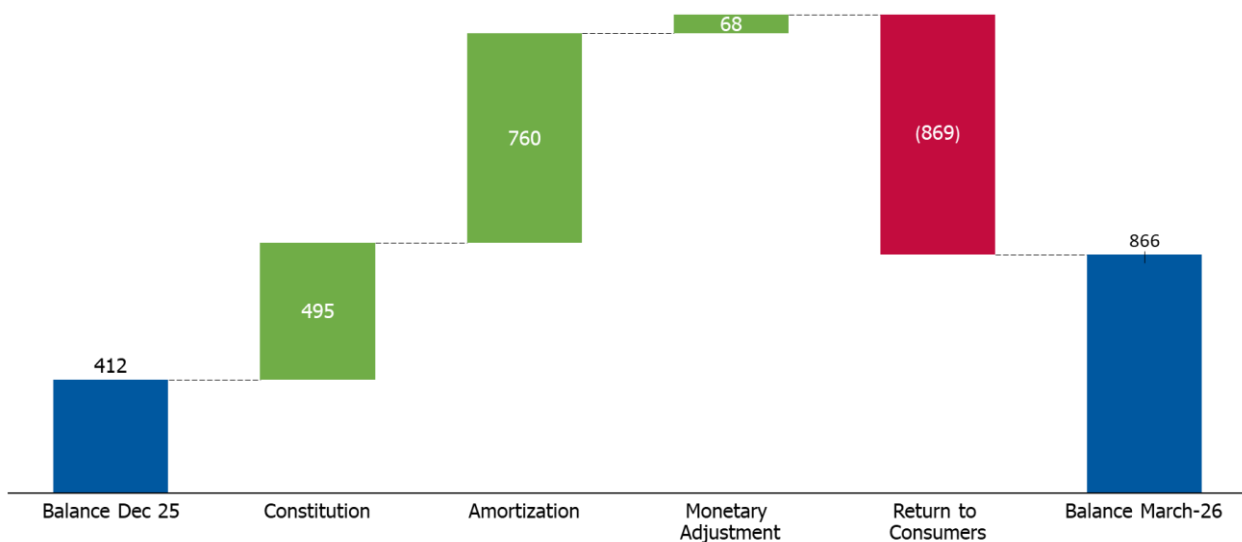
3.1.3) Economic-Financial Performance

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	14,768	13,288	1,479	11.1%
Net Operating Revenue	9,496	8,769	727	8.3%
Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)	8,460	7,837	623	7.9%
Cost of Electric Power	(4,984)	(4,353)	(631)	14.5%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(944)	(891)	(52)	5.9%
Costs of Building the Infrastructure	(1,037)	(932)	(104)	11.2%
EBITDA¹	2,532	2,592	(60)	-2.3%
Depreciation and Amortization	(355)	(330)	(26)	7.8%
Financial Income (Expense)	(535)	(631)	96	-15.2%
<i>Financial Revenues</i>	458	338	120	35.4%
<i>Financial Expenses</i>	(993)	(969)	(24)	2.4%
Income Before Taxes	1,642	1,632	10	0.6%
Income Tax / Social Contribution	(384)	(538)	154	-28.7%
Net Income	1,258	1,094	164	15.0%

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

Sectoral Financial Assets and Liabilities

On March 31st, 2026, the balance of sectoral financial assets and liabilities was positive (assets) in R\$ 866 million. If compared to December 31st, 2025, there was a variation of R\$ 454 million, as demonstrated in the chart below:



The movement of this balance occurred due to the amortization of a net liability of R\$ 760 million, comprising R\$ 680 million from PIS/COFINS credits and R\$ 80 million from other effects, and the net creation of an asset of R\$ 495 million, mainly in the following lines:

- (i) CDE charge (R\$ 366 million);
- (ii) Electric energy cost (R\$ 154 million);
- (iii) National Grid (R\$ 105 million);

- (iv) Billed tariff flag (R\$ 99 million);
- (v) Overcontracting (R\$ 86 million);

Partially offset by the constitution of liabilities in:

- (vi) Pass-through from Itaipu (R\$ 162 million);
- (vii) Neutrality of sector charges (R\$ 152 million);
- (viii) Other items (R\$ 1 million).

The monetary adjustment of assets and liabilities totaled R\$ 68 million.

During this period, refunds were also made to consumers totaling R\$ 869 million, of which R\$ 851 million related to PIS/COFINS credits and R\$ 16 million from distributed generation credits. Dispatch No. 684/2025 regulated the treatment of distributed generation credits, leading the Company to recognize a regulatory liability that, until then, was recorded in "other accounts payable". This regulatory liability to be passed through consumers has already been considered in the tariff adjustments applied to distributors in 2025.

Operating Revenue

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Revenue with Energy Sales (Captive + TUSD)	11,032	11,125	(93)	-0.8%
Short-term Electric Energy	29	(26)	55	-
Concession Infrastructure Construction Revenue	1,037	932	104	11.2%
Sectoral Financial Assets and Liabilities	1,255	(97)	1,352	-
CDE Resources - Low-income and Other Tariff Subsidies	851	719	132	18.3%
Adjustments to the Concession's Financial Asset	384	486	(102)	-21.0%
Other Revenues and Income	221	184	36	19.7%
Compensatory Fines (DIC/FIC)	(41)	(35)	(6)	15.7%
Gross Operating Revenue	14,768	13,288	1,479	11.1%
ICMS Tax	(1,875)	(1,862)	(13)	0.7%
PIS and COFINS Taxes	(1,043)	(910)	(133)	14.6%
CDE Sector Charge	(2,151)	(1,561)	(590)	37.8%
R&D and Energy Efficiency Program	(81)	(74)	(7)	9.7%
PROINFA	(100)	(79)	(21)	26.2%
Tariff Flags	(9)	-	(9)	-
Others	(13)	(33)	21	-61.6%
Deductions from the Gross Operating Revenue	(5,272)	(4,519)	(752)	16.7%
Net Operating Revenue	9,496	8,769	727	8.3%

Gross Operating Revenue

The variation in the **Sectorial Financial Asset and Liability** line is mainly due to the higher constitution of Regulatory Assets in 1Q26 compared to a liability in 1Q25.

The increase in **CDE Resources** is due to the change in the billing methodology for consumers classified as low-income¹, in addition to the increase in the number of DG customers with tariff

¹ Law 15,235/2025 guarantees full exemption from the electricity tariff for consumption of up to 80kWh/per month.

discounts, which generated an increase in the amounts that distributors are receiving via CDE Resources.

These effects was offset by the decrease in the **Revenue with Energy Sales**, due to the reduction in consumed energy, and the reduction in the **Adjustments to the Concession's Financial Assets** is explained by the variation in the IPCA (2.00% in 1Q25 and 1.37% in 1Q26). Additionally, the average growth of 17% in the asset base contributed to the increase in the balance and the mitigation of the negative effect of the index.

Deductions from the Gross Operating Revenue

In the quarter, the deductions from gross operating revenue increased, mainly due to the rise in the values with **CDE**, due to "CDE Use", and the higher **PIS/COFINS** collection.

Cost of Electric Energy

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Itaipu	474	531	(57)	-10.8%
PROINFA	82	135	(54)	-39.5%
Auction, Bilateral Contracts and Spot Market	3,304	2,762	542	19.6%
PIS and COFINS Tax Credit	(345)	(299)	(45)	15.2%
Cost of Electric Power Purchased for Resale	3,515	3,129	386	12.3%
National Grid Charges	1,176	1,048	127	12.1%
Itaipu Transmission Charges	87	72	16	21.8%
Connection Charges	79	70	8	11.4%
Charges for the Use of the Distribution System	3	3	0	6.2%
ESS / EER	274	156	118	76.0%
PIS and COFINS Tax Credit	(150)	(125)	(25)	20.0%
Charges for the Use of the Distribution System	1,469	1,224	244	20.0%
Cost of Electric Energy	4,984	4,353	631	14.5%

The increase in **Cost of Electric Power Purchased for Resale** is mainly due to the increase in the price of energy purchased from **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market**, partially offset by the lower amount of energy purchased from **Itaipu** and **PROINFA**. In addition, the average electricity rate from **Itaipu** was lower due to the currency appreciation.

Regarding **Charges for the Use of the Transmission and Distribution System**, the increase seen in the quarter resulted from the **National Grid Charges**, due to the adjustment of the tariff for the use of the transmission system effective as of July-25, according to ANEEL Resolution No. 3,482/2025. The same movement occurred with the **Itaipu Transmission Charges**, as a result of the new tariff established in the same resolution.

Additionally, there has been a cost rise of **ESS - System Service Charges**, driven by the retroactive relief recognized in 1Q25 generated by the difference in prices by submarkets of Interconnected National System (SIN). On the other hand, the increase in **EER - Reserve Energy Charge** during the period is due to the costs associated with the early supply from power plants that won the 1st Capacity Reserve Auction.

PMSO

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Personnel	355	319	36	11.2%
Material	74	70	4	6.0%
Outsourced Services	312	305	6	2.1%
Other Operating Costs/Expenses	211	199	12	6.0%
<i>ADA</i>	<i>88</i>	<i>76</i>	<i>11</i>	<i>14.6%</i>
<i>Legal and judicial expenses</i>	<i>44</i>	<i>39</i>	<i>5</i>	<i>13.6%</i>
<i>Assets Write-Off</i>	<i>40</i>	<i>46</i>	<i>(6)</i>	<i>-12.1%</i>
<i>Others</i>	<i>40</i>	<i>39</i>	<i>1</i>	<i>2.9%</i>
PMSO	951	893	58	6.5%

PMSO had an increase of 6.5% (R\$ 58 million), due to the following factors:

- Personnel (increase of R\$ 36 million):** mainly explained by the growth of 2.2%² in the headcount and the collective labor agreements approved in 2025;
- MSO linked to inflation (increase of R\$ 13 million):** fleet expenses (R\$ 3 million); hardware/software (R\$ 2 million); marketing and publicity (R\$ 2 million); uniforms and equipment (R\$ 2 million); among other diversified effects;
- MSO not linked to inflation (increase of R\$ 10 million):** higher expenses related allowance for doubtful accounts (ADA), as explained in item 3.1.1.3 (R\$ 11 million); legal and judicial expenses (R\$ 5 million) and collection actions (R\$ 4 million); partially offset by the decrease in OPEX expenses related to CAPEX (R\$ 5 million) and assets write-off (R\$ 6 million).

Other operating costs and expenses

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Costs of Building the Infrastructure	(1,037)	(932)	(104)	11.2%
Private Pension Fund	8	2	6	400.4%
Depreciation and Amortization	(355)	(330)	(26)	7.8%
Total	(1,384)	(1,260)	(124)	9.8%

EBITDA

The distributors' **EBITDA** is explained by the reduction in the concession financial asset, influenced by the decline in the index (IPCA) during the period, as well as by the decrease in energy consumption in the concession area. Such effects were partially offset by positive tariff adjustments in Parcel B carried out in 2025.

² Average of January to March.

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Net Income	1,258	1,094	164	15.0%
Depreciation and Amortization	355	330	26	7.8%
Financial Result	535	631	(96)	-15.2%
Income Tax / Social Contribution	384	538	(154)	-28.7%
EBITDA	2,532	2,592	(60)	-2.3%

EBITDA by Distribution Company

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
CPFL Paulista	1,076	1,062	13	1.3%
CPFL Piratininga	411	416	(6)	-1.3%
RGE	933	998	(65)	-6.5%
CPFL Santa Cruz	112	116	(3)	-2.9%
EBITDA	2,532	2,592	(60)	-2.3%

CPFL Paulista:

The positive variation was driven by the increase in Parcel B (7.54%), which took effect on Apr-25, and by the improvement in ADA. These effects were offset by a reduction in energy consumption and a decrease in the update of the concession's financial asset, due to the lower index (IPCA) observed in 1Q26.

CPFL Piratininga:

EBITDA showed a negative variation, mainly impacted by the reduction in consumed energy and in the concession's financial asset, due to the lower IPCA.

CPFL RGE:

EBITDA showed a negative variation, mainly impacted by the reduction in energy consumption and in the concession's financial asset, due to the decline in the index (IPCA) in the period, offset by the tariff adjustment of Parcel B (+4.90%), effective since June 2025.

CPFL Santa Cruz:

EBITDA showed a negative variation due to higher PMSO expenses in the period and the reduction in energy consumption.

Financial Result

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Revenues	458	338	120	35.4%
Expenses	(993)	(969)	(24)	2.4%
Financial Result	(535)	(631)	96	-15.2%

Managerial Analysis

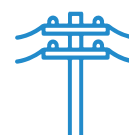
R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(818)	(748)	(70)	9.3%
Late payment interest and fines	117	123	(5)	-4.5%
Mark-to-market	45	28	18	63.6%
Adjustment to the sectorial financial asset/liability	68	(20)	88	-
Others financial revenues/expenses	52	(14)	66	-
Financial Result	(535)	(631)	96	-15.2%

The increase in the **Adjustment to the sectorial financial assets and liabilities** stands out, due to the updated balance. The increase in **Other financial revenues and expenses** is due to updates in tax credits. The variation in revenue related to the **Mark-to-market** of debts is explained by the change in the behavior of the risk spread curve practiced by the market, in addition to the gain effect related to fundraising in 1Q25.

On the other hand, there was an increase in **Expenses with the net debt**, mainly due to the rise in the CDI index.

Net Income

The increase in **Net Income** in the quarter reflects mainly lower net financial expenses, and a lower effective tax rate (23.4% in 1Q26 compared to 33.0% in 1Q25), due to the deductibility of tax credit pass-throughs to consumers, offset by the lower EBITDA performance.



3.2) GENERATION & ENERGY MANAGEMENT SEGMENT

3.2.1) Operational Performance

Generated Energy

GWh	1Q26	1Q25	Δ GWh	Δ %
Wind	585	666	(82)	-12.3%
SHPP	492	453	39	8.6%
HPP	1,764	1,315	448	34.1%
Biomass	12	11	2	17.8%
Solar	0.2	0.3	(0.1)	-43.9%
Total	2,853	2,446	407	16.6%

We recorded an **increase in the volume of energy generated**, due to the better performance of HPPs and SHPPs, due to the higher dispatch. This effect was partially offset by the impact of curtailment on wind farms, representing 20% of total potential generation.

Availability

Monthly Average	1Q26	1Q25	Δ p.p.	Δ %
Wind	93.6%	90.9%	2.7	3.0%
SHPP	95.0%	95.0%	0.0	0.0%
HPP	98.7%	99.1%	-0.4	-0.5%
Biomass	100.0%	100.0%	0.0	0.0%
Solar	100.0%	100.0%	0.0	0.0%

3.2.2) Economic-Financial Performance

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	1,910	1,865	45	2.4%
Net Operating Revenue	1,707	1,661	46	2.8%
Cost of Electric Power	(720)	(723)	3	-0.4%
PMSO and Private Pension Fund	(141)	(160)	19	-11.8%
Equity Income	76	59	17	29.1%
EBITDA¹	921	836	85	10.2%
Depreciation and Amortization	(221)	(220)	(1)	0.3%
Financial Result	(98)	(124)	26	-20.9%
<i>Financial Revenues</i>	68	41	28	68.2%
<i>Financial Expenses</i>	(166)	(164)	(2)	1.2%
Income Before Taxes	603	493	110	22.4%
Net Income	448	371	77	20.8%

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

Net Operating Revenue

Revenue was mainly favored by **energy contracts adjusted by inflation** (IPCA or IGP-M). Despite the lower volume of wind farms of Rio Grande do Sul and Rio Grande do Norte, and the increase in the curtailment imposed by the ONS – which resulted in a loss of R\$ 62 million in 1Q26 (versus R\$ 45 million in 1Q25), there was a positive impact due to the increase in wind generation in the Proinfa wind farms, located in Ceará.

Cost of Electric Power

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Energy Purchased in the Spot Market	62	35	27	78.3%
Bilateral Contracts, ACR and ACL	652	692	(40)	-5.8%
PIS and COFINS Tax Credit	(62)	(67)	6	-8.2%
Cost of Electric Power Purchased for Resale	653	660	(7)	-1.0%
National Grid Charges	54	53	1	1.7%
Connection Charges	4	3	1	22.3%
Charges for the Use of the Distribution System	10	9	1	13.9%
ESS/EER	4	3	1	46.4%
PIS and COFINS Tax Credit	(4)	(4)	(0)	6.5%
Charges	67	64	4	6.0%
Cost of Electric Energy	720	723	(3)	-0.4%

The lower volume of energy acquired through **Bilateral Contracts, ACR and ACL** was the main factor for the cost reduction in the quarter.

PMSO

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Personnel	57	52	5	9.5%
Material	12	13	(1)	-5.3%
Outsourced Services	73	61	12	19.5%
Other Operating Costs/Expenses	(1)	34	(35)	-
<i>ADA</i>	<i>1</i>	<i>20</i>	<i>(19)</i>	<i>-96.1%</i>
<i>Asset Write-off</i>	<i>(1)</i>	<i>0</i>	<i>(1)</i>	<i>-</i>
<i>Legal and Judicial Expenses</i>	<i>(34)</i>	<i>1</i>	<i>(35)</i>	<i>-</i>
<i>Others</i>	<i>33</i>	<i>13</i>	<i>20</i>	<i>154.7%</i>
PMSO	141	160	(19)	-11.8%

The reduction in PMSO expenses in the quarter is due to the following factors:

- Personnel (increase of R\$ 5 million):** mainly explained by adjustments according to the Collective Bargaining Agreement and the growth of 1.6%³ in the headcount;
- MSO not linked to inflation (reduction of R\$ 55 million):** due to reversals of legal and judicial expenses, in addition to the effect of the recognition, in the 1Q25, of the ADA of trading companies (counterparties in the market) that entered into judicial

³ Average from January to March.

reorganization;

- MSO linked to inflation (increase of R\$ 31 million):** higher expenses with maintenance of machinery and equipment, and maintenance of hardware/software.

Other operating costs and expenses

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Private Pension Fund	0	0	(0)	-0.4%
Depreciation and amortization	173	173	0	0.2%
Amortization of Concession Intangible	48	47	0	0.8%
Other operating costs and expenses	221	220	1	0.3%

Equity Income

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Baesa	5	1	3	232.2%
Foz do Chapecó	71	56	15	25.9%
Equity Income¹	76	58	18	31.3%

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

Baesa

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Net Revenue	20	17	2	12.4%
Operating Costs / Expenses	(6)	(6)	1	-12.6%
Deprec. / Amortization	(4)	(4)	(0)	8.5%
Net Financial Result	(3)	(5)	2	-45.4%
Income Tax	(2)	(1)	(2)	167.6%
Net Income	5	1	3	232.2%

There was an increase in **Net Revenue** in the quarter, while **Operating Costs and Expenses** remained in line. The reduction in **Net Financial Expenses** was due to lower expenses with UBP.

Foz do Chapecó

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Net Revenue	176	165	11	7.0%
Operating Costs / Expenses	(42)	(42)	(0)	0.8%
Deprec. / Amortization	(13)	(13)	(0)	2.7%
Net Financial Result	(13)	(24)	11	-45.6%
Income Tax	(36)	(29)	(7)	24.9%
Net Income	71	56	15	25.9%

There was an increase in **Net Revenue** in the quarter due to the higher volume and price of energy supplied, while **Operating Costs and Expenses** remained in line. **Net Financial Expenses** decreased due to lower expenses with UBP, indexed by IGP-M and IPCA, added to a lower debt balance.

Financial Result

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Financial Revenues	68	41	28	68.2%
Financial Expenses	(166)	(164)	(2)	1.2%
Financial Result	(98)	(124)	26	-20.9%

Managerial Analysis

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(78)	(98)	20	-20.2%
Mark-to-market	(2)	(1)	(1)	40.6%
Other financial revenues/expenses	(18)	(24)	6	-25.8%
Financial Result	(98)	(124)	26	-20.9%

The reduction was mainly due to the decrease in **Expenses with the net debt**, due to the higher result with income from financial investments.

EBITDA and Net Income

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Net Income	448	371	77	20.8%
Depreciation and Amortization	221	220	1	0.3%
Financial Result	98	124	(26)	-20.9%
Income Tax / Social Contribution	155	122	33	27.1%
EBITDA	921	836	85	10.2%

The increase in **EBITDA** in the quarter mainly reflected the contract adjustments, the wind performance and the improvement in the PMSO.

The result of EBITDA, combined with the improvement in the Financial Result, contributed to the better performance of **Net Income**.



3.3) TRANSMISSION SEGMENT

3.3.1) Portfolio

Concession Contracts	Contract Start Date	Contract End Date	CPFL - T Share	Index	RAP 2025-2026 ¹ (R\$ million)	RAP Expected 2025-2026 (R\$ million)	Km	Projects Category	Tariff Revision	Next Tariff Revision
CONTRACT 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	IPCA	1,043	34	5,950	Category 1	1 ^a PTR - 2018 2 ^a PTR - 2024	3 ^a PTR - 2028
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	46	-	75	Category 3	1 ^a PTR - 2024	2 ^a PTR - 2029
TESB	27/07/2011	27/07/2041	98%	IPCA	44	-	99	Category 3	1 ^a PTR - 2017 2 ^a PTR - 2022	3 ^a PTR - 2026
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	36	-	307	Category 3	1 ^a PTR - 2024	2 ^a PTR - 2029
CONTRACT 080/02	18/12/2002	18/12/2032	100%	IGP-M	22	-	127	Category 2	Doesn't Have	
MORRO AGUDO	24/03/2015	24/03/2045	100%	IPCA	20	-	-	Category 3	1 st PTR - 2020 2 nd PTR - 2025	3 ^a PTR - 2030
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	IPCA	17	-	-	Category 3	1 ^a PTR - 2018 2 ^a PTR - 2023	3 ^a PTR - 2028
CONTRACT 004/01 (CAC 3)	31/03/2021	31/03/2051	100%	IPCA	12	-	-	Category 3	-	1 ^a PTR - 2026
MARACANAÚ	21/09/2018	21/09/2048	100%	IPCA	11	-	-	Category 3	1 ^a PTR - 2024	2 ^a PTR - 2029
CAMINHOS DO SUL ²	23/02/2026	23/02/2056	100%	IPCA	-	-	115	Category 3	-	-
ETAU ³	18/12/2002	18/12/2032	10%	IGP-M	54	-	188	Category 2	-	-
TPAE ³	19/11/2009	19/11/2039	10%	IPCA	12	-	12	Category 3	-	-

Notes:

- (1) Approved value discounting the Adjustment Portion (PA);
- (2) contract acquired in auction N° 04/25, in construction, non-operational;
- (2) Projects consolidated by equity income.

3.3.2) Operational Performance

ENS – Unsupplied Energy | MWh

The Unsupplied Energy (ENS) indicator consists in 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	1Q26	1Q25	Δ MWh	Δ %
ENS	71.9	425.3	-353.4	-83.1%

The reduction in ENS in the quarter is due to improved operational performance during the period and a decrease in the impact of year weather events and equipment failures that occurred in the previous year.

PVd – Discounted Variable Parcel

The Discounted Variable Portion (PVd) consists of the percentage ratio of the Variable Portion Discounts applied over the Transmission company's Monthly Billing. Such data is made available monthly by the National Electric System Operator (ONS).

%	1Q26	1Q25	Δ %
PVd	1.266%	1.171%	8.1%

Regarding PVD, we saw an increase in the quarter due to events that occurred at the end of 2025 and whose financial impact was only recognized in 1Q26.

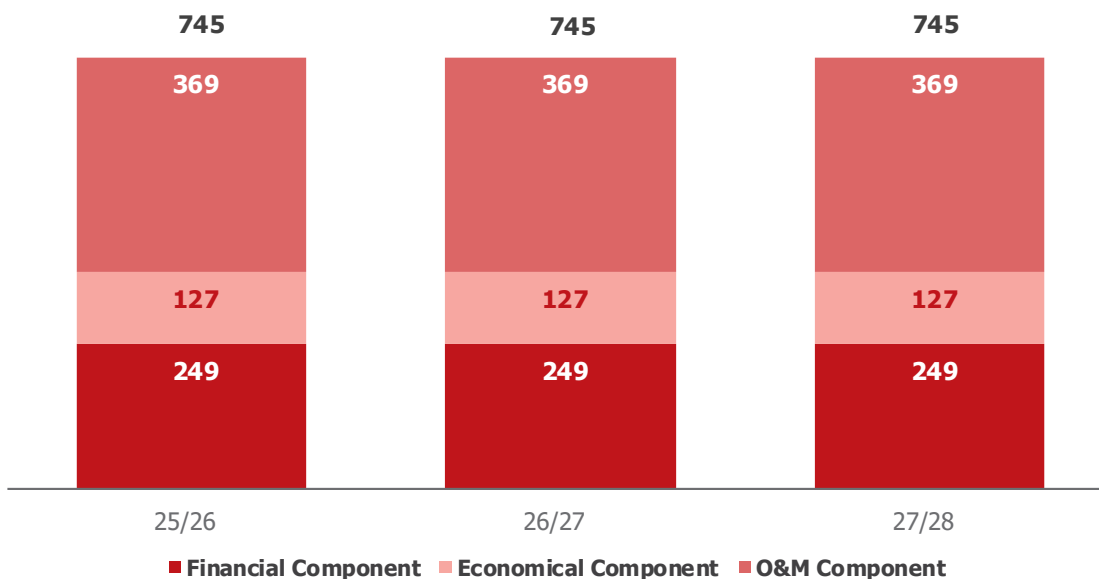
3.3.3) Regulatory Themes

RBSE Revenue Flow¹

The part of Allowed Annual Revenue (RAP) 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 No. 055/2001 is shown below.

With the conclusion of the administrative discussion of the RBSE, ANEEL published REH No. 3,464/2025, which established that the installments of the financial component for the 2025/2026, 2026/2027, and 2027/2028 cycles, to be received by CPFL Transmissão, were changed from R\$ 296 million to R\$ 249 million (per annual tariff adjustment cycle). The flows of the economic component and O&M were not subject to discussion and remained unchanged, maintaining the provisions of the Periodic Tariff Review (PTR) of the transmission companies, as determined in REH No. 3,344/2024.

Revenue Flow – Financial¹, Economic² and O&M² Components | R\$ million



Notes:

- (1) Values are in June-2025 database and must be updated by IPCA annually;
- (2) Values without date to end (it ends only in the write-off or replacement of the asset).

Annual Tariff Adjustment (“ATA”)

According to REH ANEEL No. 3,481/2025, for the 2025-2026 cycle, from 07/01/2025 to 06/30/2026, the Revenue (RAP) added to the Adjustment Portion (PA) of **Concession Contract No. 055/2001**, totals around R\$ 1,252 million, net of PIS and COFINS, highlighting:

- (i) Monetary adjustment by the IPCA;

- (ii) Discount of the Adjustment Portion (PA), composed by the following components: (i) PA 2023 PTR related to the retroactivity of the RAP pertinent to Reinforcements and Improvements, (ii) PA Financial Improvements, (iii) PA Calculated corresponding to the discount of excess RAP amounts received in excess in the previous cycle (CDE Subsidy, RAP Advances) and (iv) PA Others related to the PA Quality DIT and Others;
- (iii) Reinforcements and Improvements that started up during the 2024-2025 cycle and increased the transmission company's revenue (new investments);
- (iv) RBSE, the reduction being related to the final decision at the ANEEL Ordinary Meeting on June 10th, 2025, regarding the discussion of the Financial Component of RBSE, related to the trajectory of O&M coverage and related to deactivations.

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

Contracts	REH 3,344/2024 RTP result	RBSE Financial	CAOM Path	New Investments	Index (IPCA)	REH 3,3481/2025 Homologated Revenue	ATA Adjustment Portion 2025	REH 3,481/2025
055/2001	1,029.6	-59.0	-25.3	47.6	50.3	1,043.2	-0.04	1,043.3

* Values expressed in R\$ million.

As for the tendered contracts, according to REH ANEEL No. 3,481/2025, for the 2025-2026 cycle, the total RAP plus the Adjustment Portion amounts to approximately R\$ 209 million.

Annual Tariff Adjustment 2025:

Contracts	REH 3,348/2024	Start-up	Indexer (IPCA or IGP-M)	Impact of PTR Repositioning	REH 3,481/2025 Approved Revenue	PA ATA 2025	REH 3,481/2025
080/2002 CPFL Transmissão	21,362.7	-	1,499.9	-	22,862.7	-677.9	22,184.7
001/2011 TESB	45,877.1	-	2,440.6	-	48,317.6	-4,218.4	44,099.2
003/2013 Piracicaba	16,641.2	-	885.3	-	17,526.5	-383.2	17,143.3
020/2018 Maracanau	10,974.2	-	583.8	-	11,558.0	-129.6	11,428.5
006/2015 Morro Agudo	19,807.3	-	0.0	-67.8	19,739.5	-213.9	19,525.6
005/2019 Sul I	35,878.0	-	1,908.6	-	37,786.7	-1,297.0	36,489.6
011/2019 Sul II	46,088.2	-	2,451.8	-	48,539.9	-2,312.9	46,227.0
004/2021 CPFL Transmissão	11,160.9	880.4	593.8	-	12,635.1	-678.1	11,956.9

* Values expressed in R\$ thousand.

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	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	358	331	26	7.9%
Net Operating Revenue	304	281	23	8.2%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(74)	(84)	10	-12.3%
Equity Income	1	2	(1)	-56.8%
EBITDA	231	198	33	16.9%
Depreciation and Amortization	(49)	(45)	(4)	7.9%
Financial Income (Expense)	(105)	(113)	9	-7.5%
<i>Financial Revenues</i>	10	12	(2)	-14.7%
<i>Financial Expenses</i>	(115)	(125)	10	-8.2%
Income Before Taxes	78	39	38	97.5%
Income Tax / Social Contribution	(19)	(5)	(14)	252.9%
Net Income	58	34	24	72.3%

Operational Revenue

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Concession Contract 055/2001	338	277	60	21.7%
Sul II	13	12	1	10.1%
TESB	13	12	1	4.3%
Sul I	10	9	1	11.4%
Concession Contract 080/2002	5	5	0	8.7%
Morro Agudo	6	5	1	10.5%
Piracicaba	5	5	0	2.9%
Maracanaú	4	3	1	22.1%
Concession Contract 004/2001 (CAC 3)	3	3	0	16.3%
Temporary Effects Provision	(38)	-	(38)	-
Regulatory Charges	(20)	(24)	4	-15.7%
Gross Revenue	358	331	26	7.9%
Deductions from Revenue	(53)	(51)	(2)	4.2%
Net Revenue	304	281	23	8.2%

The increase in the **operating revenue** is due to the tariff adjustment for the 2025/2026 cycle, applied as of July 2025. However, the revenue does not fully reflect the RAP adjustment since it was recognized as a temporary effect in the result, equivalent to the amount received in excess, aiming to align the operating revenue with the approved RAP.

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

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Personnel	36	35	1	2.1%
Material	3	3	0	5.2%
Outsourced Services	26	27	(1)	-4.0%
Private Pension Fund	10	10	-	0.0%
Other Operating Costs/Expenses	(1)	10	(10)	-
<i>ADA</i>	2	2	(0)	-11%
<i>Legal, judicial expenses</i>	1	12	(11)	-87.8%
<i>Provisions</i>	5	5	(1)	-10.8%
<i>Others</i>	(8)	(9)	0	-3.2%
PMSO	74	84	(10)	-12.3%
Depreciation and Amortization	49	45	4	7.9%
PMSO, depreciation and amortization	123	129	(7)	-5.2%

PMSO fell mainly due to:

- └ Reduction in provisions, especially for legal and judicial expenses (-R\$ 10 million);
- └ Reduction in expenses with outsourced services (-R\$ 1 million);

Partially offset by:

- └ Increase in personnel expenses (+R\$ 1 million).

Regarding the depreciation, there was an increase due to the tariff review which took place in 2024, when ANEEL recalculated the depreciation rate of the assets and recognized new ones to be included in the cycle.

EBITDA

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Net Income	58	34	24	72.3%
Depreciation and Amortization	49	45	4	7.9%
Financial Result	105	113	(9)	-7.5%
Income Tax / Social Contribution	19	5	14	252.9%
EBITDA	231	198	33	16.9%

The increase in **EBITDA** in the quarter is due to the RAP adjustment and the reduction in the PMSO.

Financial Result

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(119)	(121)	2	-1.6%
Mark-to-Market	19	(4)	23	-
Others financial revenues/expenses	(5)	11	(16)	-
Financial Result	(105)	(113)	9	-7.5%

There was an improvement in the **Financial Result**, mainly due to:

- ┌ Gain from the mark-to-market effect (+R\$ 23 million), resulting from the increase in the risk spread curve in this quarter;
- ┌ Reduction in expenses with the net debt, due to lower spending on new funding, despite the variation in the CDI (+R\$ 2 million);

Partially offset by:

- ┌ Others (-R\$ 16 million).

Net Income

There was an increase in **Net Income**, due to improvements in EBITDA and Financial Results, partially offset by depreciation and amortization, as explained above.

3.3.5) Economic-Financial Performance | IFRS

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	600	657	(57)	-8.6%
Net Operating Revenue	547	604	(57)	-9.5%
Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)	360	379	(19)	-5.1%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(76)	(85)	10	-11.3%
Costs of Building the Infrastructure	(139)	(160)	22	-13.5%
Equity Income	2	2	(0)	-15.9%
EBITDA¹	334	360	(26)	-7.3%
Depreciation and Amortization	(8)	(9)	1	-10.1%
Financial Income (Expense)	(105)	(113)	9	-7.6%
<i>Financial Revenues</i>	10	12	(2)	-14.5%
<i>Financial Expenses</i>	(115)	(125)	10	-8.2%
Income Before Taxes	221	238	(17)	-7.0%
Income Tax / Social Contribution	(65)	(57)	(7)	12.8%
Net Income	156	180	(24)	-13.3%

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



3.4) SERVICES SEGMENT

3.4.1) Economic-Financial Performance

R\$ Million	1Q26	1Q25	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	331	329	2	0.7%
Net Operating Revenue	305	302	2	0.8%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(221)	(229)	8	-3.5%
EBITDA¹	83	73	10	14.0%
Depreciation and Amortization	(14)	(15)	0	-1.5%
Financial Income (Expense)	1	0	1	255.6%
<i>Financial Revenues</i>	4	3	1	25.0%
<i>Financial Expenses</i>	(3)	(3)	(0)	5.2%
Income Before Taxes	70	59	11	19.0%
Income Tax / Social Contribution	(16)	(12)	(4)	29.5%
Net Income	54	46	8	16.2%

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

The improvement in the Services segment's results is due to a reduction in PMSO (-R\$ 8 million) and an increase in operating revenue (+R\$ 2 million).



4) ATTACHMENTS

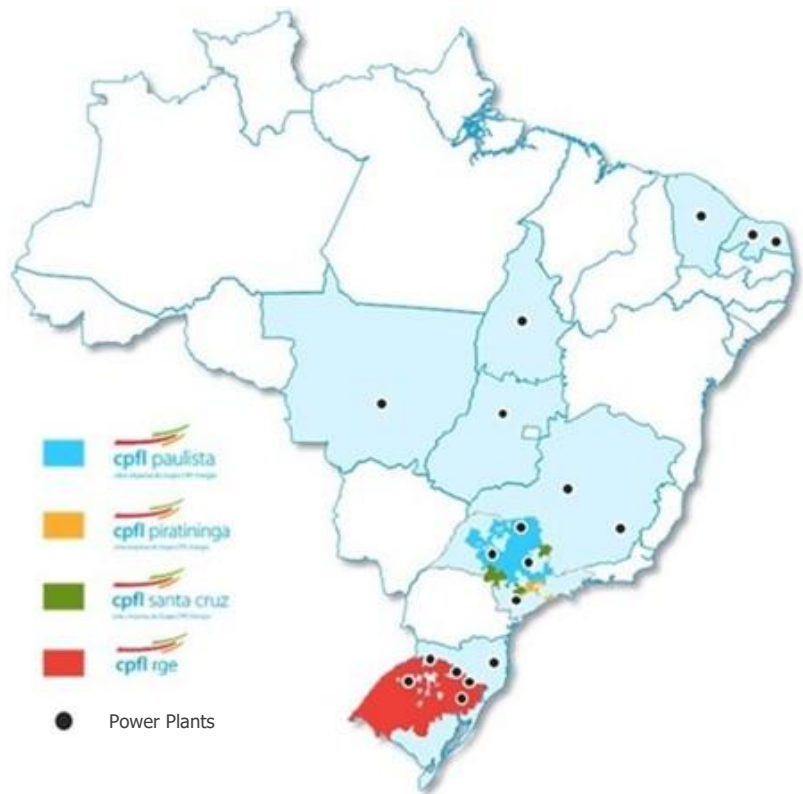
Company Profile and Corporate Structure

Company Operation

CPFL Energia operates in the Generation & Energy Management, Transmission, Distribution and Services segments.

CPFL is the largest distribution company in volume of energy sales, with 13% of the national market, serving approximately 10.9 million clients in 687 municipalities. With 4,072 MW of installed capacity, it is among the largest generators in the country, with 100% of its generation portfolio coming from renewable sources.

The group also has a relevant role in the transmission segment, with an installed capacity of 16.4 thousand MVA and more than 6,000 km of transmission lines. It also has a national operation through CPFL Soluções, providing solutions in energy management.



Growth Strategy

To learn about CPFL Energia's Strategic Planning and Competitive Advantages, visit the [IR website](#).

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](#).

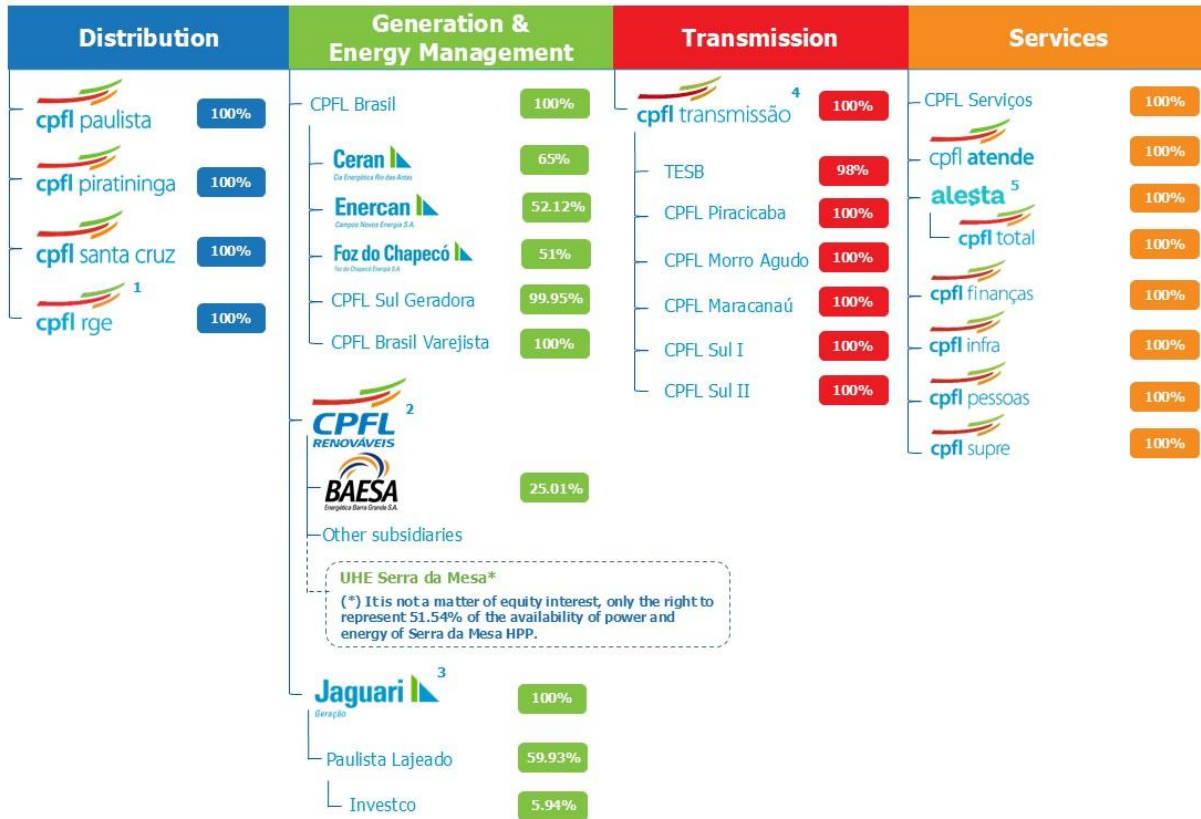


83.71%



Free Float

16.29%



Reference date: 03/31/2026

Notes:

- (1) CPFL RGE is controlled by CPFL Energia (89.0107%) and CPFL Brasil (10.9893%);
- (2) CPFL Renováveis is controlled by CPFL Energia (51.00%) and CPFL Brasil (49.00%);
- (3) Jaguari Geração holds 4.15% stake in the assured energy of the Luiz Eduardo Magalhães HPP;
- (4) CPFL Transmissão is controlled by CPFL Energia (51.00%) and CPFL Brasil (49.00%);
- (5) Alesta is controlled by CPFL Energia (99.99%) and by CPFL Brasil (0.01%).

Dividend Policy

CPFL Energia’s Dividend Distribution Policy establishes the guidelines, criteria and procedures for distributing dividends and interest on equity to the shareholders of the Company according to its cash generation, without compromising its growth and investment needs. The policy is available at the [IR website](#).

- Contents
- CPFL Energia
- Distribution
- Generation & Energy Management
- Transmission
- Services & Others
- Attachments



