

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

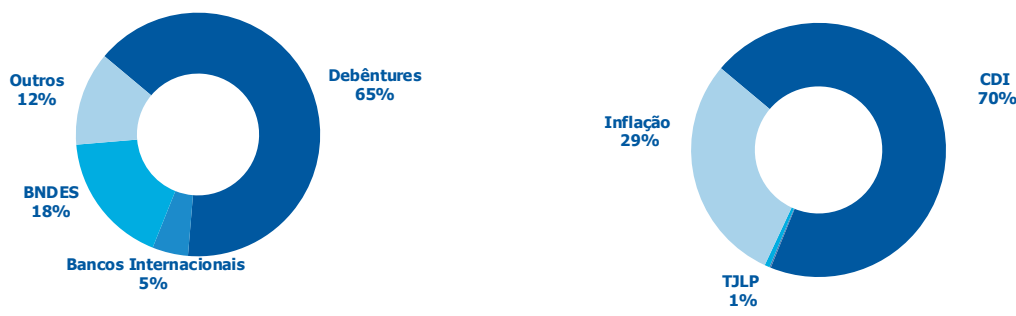
O crescimento do **Lucro Líquido** no trimestre reflete principalmente as menores **despesas financeiras líquidas** e uma menor alíquota efetiva (24,1% no 1T26 ante 32,5% no 1T25), por conta da dedutibilidade dos repasses de crédito tributário aos consumidores.

1.2) Endividamento

1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS

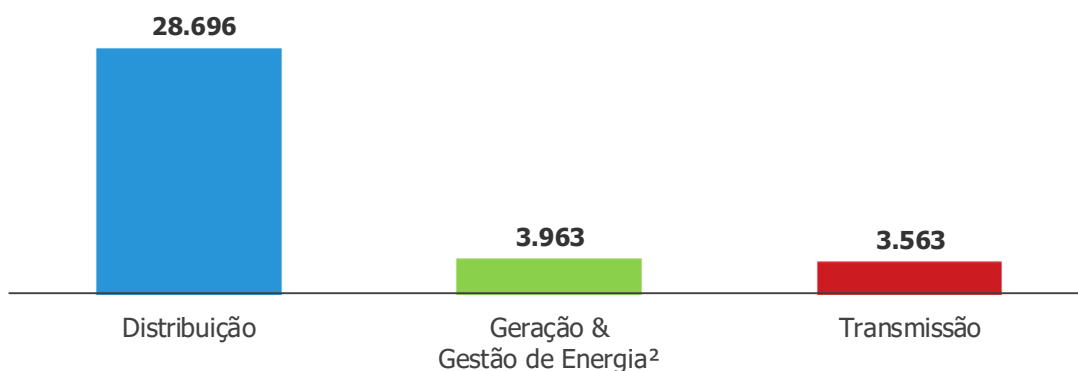
R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	36.222	30.536	(5.686)	18,6%
Disponibilidades	(5.752)	(4.048)	1.704	42,1%
Dívida Líquida	30.470	26.488	3.982	15,0%
Custo da Dívida	12,8%	14,0%	-	-8,4%

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

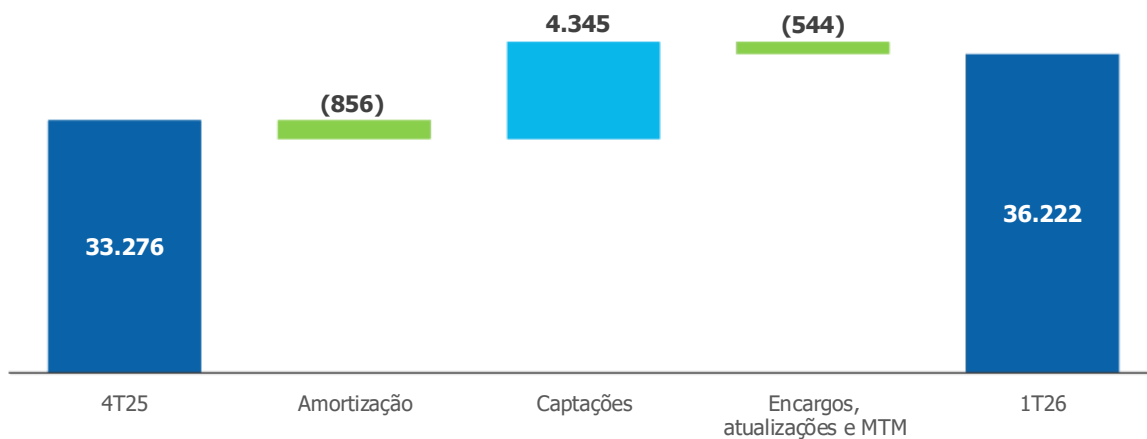


Notas:

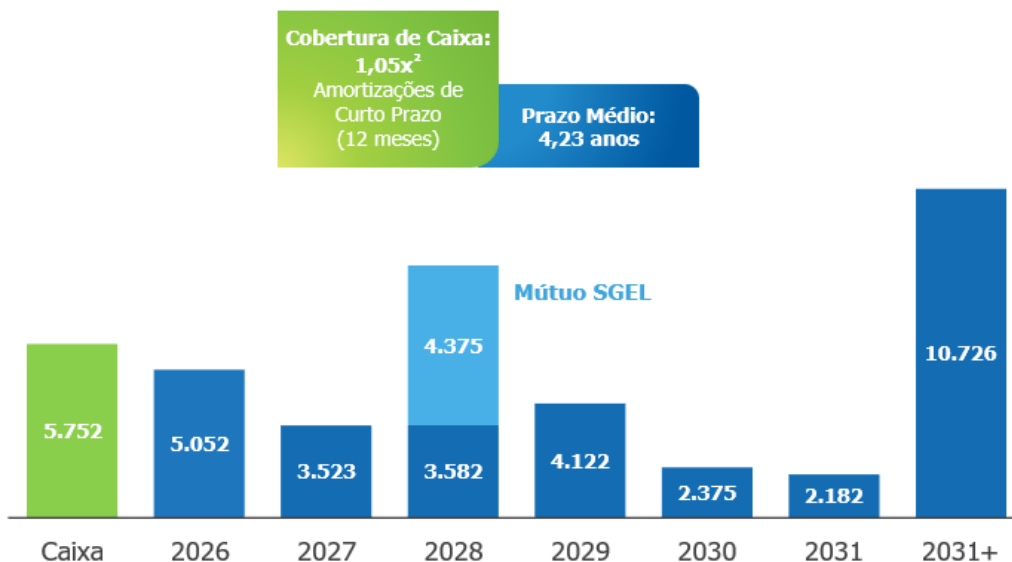
(1) Considera o principal da dívida, juros, derivativos e os mútuos com a SGEL;

(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:

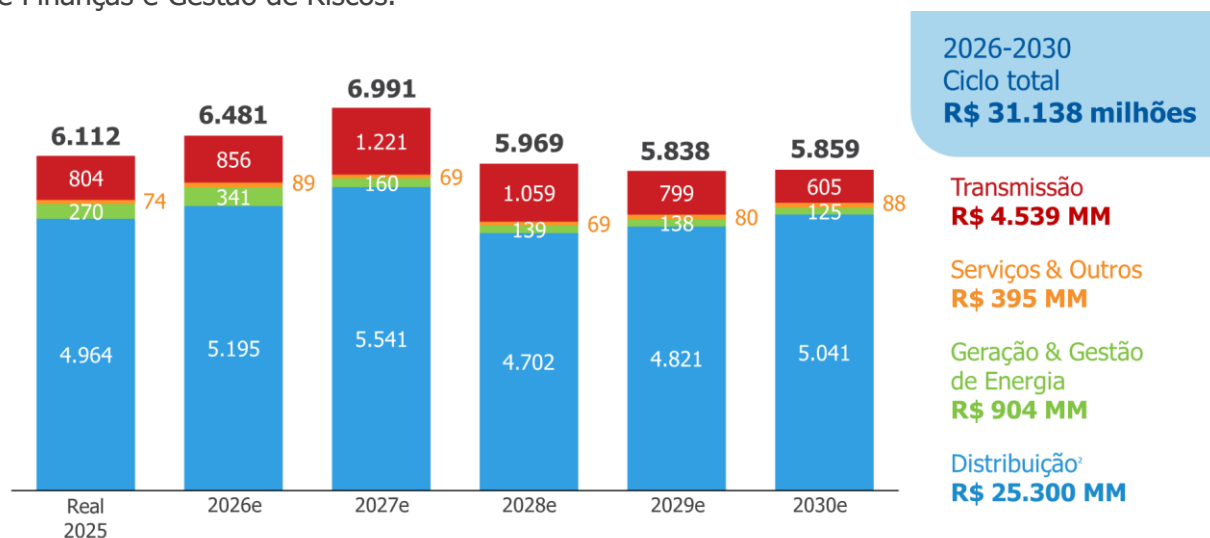
(1) Transmissoras não possuem ativos imobilizados, assim, considera-se a adição de ativos contratuais;

(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.

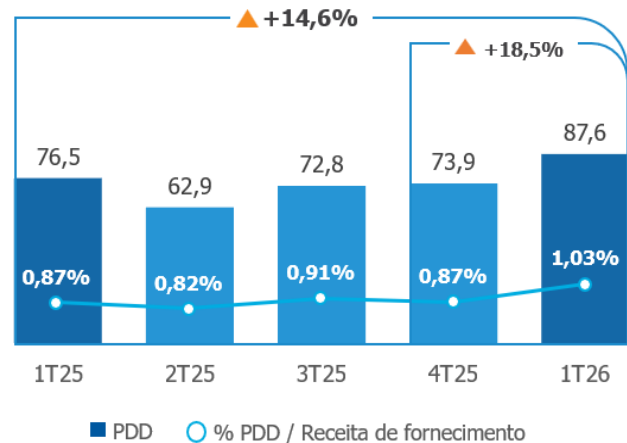
O resultado do trimestre pode ser explicado por uma menor quantidade de cortes realizados, em função da priorização de atendimentos de emergência e atividades comerciais e pela deterioração do cenário de endividamento das famílias no Brasil.

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.

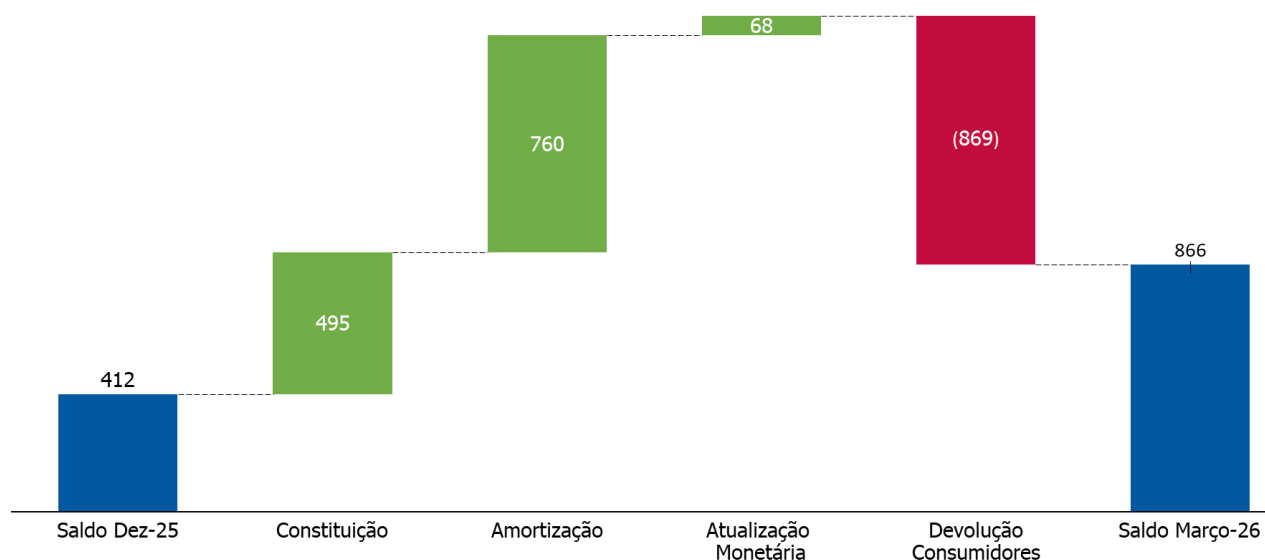
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

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

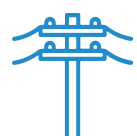
R\$ Milhões	1T26	1T25	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(818)	(748)	(70)	9,3%
Acréscimos e multas moratórias	117	123	(5)	-4,5%
Marcação a mercado	45	28	18	63,6%
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	68	(20)	88	-
Outras receitas e despesas	52	(14)	66	-
Resultado Financeiro	(535)	(631)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

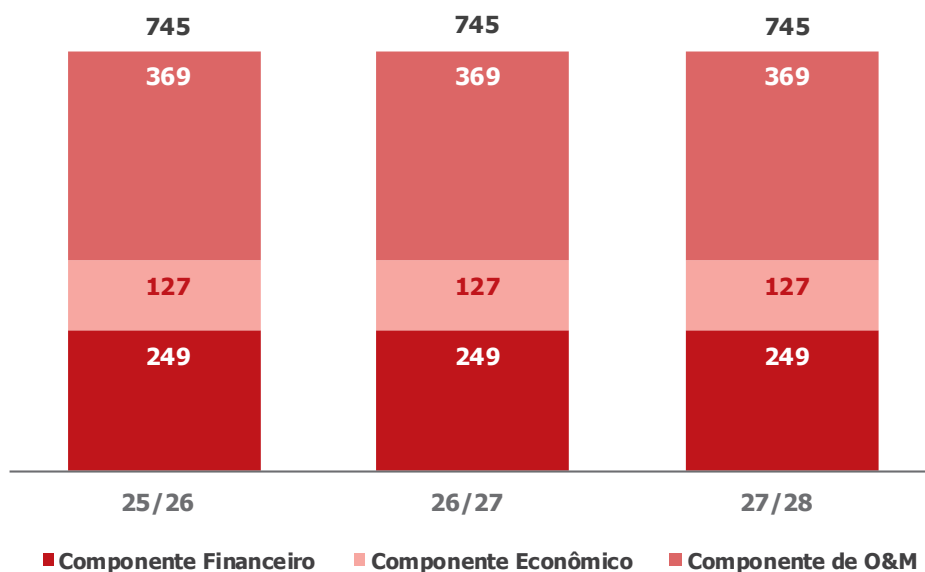
3.3.3) Temas Regulatórios

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	Trajectoria 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 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

* 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).



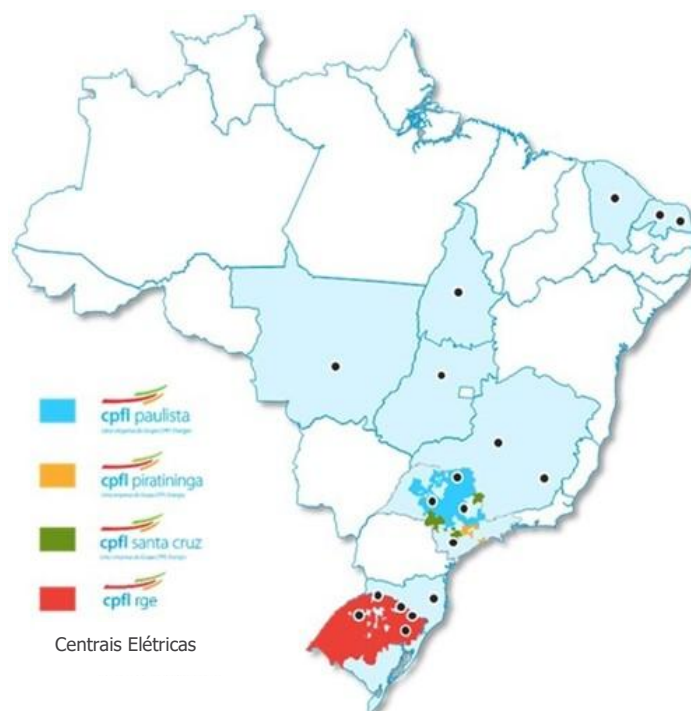
Perfil da Empresa e Estrutura Societária

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](#).

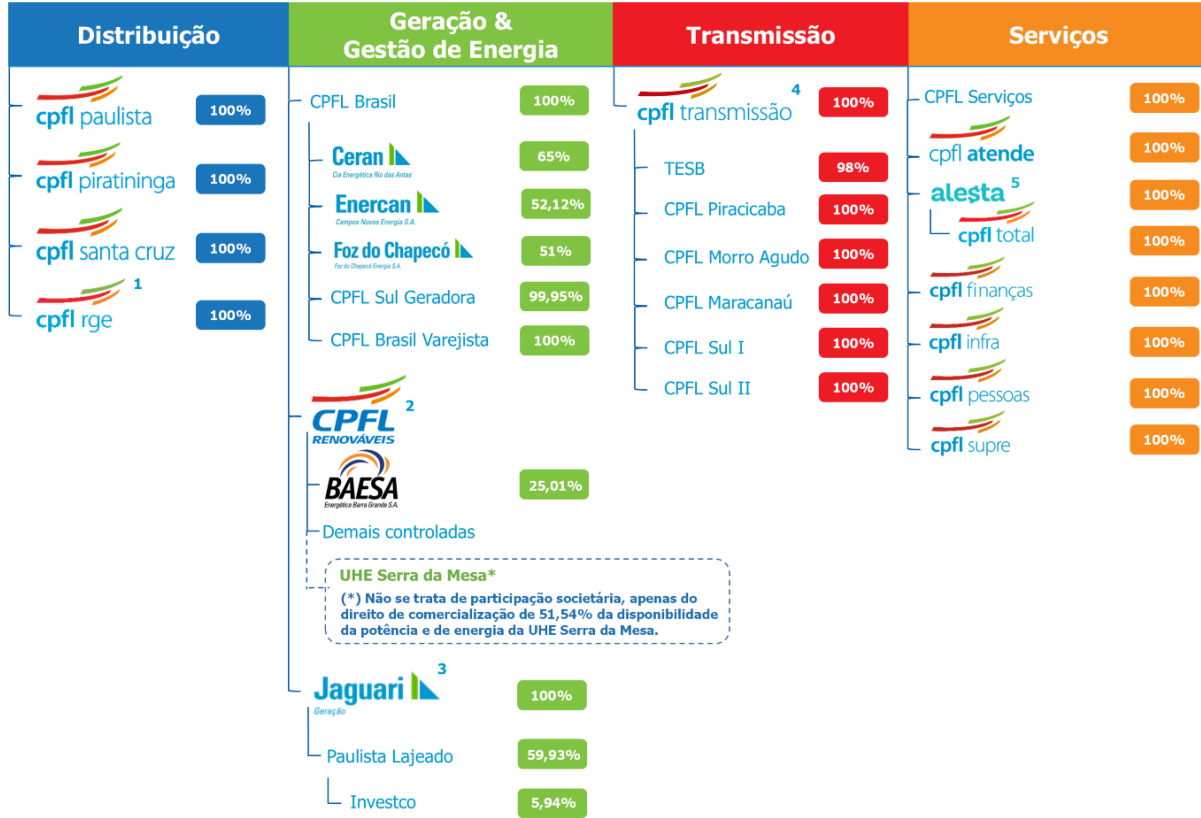


83,71%



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](#).

Índice

CPFL Energia

Distribuição

Geração & Gestão de Energia

Transmissão

Serviços & Outros

Anexos



