

RESULTADOS

2T26



Destaques 2T26

Desempenho operacional e comercial

RTP 2026

Sucesso na revisão tarifária do 6º ciclo

BRR atinge R\$ 19,9 bilhões

Estratégia comercial eficiente

Receita com modulação e preços entre submercados (hídricas):

R\$ 74,6 milhões

Mercado faturado (Copel DIS)

Expansão de 7,2%

Resultados financeiros

Ebitda recorrente

R\$ 1.612,6 milhões

+20,8% frente ao 2T25

Lucro Líquido Recorrente

R\$ 645,1 milhões

+42,6% vs 2T25

Capex

R\$ 957,2 milhões

no 2T26

Alavancagem Financeira

2,9x (dívida líquida sobre Ebitda) em 30.06.2026, alinhada aos novos parâmetros da estrutura ótima de capital

Remuneração ao acionista

Juros sobre Capital Próprio

R\$ 706 milhões

(R\$ 0,2377/ação), a serem pagos em 30.09.2026

Pagamento de dividendos

R\$ 1,35 bilhão, pagos em

30.06.2026, referentes aos dividendos anunciados em dez/25

Indicadores Financeiros



R\$ milhões

Destaques de Indicadores	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Ebitda (R\$ milhões)	1.993,8	1.582,8	26,0	3.901,6	3.319,3	17,5
Ebitda Recorrente (R\$ milhões)	1.612,6	1.335,0	20,8	3.367,2	2.838,2	18,6
Lucro Líquido (R\$ milhões)	1.047,5	573,6	82,6	1.741,5	1.238,2	40,6
Lucro Líquido Recorrente (R\$ milhões)	645,1	452,4	42,6	1.284,0	1.029,3	24,7
LPA - Lucro Líquido por ação (R\$) ¹	0,33	0,22	50,0	0,57	0,42	35,7
Rentabilidade do Patrimônio Líquido ²	4,3%	2,5%	1,8 p.p.	7,2%	5,4%	1,8 p.p.
Margem Ebitda	28,8%	25,4%	3,4 p.p.	27,9%	27,4%	0,5 p.p.
Margem Ebitda Recorrente	27,1%	24,7%	2,4 p.p.	27,3%	26,7%	0,6 p.p.
Margem Operacional Recorrente	9,3%	10,6%	-1,3 p.p.	11,5%	12,0%	-0,5 p.p.
Valor Patrimonial por Ação (R\$) ³	8,13	7,78	4,5	8,13	7,78	4,5
Endividamento do PL ⁴	81,4%	77,1%	4,3 p.p.	81,4%	77,1%	4,3 p.p.
Liquidez Corrente	1,3	1,0	30,0	1,3	1,0	30,0
Alavancagem	2,9x	2,9x ⁵	—	2,9x	2,9x ⁵	—

¹ Lucro Líquido atribuído aos acionistas da empresa controladora/ações em circulação. ² Considera o Patrimônio Líquido do final do período. ³ PL do final do período/ações em circulação. ⁴ Dívida Líquida/PL do final do período. ⁵ Exclui efeito da aquisição de 70% da UHE Baixo Iguaçu. Valores sujeitos a arredondamentos.



Webcast de Resultados

06 de agosto de 2026
10h BRT

[Link de acesso](#)





Sumário

1 Resultado Consolidado	3
1.1 Ebitda	3
1.2 Receita Operacional	4
1.3 Custos e Despesas Operacionais	5
1.4 Resultado de Equivalência Patrimonial	8
1.5 Resultado Financeiro	8
1.6 Resultado Líquido Consolidado	9
1.7 Endividamento e Alavancagem	10
2 Investimentos	12
3 Copel Geração e Transmissão	13
3.1 Desempenho Econômico-Financeiro	13
3.1.1 Ebitda	13
3.1.2 Custos Gerenciáveis (PMSO) Recorrentes	14
3.1.3 Lucro Líquido Recorrente	15
3.1.4 Efeito IFRS no segmento Transmissão	16
3.2 Desempenho Operacional	17
3.2.1 Geração	17
3.2.2 Transmissão	18
4 Estratégia de Comercialização	20
4.1 Contexto comercial	20
4.2 Desempenho Comercial	20
5 Copel Distribuição	23
5.1 Desempenho Econômico-Financeiro	23
5.1.1 Ebitda	23
5.1.2 Custos Gerenciáveis (PMSO) Recorrentes:	24
5.1.3 Lucro Líquido Recorrente	25
5.2 Desempenho Operacional	26
5.2.1 Mercado Fio (TUSD)	26
5.2.2 Mercado Cativo	26
5.2.3 Dados Operacionais	26
5.2.4 Revisão Tarifária Periódica (destaques)	28
6 Performance ESG	29
6.1 ESG na estratégia da Copel	29
6.2 Destaques recentes	30
6.3 Indicadores	30
6.4 Avaliações, Classificações e Índices	31
7 Outros destaques do período	32
8. Anexos	36



1 Resultado Consolidado

O Resultado Consolidado é composto pela combinação dos negócios da Copel (Holding), Copel Geração e Transmissão (Copel GeT), Copel Distribuição (Copel DIS), Copel Comercialização (Copel COM) e outras participações societárias¹. As análises a seguir referem-se ao segundo trimestre de 2026 (2T26) em comparação com o mesmo período de 2025 (2T25). Os valores apresentados neste documento estão expressos em milhares de reais (R\$), exceto quando indicado o contrário. Eventuais divergências na soma de valores ou nas variações percentuais decorrem de critérios de arredondamento.

1.1 Ebitda

A Copel registrou **Ebitda Recorrente² de R\$ 1.612,6 milhões no 2T26**, representando uma expansão de 20,8% frente aos R\$ 1.335,0 milhões reportados no 2T25.

Este desempenho sólido reflete o avanço contínuo das sinergias operacionais, a rigorosa disciplina na alocação de capital e o posicionamento comercial estratégico adotados pela Companhia. O Ebitda Recorrente Consolidado do período foi impulsionado, principalmente, pelo crescimento do Ebitda recorrente dos segmentos de distribuição (Copel DIS), que apresentou alta de 34,5% (+R\$ 196,3 milhões), e de geração e transmissão (Copel GeT), com avanço de 10,1% (+R\$ 76,8 milhões).

Destaque de desempenho por segmento no 2T26:

Copel DIS (Distribuição)

O Ebitda Recorrente da Copel DIS apresentou aumento de 34,5% (+R\$ 196,3 milhões) em relação ao 2T25. Esse resultado foi impulsionado, principalmente:

- **Mercado-fio faturado:** Aumento de 7,2% entre os períodos analisados, em decorrência do aquecimento da atividade econômica na área de concessão, temperaturas mais elevadas no início do trimestre e expansão contínua da base de clientes;
- **Reajuste Tarifário Anual (RTA):** Aplicação de efeito tarifário em junho de 2025, que gerou impacto médio positivo de 1,3% na parcela B. *(Mais detalhes disponíveis na seção 5.1.1).*

Copel GeT (Geração e Transmissão)

O Ebitda Recorrente da Copel GeT atingiu R\$ 838,2 milhões no 2T26, crescimento de 10,1% (+R\$ 76,8 milhões) comparado ao 2T25. O desempenho reflete principalmente a combinação dos fatores listados a seguir:

- **Receita de Transmissão:** Incremento de R\$ 70,2 milhões na Receita de Disponibilidade de Rede (ajustada pelo efeito do IFRS), decorrente da incorporação integral da Transmissora Mata de Santa Genebra S.A. (MSG) e do aumento médio de 2,2% na Receita Anual Permitida (RAP) das transmissoras para o ciclo 2025-2026 (ex-MSG);
- **Contratos Bilaterais:** Acréscimo de R\$ 83,7 milhões na Receita de Suprimento de Contratos Bilaterais, impulsionado pela alta de 6,4% no preço médio de venda de energia do portfólio da geradora, o que compensou a redução de 7,8% no volume físico comercializado;

¹ Copel Serviços, Elejor e demais participações em ativos de geração.

² Excluídos itens não recorrentes, valor justo da compra e venda de energia (Marcação a Mercado - MTM) na Copel Comercialização, valor novo de reposição pelo ajuste a valor presente do ativo indenizável (VNR) da Copel Distribuição, equivalência patrimonial e efeitos do IFRS sobre ativos de contratos de transmissão.



- **Energia Comprada para Revenda:** Redução de R\$ 6,4 milhões nos custos com Energia Comprada para Revenda, impulsionada pelas condições hídricas favoráveis no trimestre.

Esse desempenho positivo do segmento de GeT foi parcialmente mitigado por:

- **Mercado de Curto Prazo (MCP):** Redução de R\$ 35,2 milhões na CCEE, afetada pelo resultado de transações realizadas no MCP e pelo menor impacto da modulação do portfólio hidrelétrico frente ao 2T25;
- **Desvio de Geração (Curtailment):** Impacto negativo de R\$ 34,8 milhões (+155,9%) devido a restrições operacionais determinadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que elevaram o índice de corte de geração de 15,7% no 2T25 para 23,7% no 2T26. *(Mais detalhes disponíveis na seção 3.1.1).*

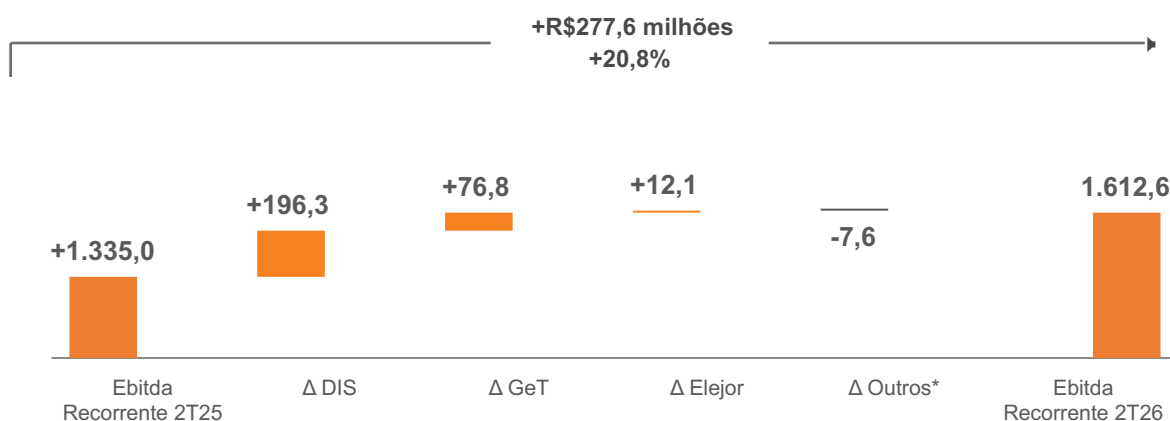
Centrais Elétricas Rio Jordão (Elejor)

Aumento de R\$ 12,1 milhões no Ebitda Recorrente da Elejor em relação ao 2T25, totalizando R\$ 29,1 milhões, estimulado pela expansão do volume de energia comercializada em contratos bilaterais no período e pelo melhor preço médio de venda de energia praticado no trimestre.

Os itens não recorrentes considerados para o cálculo do Ebitda Recorrente estão demonstrados na tabela a seguir:

	R\$ milhões					
Ebitda Recorrente	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Ebitda	1.993,8	1.582,8	26,0	3.901,6	3.319,3	17,5
(-/+) Valor justo na compra e venda de energia (MTM)	(11,4)	(61,2)	(81,4)	(59,3)	(67,9)	(12,7)
(-/+) Provisão/Reversão indenização PDV	—	—	—	18,9	21,0	(10,0)
(-/+) Alienação ativos/descruzamento	—	(200,6)	—	—	(310,4)	—
(-/+) Equivalência Patrimonial	(55,9)	(64,3)	(13,1)	(125,7)	(164,7)	(23,7)
(-/+) Valor Novo de Reposição - VNR	(288,7)	(11,7)	2.367,5	(308,8)	(35,7)	765,0
(-/+) Efeito IFRS (Receita Transmissão Societária/Regulatória)	(25,2)	90,0	—	(59,5)	76,6	—
Ebitda Recorrente	1.612,6	1.335,0	20,8	3.367,2	2.838,2	18,6

| Ebitda Recorrente Consolidado (R\$ milhões)



*Inclui Ebitda da Holding, Copel Comercialização, Copel Serviços e eliminações e reclassificações entre empresas do grupo.

1.2 Receita Operacional

A Receita Operacional Líquida recorrente totalizou **R\$ 5.960,7 milhões no 2T26**, apresentando um **crescimento de 10,4%** em comparação aos R\$ 5.401,2 milhões registrados no 2T25. Esta métrica desconsidera os efeitos do IFRS no segmento de transmissão de energia, o Valor Justo do Ativo



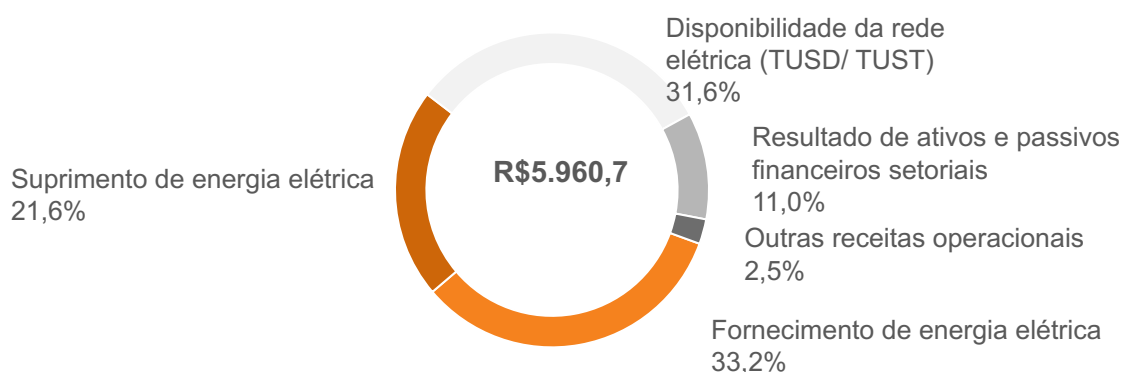
Indenizável/Valor Novo de Reposição (VNR), o ajuste ao valor justo dos contratos de compra e venda de energia (MTM), a receita de construção da Copel DIS e eventuais efeitos não recorrentes. Este desempenho positivo foi impulsionado, principalmente, pelos aumentos detalhados abaixo:

- I. **Receita com Disponibilidade da Rede Elétrica: R\$ 262,7 milhões (+16,2%)**, influenciado pelo crescimento do mercado fio da Copel DIS (+7,3%) e pela maior receita com transmissão da Copel GeT, ajustado pelo efeito do IFRS, devido, principalmente, à incorporação da MSG com adicional de R\$ 73,1 milhões e aumento médio de 2,2% na RAP das transmissoras com participação 100% da Copel GeT para o ciclo 2025-2026, ex-MSG;
- II. **Receita de Suprimento de Energia Elétrica: R\$ 147,0 milhões (+12,9%)**, impulsionado pelo crescimento de 13,5% na venda de energia em contratos bilaterais na Copel COM. Este resultado foi parcialmente compensado pelo aumento de 155,9% (+R\$ 34,8 milhões) no desvio de geração nos complexos eólicos em função do *Curtailment* mais elevado no 2T26 e pela redução de 61,9% na liquidação de energia da Copel DIS na CCEE;
- III. **Resultado de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (CVA): R\$ 77,7 milhões (+13,5%)**, consequência da aderência da cobertura tarifária em relação aos custos com a Parcela A, em especial com energia comprada para revenda e devolução do PIS/COFINS aos consumidores da Copel DIS no período; e
- IV. **Receita de Fornecimento de Energia: R\$ 68,4 milhões (+3,6%)**, reflexo do aumento de 2,3% do mercado cativo faturado na Copel DIS, parcialmente compensado pela redução de 19,5% na venda de energia para consumidores livres na Copel COM.

O quadro a seguir apresenta a conciliação da Receita Operacional:

	R\$ milhões					
Receita Operacional	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Receita Operacional Líquida	6.918,1	6.225,2	11,1	13.985,8	12.117,2	15,4
(-) VNR	288,7	11,7	2.367,5	308,8	35,7	765,0
(-) Receita com Construção da Copel DIS	567,1	786,7	(27,9)	1.089,8	1.371,3	(20,5)
(-) Valor justo na compra e venda de energia	11,4	61,2	(81,4)	59,3	67,9	(12,7)
(-/+) Receita Transmissão (Efeito IFRS)	(90,2)	35,6	—	(180,8)	(28,3)	538,9
Receita Operacional Líquida Recorrente	5.960,7	5.401,2	10,4	12.347,1	10.614,0	16,3

| Receita operacional líquida



1.3 Custos e Despesas Operacionais

No 2T26, os Custos e Despesas Operacionais Recorrentes, excluindo custo com construção, totalizaram **R\$ 4.754,3 milhões, acréscimo de 7,4%** em comparação aos R\$ 4.427,5 milhões



registrados no 2T25. O principal vetor de custo no trimestre foi a energia comprada para revenda (59,4% do total), seguida pelos encargos setoriais (15,1%), despesas com PMSO (14,8%) e outras despesas operacionais (10,7%).

| Breakdown dos Custos e Despesas



As principais variações nos custos e despesas operacionais no período são:

- I. **Energia elétrica comprada para revenda:** Aumento de **R\$ 259,8 milhões (+10,1%)**, decorrente, principalmente: i. do acréscimo de R\$ 136,4 milhões na compra de energia pela Copel DIS, com destaque para o maior volume proveniente do sistema de geração distribuída (+R\$ 150,5 milhões); e ii. da alta de R\$ 184,1 milhões (+17,7%) na Copel COM, essencialmente, pela aquisição de energia elétrica em contratos bilaterais. Este resultado foi parcialmente compensado pelas eliminações e reclassificações entre empresas do grupo, com aumento de R\$ 49,5 milhões, principalmente relacionadas às aquisições de energia da Copel COM do portfólio da Copel GeT;
- II. **Depreciação e Amortização:** Acréscimo de **R\$ 45,0 milhões (+12,5%)**, reflexo direto do aumento na base de ativos imobilizados em serviço, fruto do avanço do programa de investimentos do grupo, com maior concentração na Copel DIS;
- III. **Provisões e Reversões:** Aumento de **R\$ 22,6 milhões (+26,9%)**, devido, principalmente: i. a maiores Perdas Esperadas com Crédito e Liquidação Duvidosa (PECLD) no montante de R\$ 17,0 milhões, concentradas na Copel DIS (+R\$ 15,3 milhões); e ii. do incremento de R\$ 2,8 milhões nas provisões para litígios; e
- IV. **Encargos de Uso da Rede Elétrica:** Elevação de **R\$ 5,8 milhões (+0,8%)**, principalmente pelo aumento dos encargos de Rede Básica na Copel DIS.

Esses aumentos nos custos e despesas foram parcialmente compensados pela redução de **R\$ 6,5 milhões (-0,9%)** com Custos Gerenciáveis (PMSO). Esse desempenho positivo decorre da **redução de R\$ 35,1 milhões (-32,7%)** em *Outros custos e despesas operacionais*, essencialmente nas Perdas com Desativação de Bens da Copel DIS e menor despesa com taxa de arrecadação de faturas, efeito que compensou as seguintes pressões de alta no PMSO:

- I. **Serviços de Terceiros:** elevação de **R\$ 10,3 milhões (+3,7%)**, concentrada na **Copel DIS** e direcionada a atividades de manutenção do sistema de distribuição de energia com foco no cumprimento das metas dos indicadores regulatórios de qualidade (DEC/FEC);



- II. **Previdência e Assistência:** aumento de **R\$ 6,6 milhões (+11,5%)** em razão da atualização dos índices de reajustes para benefícios e contribuições previdenciárias realizada em dezembro de 2025;
- III. **Pessoal:** acréscimo de **R\$ 6,2 milhões (+2,6%)**, influenciado, principalmente, pelo reajuste salarial de 5,1% do Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC) conforme o Acordo Coletivo de Trabalho (ACT) 2025, parcialmente compensado pela redução na provisão de PLR em função da atualização metodológica dos critérios de elegibilidade; e
- IV. **Materiais:** crescimento de **R\$ 5,4 milhões (+24,7%)**, com incremento direcionado sobretudo à aquisição de componentes elétricos **na Copel GeT**, essencialmente para ativos eólicos.

A Tabela abaixo apresenta os custos gerenciáveis com comparativo entre trimestres e acumulado no ano:

R\$ milhões

Custos Gerenciáveis Recorrentes*	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Pessoal e administradores	248,6	242,4	2,6	512,4	491,6	4,2
Planos previdenciário e assistencial	64,7	58,0	11,6	130,8	119,0	9,9
Material	27,3	21,9	24,7	53,2	44,9	18,5
Serviços de terceiros	289,0	278,7	3,7	545,0	561,0	(2,9)
Outros custos e despesas operacionais	72,3	107,4	(32,7)	192,3	217,0	(11,4)
TOTAL	701,9	708,4	(0,9)	1.433,7	1.433,5	—

*Desconsidera efeitos dos seguintes itens não recorrentes: Pessoal - Reversão/provisão Indenização PDV; e Outros - alienação de ativos/Descruzamento.

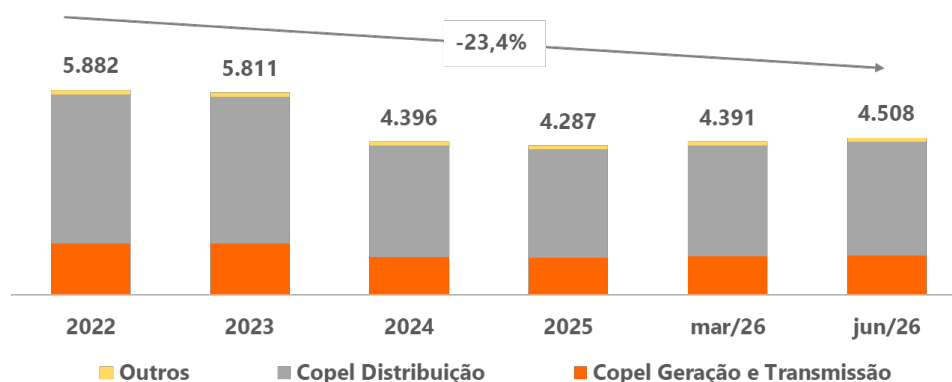
Neutralizando os efeitos das provisões relacionadas ao Prêmio Por Desempenho (PPD), Participação nos Lucros e Resultados (PLR) e Incentivos de Longo Prazo (ILP), verifica-se um aumento de R\$ 2,1 milhões (+1,1%) nos custos com pessoal e administradores no comparativo trimestral. Essa variação decorre, essencialmente, do reajuste salarial de 5,1% decorrente do ACT 2025 (vigente a partir de outubro de 2025), que foi parcialmente compensado pelas sinergias de pessoal e otimização de posições no período. Descontada a inflação acumulada de 4,3% medida pelo INPC entre julho de 2025 e junho de 2026, a Companhia registrou uma redução real de aproximadamente 3,1% nessa linha de custos.

R\$ milhões

Custo Recorrente com Pessoal	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Pessoal e administradores	248,6	242,4	2,6	512,4	491,6	4,2
(-/+) Participação nos lucros/resultados, PPD e ILP	(52,9)	(48,8)	8,4	(126,1)	(94,2)	33,9
TOTAL	195,7	193,6	1,1	386,3	397,4	(2,8)



| Evolução do quadro de pessoal



Observação: para fins de apuração, foram considerados os empregados efetivos e os participantes do Programa de Menores Aprendizizes.

1.4 Resultado de Equivalência Patrimonial

O resultado de Equivalência Patrimonial das coligadas e empreendimentos controlados em conjunto totalizou **R\$ 55,9 milhões no 2T26**, apresentando redução de 13,1% em relação aos R\$ 64,3 milhões registrados no mesmo período do ano anterior.

Essa variação decorre, essencialmente, da mudança no método de consolidação da Transmissora Mata de Santa Genebra S.A. (MSG). Com a assunção do controle acionário, os resultados da MSG, que no 2T25 contribuíram com R\$ 7,5 milhões nessa linha, passaram a ser consolidados linha a linha nas demonstrações financeiras da Companhia a partir de junho de 2025, gerando impacto positivo direto no Ebitda operacional e deixando de compor a equivalência patrimonial.

Excluindo o efeito da consolidação da MSG para fins de comparabilidade (visão *pro forma*), o resultado de equivalência patrimonial das demais participações apresentou um decréscimo de 1,6%, passando de R\$ 56,8 milhões no 2T25 para R\$ 55,9 milhões no 2T26.

1.5 Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro Líquido Recorrente foi negativo em R\$ 653,3 milhões no 2T26, comparado ao resultado negativo de R\$ 401,9 milhões reportado no 2T25. Este montante desconsidera o efeito não recorrente de R\$ 284,4 milhões na Receita Financeira, decorrente da repactuação do Uso do Bem Público (UBP) da Elejor. A variação no Resultado Financeiro recorrente é explicada principalmente por:

- I. Aumento de R\$ 195,0 milhões (+32,0%) nas Despesas com Encargos da Dívida, decorrente do maior saldo médio de endividamento no período, reflexo das captações recentes destinadas ao financiamento do plano de investimentos da Companhia; e
- II. Acréscimo de R\$ 63,2 milhões em Despesa Financeira relativo ao PIS/COFINS sobre Juros sobre Capital Próprio (JCP), em função do repasse dos proventos das subsidiárias para a Holding, no trimestre.



R\$ milhões

Resultado Financeiro Recorrente	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Receitas Financeiras ¹	505,5	375,3	34,7	838,4	673,0	24,6
Despesas Financeiras	(1.158,8)	(777,2)	49,1	(1.981,3)	(1.521,4)	30,2
Resultado Financeiro Total	(653,3)	(401,9)	62,5	(1.142,9)	(848,4)	34,6

¹Desconsidera efeitos da repactuação do UBP da Elejor no montante de R\$ 284,4 milhões.

1.6 Resultado Líquido Consolidado

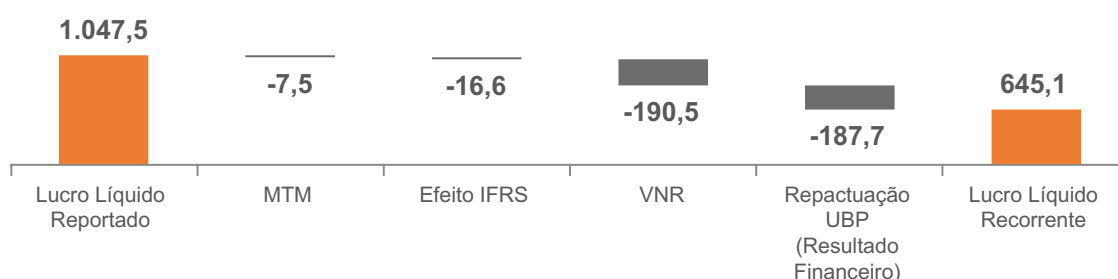
A Copel registrou **Lucro Líquido Reportado de R\$ 1.047,5 milhões no 2T26**, frente aos R\$ 573,6 milhões no 2T25, um **aumento de 82,6%**. Esse resultado é explicado, principalmente, pelos seguintes fatores:

- melhor desempenho operacional com Ebitda Reportado de R\$ 1.993,8 (+26,0%), ante o Ebitda de R\$ 1.582,8 milhões no 2T25;
- redução de R\$ 74,9 milhões no pagamento de tributos como resultado, essencialmente, do benefício fiscal decorrente da declaração de JCP realizada no 2T26, evento que não ocorreu no mesmo trimestre do ano anterior; e
- aumento de R\$ 33,0 milhões no Resultado Financeiro Reportado, em função do efeito positivo de R\$ 284,4 milhões nas Receitas Financeiras, decorrente da repactuação do Uso de Bem Público (UBP) da Elejor.

Este resultado foi parcialmente compensado por maiores despesas com Depreciação e Amortização (-R\$ 45,0 milhões) como efeito da maior base de ativos, dado o crescimento do capital investido entre os períodos, em especial, na Copel DIS.

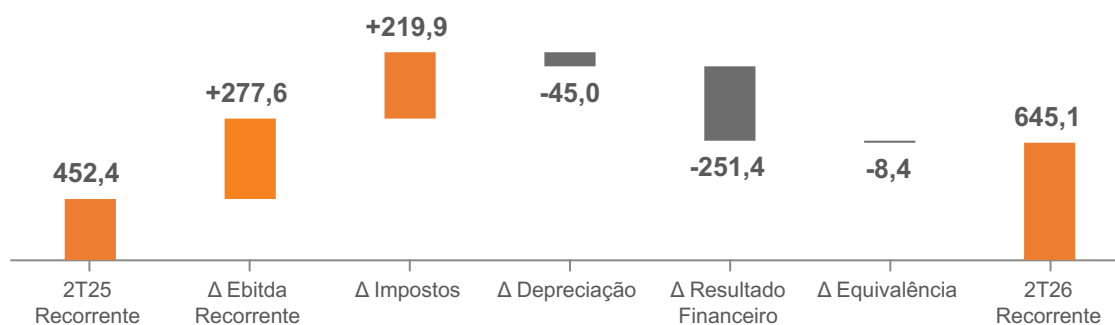
Os principais ajustes do lucro líquido no 2T26 foram:

| Reconciliação Lucro Líquido Recorrente do 2T26 (R\$ milhões)



Desconsiderando-se os efeitos não recorrentes e fatores sem impacto caixa — como VNR, MTM e ajustes de IFRS nas transmissoras — o **Lucro Líquido Recorrente apresentou crescimento de 42,6% em relação ao 2T25, alcançando R\$ 645,1 milhões**. Esse desempenho foi impulsionado pelo aumento do Ebitda Recorrente com acréscimo de R\$ 277,6 milhões e menor pagamento de tributos com efeito positivo de R\$ 219,8 milhões em virtude, essencialmente, da declaração de JCP em 15 de abril de 2026, com data de pagamento em 30 de setembro de 2026. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo menor Resultado Financeiro Líquido de R\$ 251,4 milhões (conforme detalhado no item 1.5), maiores despesas com depreciação e amortização de R\$ 45,0 milhões, em função da maior base de ativos, e queda na Equivalência Patrimonial de R\$ 8,4 milhões (conforme detalhado no item 1.4).

| Evolução do Lucro Líquido Recorrente (R\$ milhões)



1.7 Endividamento e Alavancagem

O total da Dívida Consolidada da Copel em 30 de junho de 2026 foi de R\$ 23.484,2 milhões, variação de +17,2% em relação ao montante registrado em 31 de dezembro de 2025, de R\$ 20.038,9 milhões. A tabela e os gráficos a seguir demonstram o endividamento da Copel e suas subsidiárias em 30 de junho de 2026.

| Dívida por Subsidiária

R\$ milhões

Gerenciamento de Capital	Copel GeT ²	Copel DIS	Outras ³	Total
Dívida Total ¹	7.967,2	10.743,8	4.773,2	23.484,2
Disponibilidade	819,1	808,9	2.205,0	3.833,0
Dívida Líquida Ajustada	7.148,1	9.934,9	2.568,2	19.651,2
Alavancagem				2,9x
Duration (anos)	3,4	3,7	5,4	3,7

¹ Considera efeito de swap sobre debêntures.

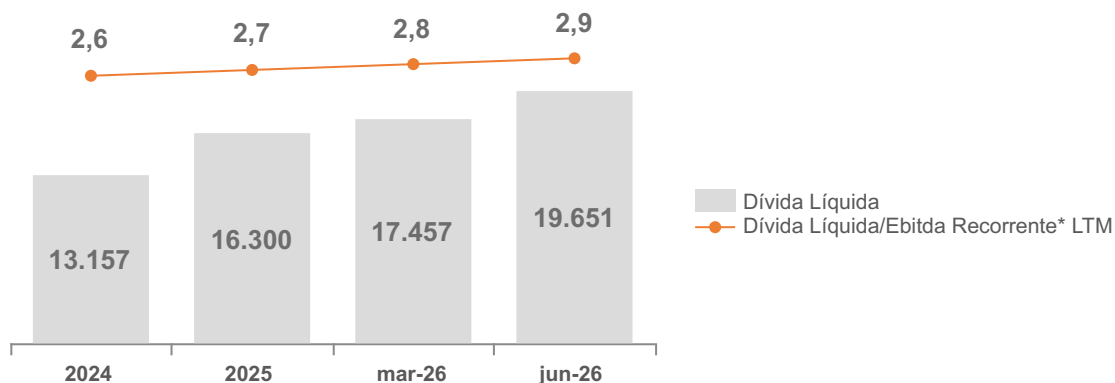
² Considerada Copel Geração e Transmissão S.A. (controladora).

³ Inclui Copel Serviços, complexos eólicos (Brisa Potiguar, São Bento, Cutia, Jandaíra, Vilas, Aventura e SRMN) e transmissoras (Costa Oeste, Marumbi e Mata de Santa Genebra).

Em 30 de junho de 2026, a alavancagem consolidada da Companhia atingiu 2,9x, refletindo uma Dívida Líquida de R\$ 19.651,2 milhões. O indicador apresentou aumento de 0,2x em relação aos 2,7x registrados ao final de 2025. Na comparação com o encerramento do 2T25, quando a alavancagem também era de 2,9x (desconsiderando os efeitos da aquisição de 70% da UHE Baixo Iguaçu), o nível de alavancagem permaneceu estável. O indicador se mantém em nível confortável e dentro dos parâmetros definidos pela estrutura ótima de capital da Companhia, que estabelece o centro da meta em 2,9x e intervalo (banda) de flutuação entre 2,6x e 3,2x, com convergência para 2,9x em até 48 meses, conforme atualização dos parâmetros que orientam a estrutura ótima de capital e a Política de Dividendos publicada em Fato Relevante de 15 de julho de 2026.



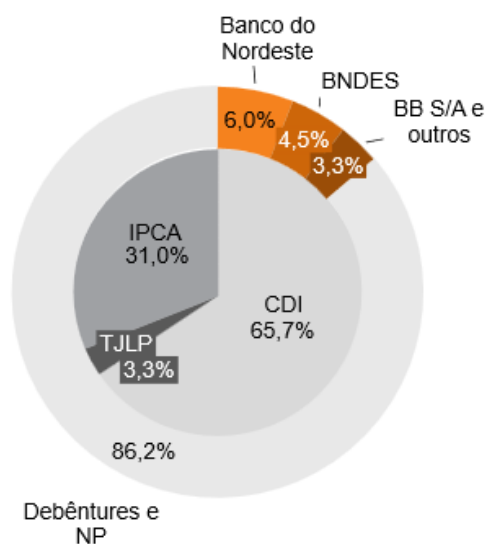
| Dívida Líquida ajustada/Ebitda Ajustado



*sem equivalência patrimonial, considera operações descontinuadas e exclui efeitos de Impairment, indenização PDV, MTM, repactuação GSF, perdas na desativação de bens e ganhos na alienação de ativos/descruzamento.

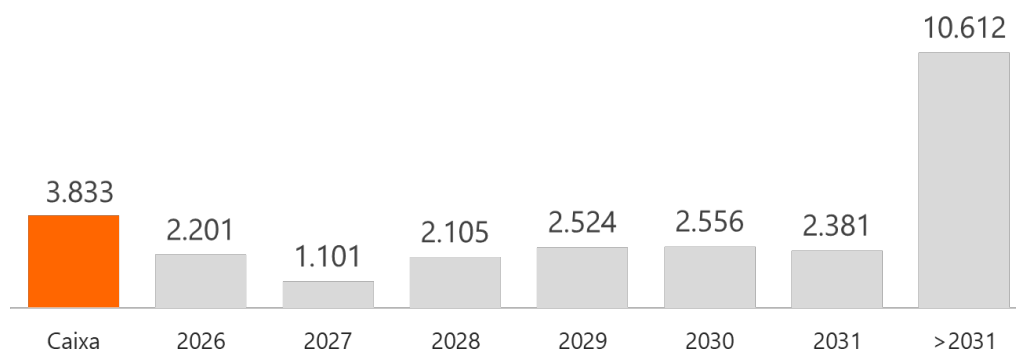
O custo médio da dívida em taxa nominal em 30.06.2026 atingiu 12,92% (vs. 13,07% em 31.12.2025), o que equivale a 91,33% do CDI (ou 87,74% do CDI em 31.12.2025). Em comparação com a taxa nominal em 30.06.2025 de 13,54% (90,88% do CDI), o custo médio da dívida reduziu 62 *basis points* (bps).

| Composição e Indexadores da Dívida



| Amortização (R\$ milhões)

Prazo Médio: 5,2 anos (vs. 4,9 anos em 2025)





2 Investimentos

No 2T26, o montante realizado do programa de investimentos totalizou R\$ 957,2 milhões, sendo 50,1% pela Copel DIS e 49,9% pela Copel GeT, Copel COM e Copel Holding. Destacamos os investimentos iniciais de R\$ 317,9 milhões para ampliação da capacidade instalada das UHEs Governador Bento Munhoz (Foz do Areia - FDA) e Governador Ney Braga (Segredo), no âmbito do Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) realizado em 18 de março de 2026.

R\$ milhões

Subsidiária / SPE	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Copel Distribuição	479,1	881,1	(45,6)	917,7	1.477,7	(37,9)
Copel Geração e Transmissão	476,4	92,5	415,0	617,7	173,2	256,6
Geração	371,5	25,7	1.345,5	430,2	46,2	831,2
Hidrelétricas	34,4	12,0	186,7	77,9	20,7	276,3
Eólica	19,2	13,6	41,2	34,4	25,5	34,9
LRCAP	317,9	—	—	317,9	—	—
Transmissão	90,8	64,7	40,3	164,2	113,6	44,5
Melhorias/Reforço ¹	87,8	62,5	40,5	160,2	108,3	47,9
Outros Investimentos	3,0	2,2	36,4	4,0	5,3	(24,5)
Demais projetos GeT ²	14,1	2,1	571,4	23,3	13,4	73,9
Holding	1,2	1,0	20,0	2,6	1,2	116,7
Copel Comercialização	0,2	0,2	—	0,5	0,5	—
Copel Serviços e outras participações ³	0,3	0,6	(50,0)	0,3	0,9	(66,7)
Total	957,2	975,3	(1,9)	1.538,8	1.653,5	(6,9)

¹ Inclui Plano de Modernização de Instalações - PMI.

² Inclui modernização COGT (Centro de Operações da Geração e Transmissão), transformação digital e investimento na rede operativa da Copel GeT.

³ Inclui plano de inovação no setor de energia e alinhado com a tese de investimento, programas de inovação da Copel e prática ESG.

Os investimentos realizados na Distribuidora estão, essencialmente, alocados para modernização, renovação da rede de distribuição, com tecnologias padronizadas para atendimento aos equipamentos de automação. Entre os benefícios estão a resiliência de redes para reduzir desligamentos e garantir a qualidade de prestação de serviço, redução dos custos com serviços de O&M e comerciais e aprimoramento no controle dos indicadores de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC. Todo o montante aplicado na Copel DIS no trimestre foi destinado para investimentos em ativos elétricos.

No trimestre, além da ampliação da capacidade instalada das usinas hidrelétricas Foz do Areia e Segredo, os investimentos realizados na Copel GeT foram direcionados, principalmente, para reforço e melhoria das linhas de transmissão, manutenção e modernização das unidades geradoras das usinas hidrelétricas e aprimoramento da performance dos ativos eólicos.



3 Copel Geração e Transmissão (Resultado Consolidado)

3.1 Desempenho Econômico-Financeiro

3.1.1 Ebitda

A Copel GeT apresentou um Ebitda recorrente³ de R\$ 838,2 milhões, montante 10,1% ou R\$ 76,8 milhões maior que os R\$ 761,5 milhões registrados no 2T25.

Esse resultado reflete, principalmente, a combinação dos fatores a seguir:

- I. **Receita com Disponibilidade da Rede Elétrica:** Crescimento de **R\$ 70,2 milhões** (ajustada pelo efeito do IFRS), decorrente da incorporação integral da Transmissora Mata de Santa Genebra S.A. (MSG) e do aumento médio de 2,2% na Receita Anual Permitida (RAP) das transmissoras para o ciclo 2025-2026 (ex-MSG).
- II. **Receita de Suprimento com Contratos Bilaterais e Cotas:** Aumento de **R\$ 85,2 milhões**, explicado principalmente pelo crescimento de 6,4% no preço médio de venda de energia do portfólio da Copel GeT (R\$ 198,99 MWh no 2T26 ante R\$ 187,10/MWh no 2T25), apesar do menor volume de energia vendida (-7,8%) entre os períodos;
- III. **Custos Gerenciáveis (PMSO) Recorrentes:** Queda de R\$ 13,7 milhões, conforme detalhado no item 3.1.2;
- IV. **Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda:** Decréscimo de R\$ 6,4 milhões, consequência de um cenário hídrico mais favorável no trimestre (GSF médio de 99,6% no 2T26 ante 95,55% no 2T25); e
- V. **Encargos de Uso da Rede Elétrica:** Redução de R\$ 4,9 milhões, decorrente do avanço da participação do sinal locacional no cálculo da TUST e da otimização dos ativos de geração.

Os efeitos positivos mencionados acima foram parcialmente atenuados pelos seguintes fatores negativos:

- I. **Receita de Suprimento da CCEE:** redução de R\$ 35,2 milhões no resultado com transações no MCP. O desempenho é justificado, principalmente, pela estratégia de otimização de portfólio do grupo, que direcionou para a Copel Comercialização parte das transações com a modulação horária, impactando a alocação dessa receita da Copel GeT;
- II. **Desvio de Geração:** Aumento de R\$ 34,8 milhões, decorrente da queda de 17,4% na geração física dos parques eólicos (660 GWh no 2T26 vs. 799 GWh no 2T25). Esse desempenho foi motivado, principalmente, pela maior incidência de *Curtailment*, que passou de 15,7% no 2T25 para 23,7% no 2T26;
- III. **Provisões e Reversões:** Aumento de R\$ 15,4 milhões, decorrente, principalmente, do incremento nas provisões para litígios cíveis e trabalhistas, impulsionado pelo trânsito em julgado de ações históricas;
- IV. **Receita com Suprimentos para Leilões:** Queda de R\$ 6,6 milhões, consequência da revisão do portfólio da Companhia, com alienação de ativos de pequeno porte e descruzamento de ativos sinérgicos; e

³ Excluídos itens não recorrentes e efeitos do IFRS sobre ativos de contratos de transmissão.



V. **Outras Receitas Operacionais:** Redução de R\$ 9,0 milhões, provenientes do menor volume de serviços prestados de operação e manutenção, bem como na redução nas receitas com multas.

Os itens não recorrentes considerados para o cálculo do Ebitda Recorrente estão demonstrados na tabela a seguir:

R\$ milhões

Ebitda Recorrente	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Ebitda	912,7	936,9	(2,6)	2.036,8	1.935,0	5,3
(-/+) Alienação ativos/descruzamento	—	(200,6)	—	—	(310,4)	—
(-/+) Provisão/Reversão indenização PDV	—	—	—	5,5	8,6	(36,0)
(-/+) Equivalência Patrimonial	(49,3)	(64,9)	(24,0)	(120,9)	(165,3)	(26,9)
(-/+) Efeito IFRS (Receita Transmissão Societária/Regulatória) - ver item 3.1.4	(25,2)	90,0	—	(59,5)	76,6	—
Ebitda Recorrente	838,2	761,5	10,1	1.861,9	1.544,5	20,6

3.1.2 Custos Gerenciáveis (PMSO) Recorrentes

O PMSO Recorrente (expurgados os efeitos de itens não recorrentes, provisões e reversões) apresentou uma redução de R\$ 13,7 milhões (-6,3%) no 2T26. Essa queda é explicada, majoritariamente, pelos seguintes fatores favoráveis:

- I. **Outros Custos e Despesas:** queda de R\$ 12,6 milhões, devido a ganhos com desativação e alienação de bens; e
- II. **Serviços de Terceiros:** redução de R\$ 7,0 milhões, reflexo do menor custo com manutenção de instalações e serviços.

Essa queda foi parcialmente amortecida pelo aumento em:

- III. **Pessoal e Administradores:** Acréscimo de R\$ 2,6 milhões, decorrente da maior provisão para remuneração variável, compreendendo a Participação nos Lucros e Resultados (PLR), o Prêmio por Desempenho (PPD) e o Incentivo de Longo Prazo (ILP), motivado pelo melhor desempenho operacional apresentado pela Companhia no período; e
- IV. **Materiais:** incremento de R\$ 1,2 milhão, devido a maiores gastos direcionados, sobretudo, à manutenção e operação dos ativos de geração eólica.

R\$ milhões

Custos Gerenciáveis Recorrentes*	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Pessoal e administradores	75,2	72,6	3,6	155,6	148,3	4,9
Planos previdenciário e assistencial	19,5	17,3	12,7	39,6	35,5	11,5
Material	12,6	11,4	10,5	23,5	16,1	46,0
Serviços de terceiros	58,4	65,4	(10,7)	106,3	133,3	(20,3)
Outros custos e despesas operacionais	36,7	49,3	(25,6)	99,4	116,4	(14,6)
TOTAL	202,4	216,0	(6,3)	424,4	449,6	(5,6)

*Desconsidera efeitos dos seguintes itens não recorrentes: Pessoal - Reversão/provisão indenização PDV; e Outros - alienação de ativos.

Desconsiderando os efeitos do PLR, PPD e ILP, os custos com pessoal permaneceram praticamente estáveis, com variação de 0,2%, refletindo a eficiência na gestão do quadro de pessoal, parcialmente compensado pelo efeito do reajuste salarial de 5,1% (INPC acumulado 12 meses até setembro/2025).



Isolando os efeitos da inflação acumulada medida pelo INPC, de 4,3% entre (julho de 2025 a junho de 2026), houve uma redução de 3,9% em Pessoal.

R\$ milhões

Custo Recorrente com Pessoal	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Pessoal e administradores	75,2	72,6	3,6	155,6	148,3	4,9
(-/+) Participação nos lucros/resultados, PPD e ILP	(12,9)	(10,4)	24,0	(32,2)	(23,3)	38,2
TOTAL	62,3	62,2	0,2	123,4	125,0	(1,3)

3.1.3 Lucro Líquido Recorrente

O Lucro Líquido Recorrente atingiu R\$ 392,0 milhões no 2T26, aumento de 34,0% (+R\$ 99,5 milhões) na comparação com o 2T25.

Esse desempenho é explicado, principalmente, pela combinação dos seguintes fatores operacionais, financeiros e tributários:

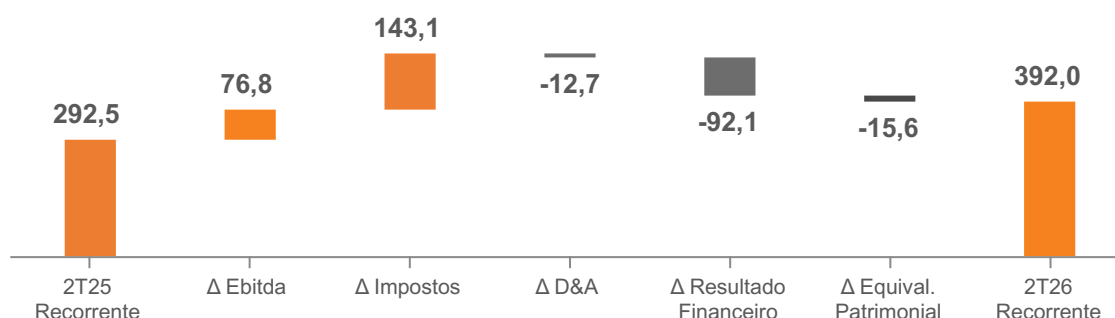
- I. **Ebitda Recorrente:** incremento de R\$ 76,8 milhões, impulsionado pelo sólido desempenho operacional e pela consolidação da Transmissora Mata de Santa Genebra S.A. no portfólio da Companhia; e
- II. **Imposto de Renda e Contribuição Social:** efeito tributário positivo de R\$ 143,1 milhões, passando de um dispêndio de R\$ 119,4 milhões no 2T25 para um crédito fiscal de R\$ 23,7 milhões no 2T26, explicado principalmente pelo aproveitamento de benefícios fiscais relacionados ao pagamento de Juros sobre o Capital Próprio (JCP) para a Holding, evento que não ocorreu no 2T25.

Em contrapartida, esses efeitos positivos foram parcialmente atenuados pelo:

- I. **Depreciação e amortização:** aumento de R\$ 12,7 milhões, em linha com o maior volume de investimentos realizados no período;
- II. **Resultado financeiro:** o resultado financeiro líquido registrou variação negativa de R\$ 92,1 milhões, passando de uma despesa líquida de R\$ 236,5 milhões no 2T25 para R\$ 328,6 milhões no 2T26. Esse desempenho é explicado, principalmente, pelo aumento nas despesas com encargos da dívida, reflexo do maior volume médio de endividamento no período, sendo parcialmente atenuado pelo crescimento das receitas de aplicações financeiras; e
- III. **Equivalência Patrimonial:** decréscimo de R\$ 15,6 milhões, reflexo direto da consolidação de Mata de Santa Genebra (que reduziu a linha de equivalência em R\$ 19,5 milhões e passou a integrar os resultados operacionais do Ebitda), cujo impacto foi mitigado pela expansão da RAP (Receita Anual Permitida) das demais participações.



| Evolução do Lucro Líquido Recorrente (R\$ milhões)



A seguir, são apresentados os principais indicadores, considerando os resultados recorrentes da Copel Geração e Transmissão:

R\$ milhões

Principais Indicadores Recorrentes	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	1.264,4	1.197,1	5,6	2.753,0	2.372,6	16,0
Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	(616,7)	(613,6)	0,5	-1.271,8	-1.182,9	7,5
Resultado Operacional (R\$ milhões)	647,6	583,5	11,0	1.481,2	1.189,7	24,5
Lucro Líquido (R\$ milhões)	392,0	292,5	34,0	847,4	632,9	33,9
Ebitda (R\$ milhões)	838,2	761,5	10,1	1.861,9	1.544,4	20,6
Margem Operacional	51,2%	48,7%	2,5 p.p.	53,8%	50,1%	3,7 p.p.
Margem Líquida	31,0%	24,4%	6,6 p.p.	30,8%	26,7%	4,1 p.p.
Margem Ebitda	66,3%	63,6%	2,7 p.p.	67,6%	65,1%	2,5 p.p.
Programa de Investimento (R\$ milhões)	476,4	92,5	415,0	617,7	173,2	256,6

3.1.4 Efeito IFRS no segmento Transmissão

Para o cálculo, foi realizado o ajuste considerando os efeitos da aplicação do ICPC 01/IFRIC 12 nas demonstrações societárias no segmento de transmissão.

R\$ milhões

Efeito IFRS no Segmento Transmissão	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
(A) Receita societária¹	381,7	196,2	94,5	776,3	476,5	62,9
Receita O&M e Juros efetivos	369,1	194,5	89,8	765,9	470,3	62,9
Receita e margem de construção	77,6	56,0	38,6	131,6	111,1	18,5
Custo de construção	(65,0)	(54,3)	19,7	(121,2)	(104,9)	15,5
(B) Receita regulatória¹	356,5	286,2	24,6	716,8	553,1	29,6
(B-A) Efeito IFRS - Diferença Receita Transmissão Regulatória/Societária	(25,2)	90,0	—	(59,5)	76,6	(177,7)
(+/-) Efeitos na equivalência patrimonial das transmissoras ²	(10,5)	(30,9)	(66,0)	(31,5)	(90,1)	(65,0)
Efeito IFRS no segmento Transmissão	(35,7)	59,1	—	(91,0)	(13,5)	—

¹ Líquida de impostos e encargos.

² Diferença entre lucro societário e regulatório das controladas em conjunto do segmento de transmissão, proporcional à participação da Copel GeT nos empreendimentos.



3.2 Desempenho Operacional

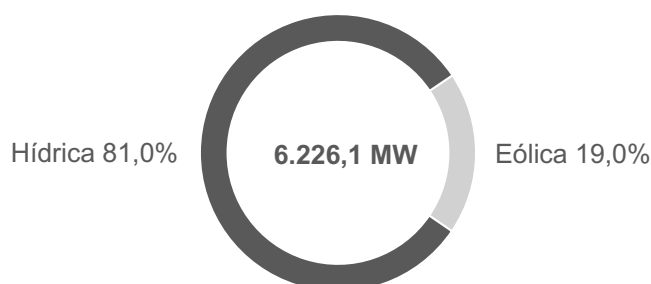
Presente em 10 estados do Brasil, a Copel Geração e Transmissão opera um parque diversificado de usinas hidrelétricas e eólicas, totalizando 6.226,1 MW de potência instalada e 2.696,4 MW médios de garantia física. Já no segmento Transmissão, a Copel detém uma malha total de 9,7 mil km de linhas de transmissão e 53 subestações de rede básica, considerando suas participações societárias.

3.2.1 Geração

O parque gerador da Copel é composto por 100% de fontes renováveis em operação.



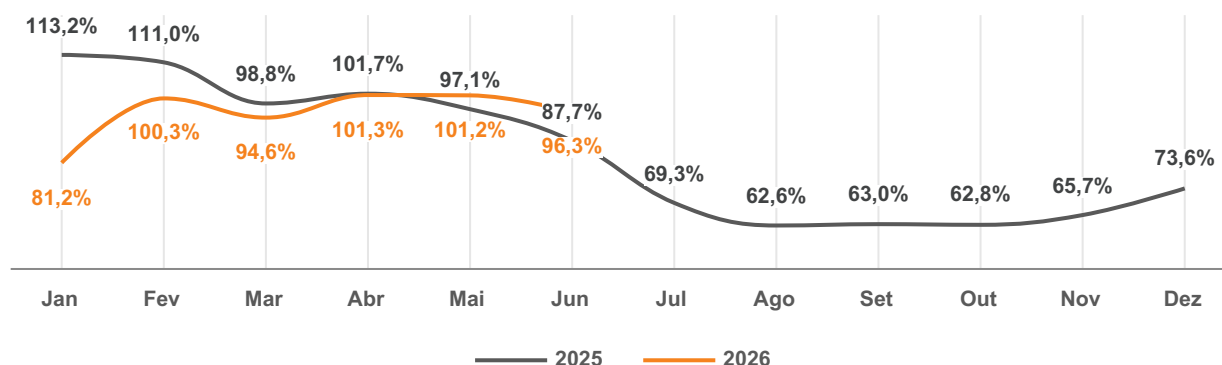
| Capacidade Instalada por Fonte



A geração hídrica da Copel Geração e Transmissão S.A. foi 10,9% menor no 2T26 (2.430 GWh, ante 2.726 GWh no 2T25), decorrente do desinvestimento em Pequenas Centrais Hidrelétricas e da UHE Colíder. Nos parques eólicos, a geração foi 17,4% menor no 2T26 (660 GWh, ante 799 GWh no 2T25), consequência essencialmente do aumento do *Curtailment* no 2T26 (23,7%, ante 15,7% no 2T25).

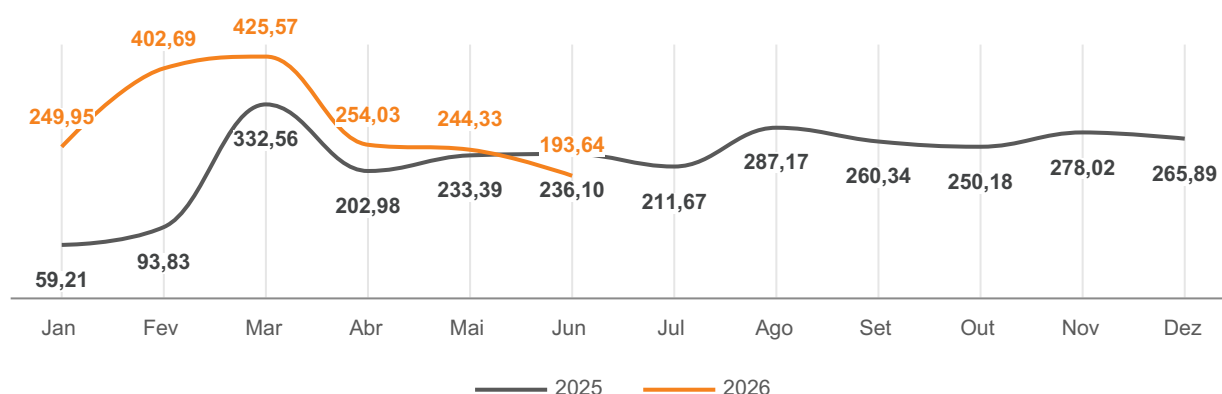


| GSF - Generation Scaling Factor (Sazonalizado)



Fonte: CCEE

| PLD Médio Mensal - Submercado Sul (R\$/MWh)



Fonte: CCEE

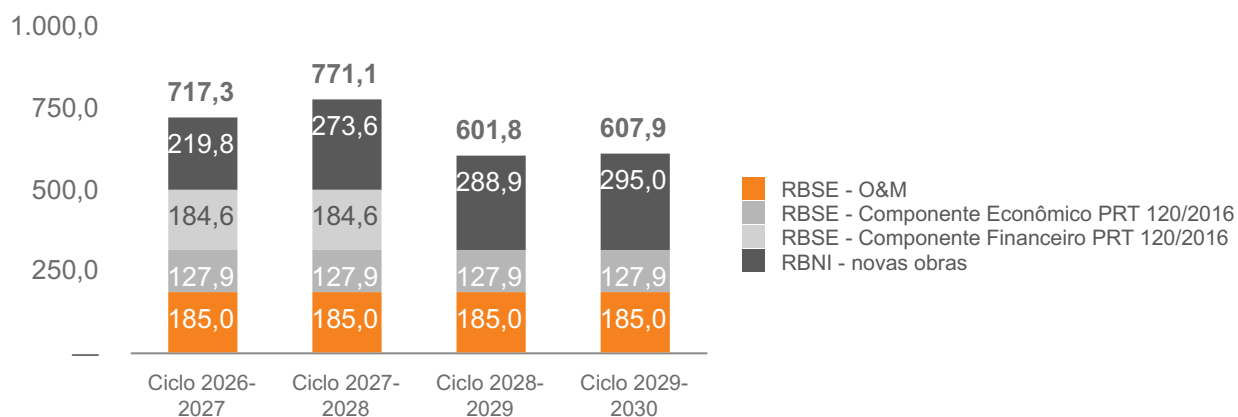
3.2.2 Transmissão

A Copel conta com 9,7 mil km de linhas de transmissão em oito estados brasileiros, considerando ativos próprios e em parceria com outras empresas. Além de construir, manter e operar uma ampla rede de transmissão de energia própria, a Copel presta serviços para empreendimentos de outras concessionárias. Os empreendimentos de Transmissão compreendem 12 contratos de linhas da Copel Geração e Transmissão, SPEs Costa Oeste, Marumbi, Uirapuru Transmissora e MSG (100% Copel GeT), bem como as 6 SPEs nas quais a Copel Geração e Transmissão possui participação.

RBSE

A seguir descrevemos o fluxo de recebimento da parcela da Receita referente à Rede Básica do Sistema Existente - RBSE⁴ para os próximos ciclos. É importante ressaltar que os dados podem ser alterados futuramente, em decorrência dos processos de revisão tarifária e/ou revisão de parâmetros utilizados para composição destas receitas por parte do órgão regulador. Os valores abaixo contemplam a revisão na metodologia de cálculo do componente financeiro, estabelecido pela Resolução Homologatória nº 3.467/2025, com impacto negativo de R\$ 115,1 milhões, e passaram por reajuste anual pelo IPCA, conforme Despacho nº 2.268/2026.

⁴ Refere-se ao contrato de concessão 060/2001, que representa 37,5% da receita anual permitida (RAP) de transmissão da Copel Geração e Transmissão e proporcional das participações.



Componente econômico: valores futuros baseados no ciclo 2026-2027 (conforme Despacho nº 2.268/2026)

Componente financeiro: valores publicados no Despacho nº 2.268/2026

Valores de RAP até o ciclo 2027-2028 projetados com base nos valores do Despacho 2.268/2026, sem PIS/COFINS e Parcela de Ajuste.



4 Estratégia de Comercialização

4.1 Contexto comercial

A estratégia de comercialização da Copel tem como foco o crescimento consistente e sustentável, com disciplina na alocação de capital e gestão ativa de riscos, em um ambiente de transição e modernização do Setor Elétrico Brasileiro.

Por meio da Copel Comercialização, a Companhia consolida sua atuação no Ambiente de Contratação Livre (ACL) como uma plataforma inteligente para construção de valor e diversificação de receitas, atuando como um parceiro estratégico focado em garantir previsibilidade financeira aos clientes frente à crescente volatilidade do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Essa abordagem é sustentada pela oferta de produtos customizados, posicionando a Companhia na captura do crescimento de novas demandas estruturais de energia.

Em 30 de junho de 2026, a Copel COM registrou:

- 1.519 clientes ativos distribuídos em 23 estados.
- 6.727 GWh de energia comercializada, um incremento de 0,6% em relação ao mesmo período do ano anterior. O resultado reflete a seletividade comercial do portfólio, priorizando a otimização de margens e o equilíbrio entre escala, risco e rentabilidade.

4.2 Desempenho Comercial

No segundo trimestre de 2026, o volume de energia vendido do portfólio GeT (hídrico e eólico) foi de 4.686 GWh, representando um recuo de 4,1% comparado ao 2T25. Essa variação decorre da combinação de dois fatores principais:

- Redução estrutural da garantia física devido ao desinvestimento estratégico em pequenas usinas realizado ao longo de 2025; e
- Posição descontratada para aproveitar as oportunidades de ciclos de alta, além de manter a liquidez necessária para atuar em caso de cenários adversos.

Em contrapartida, a estratégia de contratação de longo prazo segue priorizando janelas favoráveis de preço para os anos à frente. O foco principal foi em 2027, dada a configuração de cenário de *El Niño* este ano, o que não deveria impactar preços de 2028 em diante.

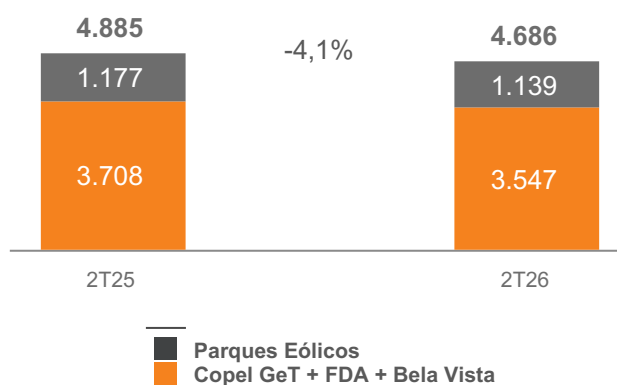
Apesar do menor volume físico vendido, a rentabilidade foi expressiva devido à gestão ativa do portfólio e condições sazonais favoráveis:

- Curvas Horárias: A modulação de geração hídrica trouxe ganhos de aproximadamente R\$ 51,8 milhões no trimestre;
- Submercados: A valorização do submercado Sul adicionou um resultado de R\$ 22,8 milhões, enquanto operações de *hedge* neutralizaram com sucesso a volatilidade de preços no submercado Nordeste;
- Mesmo em um cenário de maior atenção setorial ao risco de crédito, a Copel manteve a taxa de inadimplência em apenas 0,01% nas vendas de energia e expandiu capilaridade junto aos clientes. Esse desempenho de excelência é sustentado por uma robusta estrutura de mitigação de risco e forte presença comercial;
- Política de crédito robusta que considera particularidades dos setores/atividades econômicas de cada contraparte/cliente;



- Monitoramento de Riscos de Mercado: Utilização de ferramentas avançadas como *Value at Risk* (VaR 95%), *Drawdown* e indicadores específicos para proteger a carteira contra exposições por falta de liquidez;
- Gestão da Carteira: Avaliação sistemática de contrapartes conforme maturidade, nível de concentração de mercado, volume do patrimônio líquido e indicadores de alavancagem energética;
- A força de vendas, aliada à solidez do grupo e à capacidade de oferecer diversas soluções de compra e venda de energia, possibilitou aumento do market share da comercializadora junto aos clientes do mercado livre de energia.

| Venda Consolidada (GWh)



| Balanço energético

O balanço energético apresentado reflete a estratégia da Companhia de manter um portfólio robusto e diversificado, combinando recursos próprios e contratos de compra e venda vigentes em 30 de junho de 2026. O detalhamento do portfólio contratado e dos preços médios de venda evidencia a forma como a Copel administra os riscos hidrológicos, regulatórios e de mercado, equilibrando previsibilidade de caixa e flexibilidade comercial para operar de forma eficiente ao longo dos ciclos do setor elétrico.



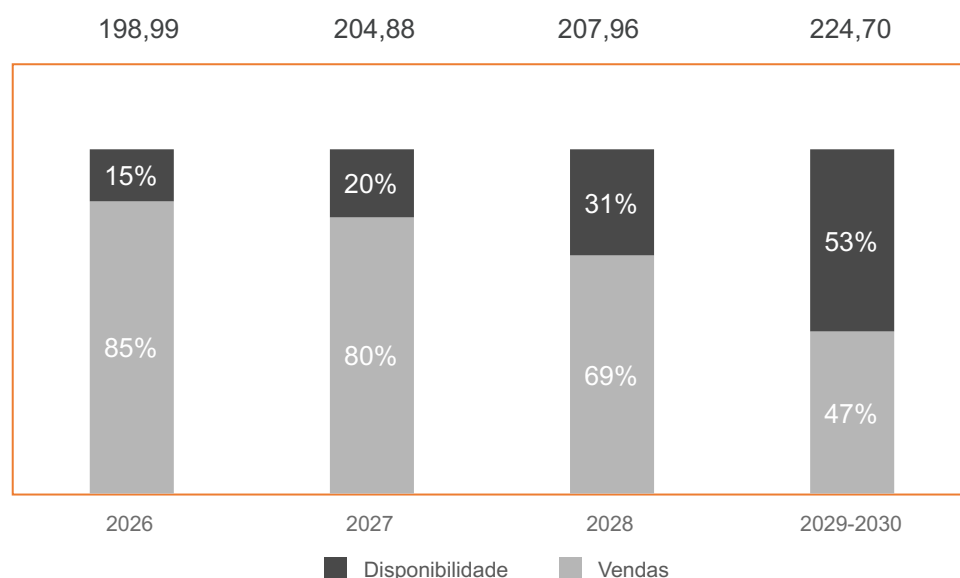
(MW médio)

Balanço de Energia - Copel GeT - jun/26	2026	2027	2028	2029/2030 ⁽⁵⁾
Recursos próprios - Hídricas	1.890	1.901	1.920	1.928
GeT ⁽¹⁾	1.291	1.291	1.291	1.291
GPS (CCGF) ⁽²⁾	73	73	73	73
Bela Vista + FDA	526	537	556	564
Recursos próprios - Eólicas ⁽³⁾	544	544	544	544
Compras	120	177	35	8
Total de recursos próprios + Compras	2.554	2.622	2.499	2.480
Total de Vendas	2.166	2.095	1.743	1.155
Venda (Regulado)	706	706	706	706
Venda (Regulado) %	28%	27%	28%	28%
Venda (Livre)	1.460	1.389	1.037	449
Venda (Livre) %	57%	53%	41%	19%
Disponibilidade Total	388	527	757	1.324
Disponibilidade Total (%)	15%	20%	31%	53%
Preços médios energia vendida (R\$/MWh)⁽⁴⁾	198,99	204,88	207,96	224,70

Referência: junho/26

⁽¹⁾ Inclui GPS 30% (ex-CCGF). Não inclui Elejor e Foz do Chopim.⁽²⁾ GPS 70% (regime de cotas).⁽³⁾ Não inclui Complexo Eólico Voltália.⁽⁴⁾ Preço médio de energia bruto (com PIS/COFINS e sem ICMS). Não está considerada a RAG do CCGF de GPS no cálculo do preço médio.⁽⁵⁾ Considera a média ponderada pelos recursos dos dois períodos.

Balanço energético (Hidro + Eólica)

P-MIX
(R\$/MWh)

Disponibilidade	2026	2027	2028	2029-2030
Hídrica (%) ⁽¹⁾	20%	28%	44%	78%

(1) Não inclui: (i) CCGF (Cotas) de GPS (73 MWmed); e (ii) 96% da UHE Mauá (ou 184 MWmed) e de seus contratos, valor segurado de variações do GSF.

Notas do Balanço Energético:

- (i) descontadas as perdas e o consumo interno;
- (ii) considerado as GFs das SPEs eólicas constante para todos os períodos;
- (iii) consideradas as compras de energia em cada período;
- (iv) os preços foram atualizados conforme os índices de reajuste contratuais, desde as respectivas datas de referência até junho de 2026;
- (v) desconsiderada a RAG do CCGF (quota) de GPS no cálculo dos preços médios;
- (vi) os preços médios de energia são brutos, incluindo PIS/COFINS e sem ICMS;
- (vii) foi considerada a garantia física das usinas vigente em 30.06.2026; (viii) UHE Mauá possui seguro GSF de 96%;
- (ix) não considera as operações de curto prazo de venda de lastro; e
- (X) para valores 2029-2030, refere-se a média ponderada pelo total de recursos próprio + compras dos respectivos anos.



5 Copel Distribuição

5.1 Desempenho Econômico-Financeiro

5.1.1 Ebitda

A Copel DIS apresentou Ebitda recorrente de R\$ 765,6 milhões no 2T26, um crescimento de 34,5% (R\$ 196,3 milhões) em relação ao 2T25. Esse desempenho foi impulsionado, principalmente, i. pelo crescimento de 7,2% do mercado fio faturado, que já considera a dedução da parcela de energia compensada por Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD), refletindo a maior atividade econômica na área de concessão, o crescimento de 1,9% da base de clientes ao longo do período e temperaturas mais elevadas no início do trimestre e ii. pelo Reajuste Tarifário Anual (RTA) de junho de 2025, com efeito médio de +1,3% na parcela B.

A tabela a seguir apresenta a variação do Ebitda recorrente e os ajustes não recorrentes:

	R\$ milhões					
Ebitda Recorrente	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Ebitda	1.054,3	581,0	81,5	1.823,4	1.285,7	41,8
(-/+) Provisão/Reversão indenização PDV	—	—	—	13,2	12,2	8,2
(-/+) Valor Novo de Reposição - VNR	(288,7)	(11,7)	2367,5	(308,8)	(35,7)	765,0
Ebitda Recorrente	765,6	569,3	34,5	1.527,8	1.262,2	21,0

Contribuíram para o resultado do Ebitda recorrente a combinação dos seguintes efeitos:

- o acréscimo de R\$ 15,0 milhões em outras receitas decorrente principalmente do aumento de compartilhamento de infraestrutura; e
- o aumento de R\$ 184,3 milhões (+19,2%) na margem bruta de distribuição (tabela abaixo), indicador que reflete o montante retido pela distribuidora para a remuneração de suas atividades, após a dedução dos custos diretamente associados à compra de energia elétrica e aos encargos setoriais.

	R\$ milhões					
Margem Bruta de Distribuição	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Receita Operacional Líquida Recorrente (sem Construção)	4.113,8	3.757,7	9,5	8.495,7	7.453,9	14,0
(-) Outras Receitas Operacionais	146,3	131,2	11,5	291,4	258,1	12,9
(=) ROL recorrente (sem construção, outras receitas e VNR)	3.967,5	3.626,5	9,4	8.204,3	7.195,8	14,0
(-) Energia Elétrica Comprada para Revenda	2.114,8	1.978,4	6,9	4.501,4	3.825,6	17,7
(-) Encargos de Uso da Rede Elétrica	709,7	689,4	2,9	1.418,1	1.346,2	5,3
Margem Bruta de Distribuição	1.143,0	958,7	19,2	2.284,8	2.024,0	12,9

Os principais resultados da margem foram:

- aumento de R\$ 198,8 milhões na Receita de Disponibilidade, derivado especialmente do reajuste de 6,4% na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD – RTA/2025) e do crescimento de 7,3% no consumo do mercado fio (ex-Geração Distribuída), parcialmente compensado pelo aumento de R\$ 207,7 milhões na CDE Uso (quota CDE);
- aumento de R\$ 130,8 milhões na Receita de Fornecimento, reflexo do crescimento de 2,3% do consumo de energia no mercado cativo faturado, o qual já considera a dedução da parcela de energia compensada pela Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD);



- c. aumento de R\$ 136,4 milhões em Energia Comprada para Revenda, impulsionado, principalmente, pelo maior impacto da MMGD;
 - d. acréscimo de R\$ 77,6 milhões na CVA (*ativos e passivos financeiros setoriais*) consequência da aderência da cobertura tarifária em relação aos custos com a Parcela A, em especial com energia comprada para revenda e devolução do PIS/COFINS aos consumidores da Copel DIS no período;
 - e. redução de R\$ 66,2 milhões na Receita de Suprimento, referente à queda no resultado decorrente das liquidações na CCEE e nos contratos bilaterais;
 - f. aumento de R\$ 20,3 milhões em Encargos de Uso da Rede Elétrica, em função dos maiores custos relacionados à utilização da infraestrutura de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN).
- III. a redução de R\$ 1,8 milhão no PMSO recorrente (-0,4%) em relação ao 2T25, devido, principalmente, a:
- a. redução de R\$ 20,3 milhões em Outros Custos e Despesas, principalmente em razão das menores perdas na desativação de bens e direitos, refletindo o menor montante de baixas de ativos imobilizados da rede de distribuição;
 - b. redução de R\$ 5,8 milhões na linha de Pessoal (excluindo PDV) explicada pela atualização metodológica e de elegibilidade na provisão de PLR - conforme o novo ACT. A contabilização deixou de ser um percentual sobre o lucro líquido e passou a ser atrelada a metas operacionais (Ebitda Global e PMSO). Adicionalmente, a nova diretriz excluiu os cargos de gestão da base de elegíveis da PLR, o que reduziu o montante provisionado, justificando o menor valor apurado. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo reajuste salarial de 5,1% do último ACT, pelo aumento no quadro de colaboradores e pelo acréscimo nos Incentivos a Longo Prazo (ILP), alinhados à nova política de atração e retenção de gestores;
 - c. aumento de R\$ 24,4 milhões nos custos com Serviços de Terceiros, Planos Previdenciários e Materiais, que limitou o efeito das reduções obtidas nas linhas anteriores (Pessoal e Outros Custos), sendo composto por: i. aumento de R\$ 15,8 milhões com Serviços de Terceiros em função das atividades de manutenção do sistema elétrico para conservação dos indicadores da qualidade do serviço; ii. aumento de R\$ 4,6 milhões com Planos Previdenciário e Assistencial; e iii. aumento de R\$ 4,0 milhões com Material, especialmente com materiais elétricos para manutenção, parcialmente compensado pela redução de custos com combustíveis, peças e equipamentos da frota da Companhia.

5.1.2 Custos Gerenciáveis (PMSO) Recorrentes:

R\$ milhões

Custos Gerenciáveis Recorrentes*	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Pessoal e administradores	136,0	141,8	(4,1)	281,5	272,0	3,5
Planos previdenciário e assistencial	42,3	37,7	12,2	85,3	77,5	10,1
Material	14,2	10,2	39,2	28,5	28,0	1,8
Serviços de terceiros	216,5	200,8	7,8	412,2	401,5	2,7
Outros custos e despesas operacionais	31,5	51,8	(39,2)	77,1	92,9	(17,0)
TOTAL	440,5	442,3	(0,4)	884,6	871,9	1,5

*Desconsidera efeitos dos seguintes itens não recorrentes: Pessoal - Reversão/provisão Indenização PDV



O custo com pessoal, desconsiderando os efeitos do PLR, PPD e ILP (tabela abaixo), apresentou uma redução de 0,2%, refletindo principalmente o reajuste salarial de 5,1% (INPC acumulado 12 meses até setembro/2025). Isolando os efeitos da inflação acumulada medida pelo INPC, de 4,3% entre julho/2025 e junho/2026, o custo com Pessoal teve uma queda real de 4,3%.

R\$ milhões						
Custo Recorrente com Pessoal	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Pessoal e administradores	136,0	141,8	(4,1)	281,5	272,0	3,5
(-/+) Participação nos lucros/resultados, PPD e ILP	(24,8)	(30,4)	(18,4)	(63,7)	(57,3)	11,2
TOTAL	111,2	111,4	(0,2)	217,8	214,7	1,4

Os efeitos positivos I e II, mencionados anteriormente, foram levemente reduzidos pelos aumentos de R\$ 4,8 milhões nas despesas com provisões e reversões, principalmente, pelo aumento de R\$ 15,3 milhões em Perdas Esperadas com Crédito e Liquidação Duvidosa (PECLD).

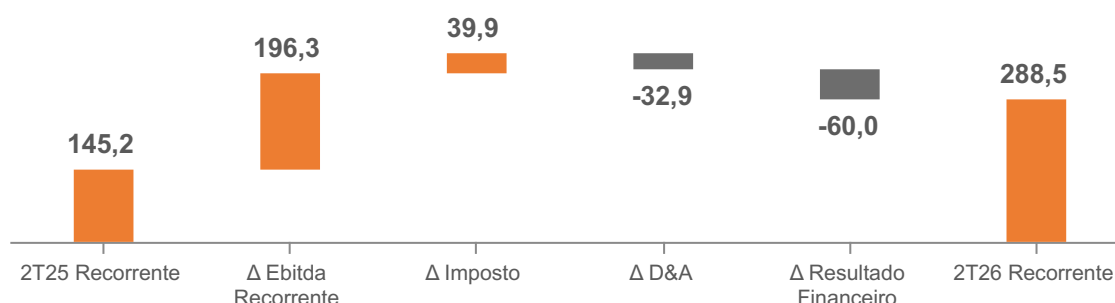
5.1.3 Lucro Líquido Recorrente

O Lucro Líquido Recorrente da Copel DIS atingiu R\$ 288,5 milhões no 2T26, um crescimento de 98,7% em relação ao 2T25.

Esse avanço foi impulsionado pelo sólido desempenho operacional, que resultou no crescimento de R\$ 196,3 milhões no Ebitda Recorrente frente ao mesmo período do ano anterior. No âmbito não operacional, o resultado foi favorecido pela redução de R\$ 40,0 milhões na linha de Imposto de Renda e Contribuição social, decorrente da declaração de Juros sobre Capital Próprio (JCP) no trimestre.

Esses efeitos positivos foram parcialmente atenuados pela redução de R\$ 60,0 milhões (-30,5%) do resultado financeiro líquido, pressionado pelo aumento da variação monetária e encargos da dívida decorrentes de novas captações, e pelo aumento de 19,1% (+R\$ 32,9 milhões) nas despesas de depreciação, decorrente da expansão da base de ativos em serviço.

| Evolução do Lucro Líquido Recorrente (R\$ milhões)



A seguir, são apresentados os principais indicadores, considerando os resultados recorrentes da Copel Distribuição:



Principais Indicadores Recorrentes	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Receita Operacional Líquida ¹ (R\$ milhões)	4.113,8	3.757,7	9,5	8.495,7	7.453,9	14,0
Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	(3.554,0)	(3.361,2)	5,7	(7.376,6)	(6.532,1)	12,9
Resultado Operacional (R\$ milhões)	303,2	199,8	51,8	621,4	532,6	16,7
Lucro Líquido (R\$ milhões)	288,5	145,2	98,7	503,2	369,8	36,1
Ebitda (R\$ milhões)	765,6	569,3	34,5	1.527,9	1.262,2	21,1
Margem Operacional	7,4%	5,3%	2,1 p.p.	7,3%	7,1%	0,2 p.p.
Margem Líquida	7,0%	3,9%	3,1 p.p.	5,9%	5,0%	0,9 p.p.
Margem Ebitda	18,6%	15,2%	3,4 p.p.	18,0%	16,9%	1,1 p.p.
Programa de Investimento (R\$ milhões)	479,1	881,1	(45,6)	917,7	1.477,7	(37,9)

¹ Exclui Receita de Construção, além dos efeitos não recorrentes

5.2 Desempenho Operacional

5.2.1 Mercado Fio (TUSD)

No 2T26, o consumo de energia elétrica no mercado fio da Copel DIS cresceu 7,3% em relação ao mesmo período do ano anterior. O mercado fio faturado, que deduz parte da energia compensada de MMGD, registrou crescimento de 7,2% no 2T26 ante o 2T25. Esse desempenho foi impulsionado, principalmente, pelo consumo nos segmentos residencial e comercial, refletindo, essencialmente, o aumento da renda média no Estado da maior atividade econômica na área de concessão, do crescimento da base de clientes ao longo do período e temperaturas no início do 2T26 superiores às observadas no 2T25.

5.2.2 Mercado Cativo

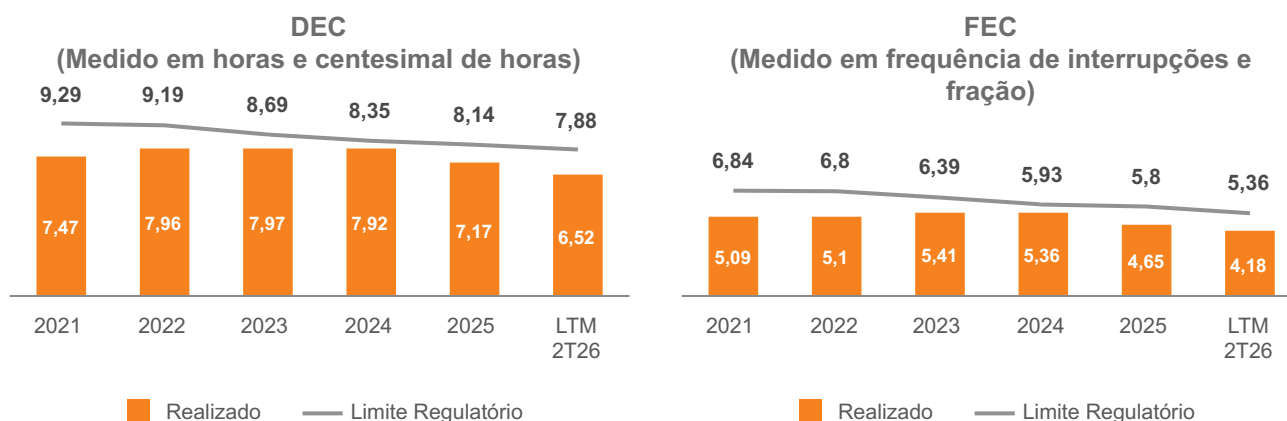
O mercado cativo apresentou aumento de 8,0% no consumo de energia elétrica no 2T26 em relação ao mesmo período do ano anterior. O mercado cativo faturado, que considera a energia compensada de MMGD, apresentou aumento de 7,7% no 2T26, em linha com os fatores que sustentaram a expansão do mercado-fio.

5.2.3 Dados Operacionais

A Copel DIS tem concessão vigente até 07.07.2045, cujos critérios de qualidade de prestação de serviço (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC) são definidos pela Aneel.

A Companhia tem atuado tempestivamente no restabelecimento do fornecimento de energia e prevenção de avanço de vegetação na rede, que contribuíram para a manutenção dos índices de qualidade na prestação do serviço dentro dos limites regulatórios.

Para o DEC, o resultado dos últimos 12 meses apurado em junho de 2026 foi de 6,52 horas, enquanto para o FEC, o resultado no mesmo período foi de 4,18 interrupções, ambos dentro do limite regulatório estabelecido.



Perdas - As perdas na Distribuição podem ser definidas como a diferença entre a energia elétrica adquirida pelas distribuidoras e a faturada aos seus consumidores e são segmentadas como Técnicas e Não Técnicas. As Perdas Técnicas são inerentes à atividade de distribuição de energia elétrica e as Perdas Não Técnicas têm origem principalmente nos furtos (ligação clandestina, desvio direto da rede), fraudes (adulterações no medidor ou desvios), erros de leitura, medição e faturamento. Ao final de junho de 2026, as Perdas Técnicas dos últimos 12 meses foram de 2.521 GWh, ante 2.291 GWh do mesmo período do ano anterior, e as Perdas Não Técnicas foram de 586 GWh, ante 716 GWh do mesmo período do ano anterior. As perdas totais dos últimos 12 meses totalizaram 3.106 GWh.

GWh - 12 Meses	jun-22	jun-23	jun-24	jun-25	jun-26
Energia Injetada	35.063	35.459	38.545	39.591	40.591
Perdas Distribuição	2.694	2.697	3.107	3.007	3.106
Perdas Técnicas	2.029	2.052	2.230	2.291	2.521
Perdas Não Técnicas	665	645	876	716	586

*Conforme estabelecido pelo resultado da CP 09/2024 (DSP Nº 1.220/2025)

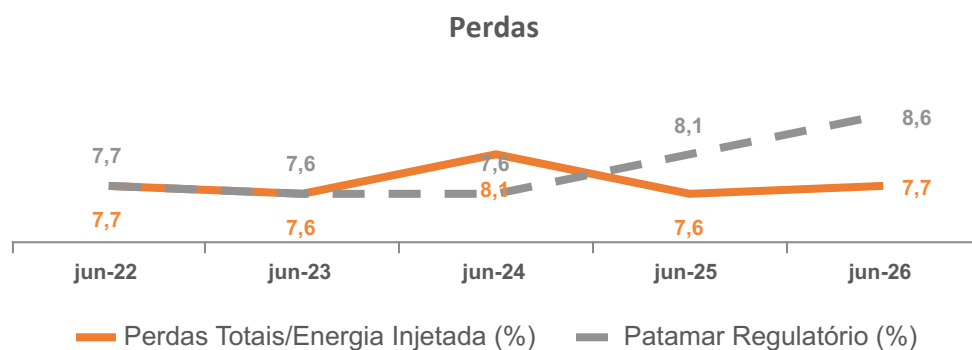
As Perdas Não Técnicas, apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, estão em grande medida associadas à gestão da concessionária e às características socioeconômicas das áreas de concessão. Neste sentido, a Copel mantém um Programa de Combate às Perdas não Técnicas, por meio, entre outras, das seguintes ações:

- utilização dos alarmes dos medidores inteligentes para melhorar o desempenho dos alvos selecionados;
- aperfeiçoamento das ações de combate ao procedimento irregular, melhorando o desempenho das inspeções direcionadas;
- investimentos destinados à disponibilização e/ou aquisição de equipamentos para inspeção;
- elaboração e execução de treinamentos específicos e reciclagem relacionados a perdas comerciais;
- realização de inspeções, tanto na Média como na Baixa Tensão;
- notas educativas na imprensa e mensagens na fatura de energia elétrica;
- operações em conjunto com a Polícia Civil e Ministério Público; e
- abertura de inquérito policial nas regiões onde constatados números expressivos de procedimentos irregulares.

O repasse tarifário de níveis eficientes de perdas está previsto nos contratos de concessão e essas perdas são contempladas nos custos com compra de energia até o limite regulatório estipulado



pela Aneel. A Copel DIS manteve-se dentro dos limites regulatórios nos últimos processos tarifários e, em junho de 2026, as perdas totais ficaram 0,91 ponto percentual abaixo do limite regulatório, influenciadas pela revisão das metas em decorrência dos efeitos da CP nº 09/24 e da RTA 2026, conforme estabelecido na Nota Técnica nº 24/2026-STD/ANEEL.



5.2.4 Revisão Tarifária Periódica (destaques)

Em 23 de junho de 2026, a Aneel homologou o resultado do 6º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (RTP) da Copel Distribuição, com vigência a partir de 24 de junho de 2026. O processo tarifário definiu a nova Base de Remuneração Regulatória (RAB) líquida em R\$ 19,9 bilhões, um marco que reflete o reconhecimento dos investimentos prudentes e da eficiência da Companhia na modernização e expansão de seus ativos de distribuição nos últimos cinco anos.

A nova estrutura tarifária reflete essencialmente a atualização da Parcela B (custos gerenciáveis da distribuidora) e da Parcela A (custos não gerenciáveis, como energia, transmissão e encargos). Com o objetivo de otimizar a transição para este novo ciclo, foi aplicado um diferimento tarifário de R\$ 1,3 bilhão, que mitigou o impacto financeiro imediato do processo regulatório.

O reajuste dos Custos Operacionais (+52,9%) reconhece a nova estrutura de custos da Companhia, alinhada à sua trajetória de eficiência. O Fator X, que mede os ganhos de produtividade a serem compartilhados com os consumidores, foi estabelecido em 0,95%.

O resultado desta revisão tarifária reforça a disciplina de alocação de capital da Copel e a capacidade de gerar valor de forma sustentável para seus acionistas.

Mais informações consultar o [Fato Relevante 04/26](#).



6 Performance ESG

6.1 ESG na estratégia da Copel

A Copel incorpora os princípios ESG (Ambiental, Social e Governança) à sua estratégia corporativa, fundamentando sua atuação nos temas materiais identificados por meio de consulta às partes interessadas, nas diretrizes estabelecidas pela Política de Sustentabilidade. A integridade é um valor transversal que orienta todas as práticas da companhia, reforçando o compromisso com a ética, a transparência e a conformidade. Essa abordagem é complementada por compromissos voluntários alinhados aos Princípios do Pacto Global e aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU (Agenda 2030).

ODS Prioritários para a Copel



O ESG na estratégia da Copel visa promover uma cultura sistêmica e ampla de sustentabilidade, com origem nas partes interessadas, e os temas materiais orientam programas e iniciativas que geram valor compartilhado, minimizam riscos e potencializam oportunidades.

No aspecto ambiental, a descarbonização, adaptação e resiliência climática, biodiversidade e ecoeficiência são direcionadores para projetos e iniciativas, como o *Plano de Neutralidade de Carbono*, pelo qual a Companhia adota medidas para neutralizar sua emissão direta de carbono até 2030. A Copel investe em energias 100% renováveis, pesquisa fontes alternativas e reduz emissões de gases de efeito estufa, reforçando seu compromisso no combate às mudanças climáticas.

No campo social, o pilar *Pessoas* é central, com foco na saúde e segurança dos colaboradores, direitos humanos e diversidade. A Copel valoriza a promoção de um ambiente de trabalho saudável, com meta de zero acidentes fatais, atuando de forma justa e inclusiva com colaboradores e partes interessadas, além de fortalecer o engajamento com as comunidades.

Na governança, a Copel adota uma abordagem estruturada e transparente, com destaque para o Programa de Integridade, que é fundamentado no Código de Conduta e alinhado aos princípios do Pacto Global. O programa desenvolve ações voltadas à prevenção de riscos, à promoção de uma cultura ética e ao engajamento contínuo dos colaboradores. A Companhia também mantém uma gestão robusta de riscos e controles internos, assegurando a conformidade com normas e regulamentos e fortalecendo a governança em todos os níveis organizacionais.

O desempenho ESG é monitorado continuamente por indicadores e avaliações externas, como o ISE, da [B]³, o CSA, da S&P Global, e o CDP.

Dessa forma, a Copel integra sua estratégia de forma transversal, comprometida com o desenvolvimento sustentável, a geração de valor para a sociedade e o fortalecimento da governança corporativa.



Detalhes adicionais sobre a gestão da sustentabilidade e a integração dos aspectos ESG à estratégia corporativa podem ser consultados no [Relato Integrado da Copel](#), disponível no [Portal de Sustentabilidade](#) do site de Relações com Investidores.

6.2 Destaques recentes

- **Copel entre as empresas mais sustentáveis do mundo:** A Copel passou a integrar o Índice Dow Jones Best-in-Class (DJ BIC) e o *Sustainability Yearbook 2026*, ambos reconhecimentos concedidos com base na avaliação de sustentabilidade corporativa da S&P Global. As distinções posicionam a Companhia entre as empresas de melhor desempenho em práticas ambientais, sociais e de governança (ESG) em seu setor, refletindo a consistência da gestão sustentável, a adoção das melhores práticas internacionais e o compromisso com a geração de valor de longo prazo.
- **Copel mantém presença nos principais índices ESG da B3:** A Copel manteve sua presença simultânea nos principais índices ESG da B3, incluindo o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE B3), Índice Carbono Eficiente (ICO2 B3) e Índice de Diversidade (IDIVERSA B3). O reconhecimento consolida o compromisso da Companhia com a criação de valor sustentável de longo prazo e demonstra a integração dos aspectos ambientais, sociais e de governança à estratégia corporativa.
- **Copel está entre as empresas mais íntegras do Brasil:** A Companhia foi reconhecida no Programa Pró-Ética 2025-2026, iniciativa promovida pela Controladoria-Geral da União (CGU) e pelo Instituto Ethos. O reconhecimento evidencia a maturidade do Programa de Integridade da Copel e reforça seu compromisso com ética, transparência, conformidade e governança corporativa.
- **Publicação do Relato Integrado 2025:** A Copel publicou seu Relato Integrado 2025, apresentando os principais resultados, avanços operacionais, indicadores ESG e direcionadores estratégicos que sustentam a geração de valor sustentável da Companhia. O documento reforça a integração da sustentabilidade à estratégia corporativa e à visão de longo prazo do negócio.
- **Avanço ambiental e descarbonização:** A Copel, em 2025, reduziu em 23% suas emissões de gases de efeito estufa (GEE) em relação a 2024, resultado que demonstra a evolução de sua agenda climática e a efetividade das iniciativas voltadas à descarbonização dos negócios. O desempenho reforça o compromisso da Companhia com a geração de valor sustentável e com uma transição energética responsável.

6.3 Indicadores

Em relação ao indicador de GEE escopo 1 (tCO₂), os dados se referem às emissões diretas de gases de efeito estufa das operações da Copel (frota, mudança do solo e emissões fugitivas), calculados semestralmente. Os dados de 2026 serão auditados posteriormente por terceira parte.

Indicador Ambiental	2T26	2T25	Δ p.p.	1S26	1S25	Δ p.p.
Fontes renováveis (% Capacidade Instalada)	100,0	100,0	—	100,0	100,0	—
Fontes renováveis (% Energia Gerada)	100,0	100,0	—	100,0	100,0	—
Emissão de GEE escopo 1 (tCO ₂) ¹	(3)	4.937,7	—	(3)	4.937,7	—
Emissão de GEE escopo 2 (tCO ₂) ²	(3)	169.117,0	—	(3)	169.117,0	—

¹Escopo 1 refere-se às emissões diretas de gases de efeito estufa das operações da Copel (frota, mudança do solo e emissões fugitivas), calculados semestralmente. Os dados de 2026 serão verificados posteriormente por terceira parte.

²Escopo 2 refere-se às emissões indiretas de gases de efeito estufa das operações da Copel (consumo e perda de eletricidade) - as emissões de GEE são calculadas semestralmente.

³Dados ainda sendo apurados



Indicador Social	2T26	2T25	Δ p.p.	1S26	1S25	Δ p.p.
Mulheres na Copel (% Empregados Próprios)	21,4	22,1	(0,7)	21,4	22,1	(0,7)
Mulheres na Copel (% Empregados Terceiros)	11,1	16,6	(5,5)	11,1	16,6	(5,5)
Taxa de frequência de acidentes - TFIFR (% Empregados Próprios)	1,0	1,3	(0,3)	1,0	1,3	(0,3)
Taxa de frequência de acidentes - TFIFR (% Empregados Terceiros)	1,4	3,0	(1,6)	1,4	3,0	(1,6)

TFIFR: Taxa de frequência de acidentes com afastamento. Esta taxa representa, em relação a um milhão de horas-homem de exposição ao risco, o número de contratados envolvidos em acidentes com afastamento ou casos fatais, no período considerado.

ABNT – NBR 14280: 2001

Indicador de Governança	2T26	2T25	Δ p.p.	1S26	1S25	Δ p.p.
Mulheres em cargos de liderança (%)	21,0	20,3	0,7	21,0	20,3	0,7
Mulheres no Conselho de Administração (%)	11,1	11,1	—	11,1	11,1	—
Conselheiros independentes (%)	88,8	88,8	—	88,8	88,8	—
Denúncias Resolvidas pelo Canal de Denúncias (%)*	62,0	66,0	(4,0)	89,0	79,0	10,0

*O indicador considera a finalização das investigações no período analisado/ano, a Companhia analisa 100% das denúncias recebidas.

6.4 Avaliações, Classificações e Índices

Índice	ISEB3	S&P Global	CDP DISCLOSURE INSIGHT ACTION	ICO2 B3	IDIVERSA B3	SUSTAINALYTICS a Morningstar company	MSCI
Ranking	88.21%	CSA Score	A	Sim	Sim	Medium Risk	AA
	Posição 10º	84					
Ano de Referência	2025	2026	2025	2025	2025	2025	2025



7 Outros destaques do período

7.1 Remuneração aos acionistas

Em 15 de abril, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de R\$ 706,0 milhões a título de Juros sobre Capital Próprio (JCP), a serem pagos em 30 de setembro de 2026.

7.2 Fitch Reafirma Rating 'AAA(bra)' da Copel e suas subsidiárias

Em 15 de maio a agência de classificação de risco Fitch Ratings reafirmou o rating 'AAA (bra)' de Longo Prazo da Copel e de suas subsidiárias integrais Copel Geração e Transmissão, Copel Distribuição e Copel Serviços, o mais alto possível na escala da Fitch. Ao mesmo tempo, a perspectiva dos ratings corporativos foi mantida como estável. O sólido perfil de negócios da Companhia, com importantes e rentáveis ativos de geração, transmissão e distribuição de energia, que contribuem para diluir riscos operacionais e regulatórios, destacam-se como pontos relevantes da classificação.

7.3 Aditamento e Renovação do Programa de Recompra de Ações

Em 21 de maio o Conselho de Administração aprovou o aditamento e a renovação do programa de recompra de ações da Companhia, com o objetivo de adquirir ações da Copel para manutenção em tesouraria, cancelamento ou alienação e atender a planos de incentivo baseados em ações, sem redução da cifra do capital social. O programa possui vigência de 18 meses com limitação de aquisição de até 10% do total de ações em circulação no mercado. Mais informações consultar o [Fato Relevante 02/26](#).

7.4 Elejor repactua Uso do Bem Público (UBP)

A Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. - Elejor, sociedade de propósito específico com participação majoritária da Copel, formalizou em 25 de maio a repactuação das parcelas devidas a título de UBP, nos termos da Lei nº 15.235, de 8 de outubro de 2025, e do Despacho nº 668/2026-ANEEL, de 24 de fevereiro de 2026, referente às UHEs Santa Clara e Fundão, conforme valor oficialmente apurado e publicado pela Aneel, no montante de R\$ 420,6 milhões. A repactuação evidencia a criação de valor para as concessões dos ativos operados pela Elejor e está plenamente alinhada à estratégia de geração de valor da Companhia.

7.5 Alienação de Participação na UHE Dona Francisca

Em 15 de junho, a Companhia celebrou o Contrato de Compra e Venda de Ações com a Gerdau S.A., para a alienação de sua participação de 23,03% no capital social da Dona Francisca Energética S.A., acionista do consórcio responsável pela operação da UHE Dona Francisca. O valor total da transação foi de R\$ 150,0 milhões, com pagamento integral no fechamento, condicionado às aprovações necessárias.

A operação reforça a estratégia da Copel de concentrar seu portfólio em ativos estratégicos e gerar valor aos acionistas.

7.6 Reajuste das Receitas Anuais Permitidas para o Ciclo 2026-2027



Por meio da Resolução Homologatória nº 2.268/2026, a Aneel estabeleceu as Receitas Anuais Permitidas - RAPs para os ativos de transmissão de energia elétrica para o ciclo 2026-2027, com vigência a partir de 1º de julho de 2026. De acordo com o Despacho Aneel nº 2.268 e a Nota Técnica nº 102/2026, as RAPs da Copel Geração e Transmissão S.A. e das suas participações passam a ser de R\$ 1.912,5 milhões, aumento de 5,6% em relação ao ciclo anterior.

7.7 Copel é premiada pela Aneel por excelência na Ouvidoria

Em 17 de junho a Companhia conquistou, pela sexta vez, o Prêmio Aneel de Ouvidoria na categoria de distribuidoras com mais de um milhão de clientes. A premiação, realizada durante o 23º Encontro Nacional de Ouvidores do Setor Elétrico, reconhece empresas com os melhores índices de solução de reclamações, agilidade nas respostas e estrutura de atendimento. Desde o início do prêmio, em 2017, a Copel figurou no pódio em todas as edições na categoria Grande Porte. O reconhecimento reforça o compromisso da Copel com a experiência e satisfação dos clientes.

7.8 Novo Diretor-Geral da Copel DIS

A Copel Distribuição iniciou um novo ciclo de liderança com a posse de Denis Mollica como Diretor-Geral, sucedendo a Marco Antônio Villela. Com mais de 20 anos de trajetória no setor elétrico e passagens executivas por Cemig e EDP, Mollica assume a posição com o compromisso de dar continuidade à agenda de eficiência operacional e à execução do plano de investimentos da distribuidora.

A Companhia expressa seu agradecimento a Marco Antônio Villela pelo importante reposicionamento estratégico conduzido ao longo de sua gestão, marcado pelo fortalecimento da segurança operacional, otimização de processos e estruturação de equipes de alta performance.

7.9 Semana da Inovação Copel

De 30 de junho a 03 de julho ocorreu a Semana da Inovação Copel, evento que promove a cultura da inovação como motor de transformação da Companhia. A iniciativa contou com painéis e palestras de especialistas do mercado em inovação e transformação digital e aposta na inovação colaborativa, conectando colaboradores, *startups*, empresas e universidades na cocriação de soluções voltadas a temas estratégicos, como digitalização, inteligência artificial e automação de processos. Durante o evento foi lançado o Desafio Copel de Inovação que busca soluções voltadas à eficiência e redução de custos, como uso de inteligência artificial e novas tecnologias. O desafio integra o *Copel Beyond*, nosso maior programa de transformação digital, com foco em eficiência, digitalização e produtividade.

7.10 Presidente da Copel é homenageado por excelência em gestão

Em 01 de julho, Daniel Slaviero, Presidente da Companhia, recebeu o prêmio EVEx (Energy Virtual Experience) na categoria “Excelência em Gestão e Modernização Setorial”, em reconhecimento à sua atuação à frente da Copel. O EVEx é um dos maiores encontros e plataformas de negócios focados no futuro da energia que reúne autoridades, CEOs, reguladores e especialistas. Seu objetivo é acelerar a transição energética e a cooperação entre a América Latina e a Península Ibérica.

7.11 Atualização dos parâmetros que orientam a estrutura ótima de capital e a Política de Dividendos



Em 15 de julho, a Companhia aprovou a atualização dos parâmetros que orientam sua estrutura ótima de capital e sua Política de Dividendos, reforçando a alocação de capital equilibrada e sustentável, a preservação da solidez financeira, o retorno aos acionistas, as oportunidades de investimento e melhoria contínua do serviço aos clientes.

A Estrutura Ótima de Capital passa a considerar que a alavancagem financeira é de 2,9x, mensurada pela dívida líquida/Ebitda, com tolerância de 0,3x para mais (3,2x) ou para menos (2,6x), desde que haja convergência em até 48 meses para o centro da faixa (2,9x).

A distribuição anual de proventos segue pautada pelos seguintes parâmetros financeiros definidos ao final de cada exercício social, em linha com as diretrizes da estrutura de capital, com no mínimo 75% do lucro líquido e frequência mínima de pagamento 2 vezes ao ano.

Mais informações consultar o [Fato Relevante 05/26](#).



Disclaimer

Informações contidas neste documento podem incluir considerações futuras e refletem a percepção atual e perspectivas da diretoria sobre a evolução do ambiente macroeconômico, condições da indústria, desempenho da Companhia e resultados financeiros. Quaisquer declarações, expectativas, capacidades, planos e conjecturas contidos neste documento, que não descrevam fatos históricos, tais como informações a respeito da declaração de pagamento de dividendos, a direção futura das operações, a implementação de estratégias operacionais e financeiras relevantes, o programa de investimento, os fatores ou tendências que afetem a condição financeira, liquidez ou resultados das operações são considerações futuras de significado previsto no U.S. Private Securities Litigation Reform Act de 1995 e contemplam diversos riscos e incertezas. Não há garantias de que tais resultados venham a ocorrer. As declarações são baseadas em diversos fatores e expectativas, incluindo condições econômicas e mercadológicas, competitividade da indústria e fatores operacionais. Quaisquer mudanças em tais expectativas e fatores podem implicar que o resultado real seja materialmente diferente das expectativas correntes.

Relações com Investidores

 ri@copel.com

 Telefone: (41) 3331-4011



Anexos

**Resultado
Consolidado**

[DRE](#)

[DRE](#)

[Fluxo de Caixa](#)

[Ebitda e Resultado Financeiro](#)

**Resultado por
Subsidiária**

[DRE Copel GeT](#)

[DRE Copel DIS](#)

[DRE Copel COM](#)

Demais tabelas encontram-se no site de Relações com Investidores.

Para acessar, [clique aqui](#)





RESULTADO CONSOLIDADO - DRE

R\$ mil

Demonstração do Resultado	2T26	2T25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	6.918.061	6.225.154	11,1	13.985.762	12.117.240	15,4
Fornecimento de energia elétrica	1.980.394	1.912.016	3,6	3.976.535	4.104.115	(3,1)
Suprimento de energia elétrica	1.287.703	1.140.733	12,9	2.801.175	2.115.673	32,4
Disponibilidade da rede elétrica	1.898.610	1.531.656	24,0	3.957.308	3.459.679	14,4
Receita de construção	644.723	842.770	(23,5)	1.221.491	1.482.460	(17,6)
Valor justo dos ativos da concessão	288.695	11.726	2.362,0	308.770	35.742	763,9
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	654.834	577.183	13,5	1.354.434	562.727	140,7
Outras receitas operacionais	163.102	209.070	(22,0)	366.049	356.844	2,6
(-/+) Ajustes para recorrentes	(957.341)	(823.944)	16,2	(1.638.660)	(1.503.242)	9,0
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA RECORRENTE	5.960.720	5.401.210	10,4	12.347.102	10.613.998	16,3
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(5.386.398)	(5.067.863)	6,3	(11.019.082)	(9.678.833)	13,8
Energia elétrica comprada para revenda	(2.823.231)	(2.563.409)	10,1	(5.925.420)	(4.815.762)	23,0
Encargos de uso da rede elétrica	(716.377)	(710.578)	0,8	(1.428.682)	(1.393.101)	2,6
Pessoal e administradores	(248.628)	(242.352)	2,6	(531.259)	(491.574)	8,1
Planos previdenciário e assistencial	(64.663)	(58.015)	11,5	(130.783)	(118.952)	9,9
Material	(27.335)	(21.913)	24,7	(53.226)	(44.914)	18,5
Serviços de terceiros	(289.037)	(278.689)	3,7	(545.025)	(561.010)	(2,8)
Depreciação e amortização	(406.223)	(361.211)	12,5	(809.272)	(716.231)	13,0
Provisões e reversões	(106.494)	(83.934)	26,9	(192.095)	(154.445)	24,4
Custo de construção	(632.096)	(840.991)	(24,8)	(1.211.027)	(1.476.182)	(18,0)
Outros custos e despesas operacionais	(72.314)	93.229	(177,6)	(192.293)	93.338	(306,0)
(-/+) Ajustes para recorrentes	632.102	640.406	(1,3)	1.229.921	1.186.769	3,6
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS RECORRENTES	(4.754.296)	(4.427.457)	7,4	(9.789.161)	(8.492.064)	15,3
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	55.883	64.256	(13,0)	125.668	164.672	(23,7)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS	1.587.546	1.221.547	30,0	3.092.348	2.603.079	18,8
LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS RECORRENTE	1.262.307	1.038.009	21,6	2.683.609	2.286.606	17,4
RESULTADO FINANCEIRO	(368.883)	(401.861)	(8,2)	(858.446)	(848.386)	1,2
Receitas financeiras	789.896	375.312	110,5	1.122.842	672.952	66,9
Despesas financeiras	(1.158.779)	(777.173)	49,1	(1.981.288)	(1.521.338)	30,2
(-/+) Ajustes para recorrentes	(284.424)	—	—	(284.424)	—	—
RESULTADO FINANCEIRO RECORRENTE	(653.307)	(401.861)	62,6	(1.142.870)	(848.386)	34,7
LUCRO OPERACIONAL	1.218.663	819.686	48,7	2.233.902	1.754.693	27,3
LUCRO OPERACIONAL RECORRENTE	609.000	636.148	(4,3)	1.540.739	1.438.220	7,1
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(171.204)	(246.122)	(30,4)	(492.399)	(516.462)	(4,7)
Imposto de renda e contribuição social	(92.747)	76.677	(221,0)	(255.603)	(152.305)	67,8
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(78.457)	(322.799)	(75,7)	(236.796)	(364.157)	(35,0)
(-/+) Ajustes para recorrentes	207.283	62.404	232,2	235.676	107.601	119,0
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL RECORRENTE	36.079	(183.718)	(119,6)	(256.723)	(408.861)	(37,2)
LUCRO LÍQUIDO COM OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	1.047.459	573.564	82,6	1.741.503	1.238.231	40,6
LUCRO LÍQUIDO COM OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE RECORRENTE	645.079	452.430	42,6	1.284.016	1.029.359	24,7
LUCRO LÍQUIDO COM OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	—	—	—	—	—	—
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	1.047.459	573.564	82,6	1.741.503	1.238.231	40,6
LUCRO LÍQUIDO RECORRENTE	645.079	452.430	42,6	1.284.016	1.029.359	24,7
EBITDA DAS OP. EM CONTINUIDADE	1.993.769	1.582.758	26,0	3.901.620	3.319.310	17,5
EBITDA RECORRENTE	1.612.647	1.334.964	20,8	3.367.213	2.838.165	18,6



RESULTADO CONSOLIDADO - Balanço Patrimonial

R\$ mil

Ativo	jun.-26	dez.-25	Δ%
CIRCULANTE	10.943.746	10.881.654	0,6
Caixa e equivalentes de caixa	3.272.606	3.130.363	4,5
Títulos e Valores Mobiliários	161	895	(82,0)
Cauções e depósitos vinculados	9	9	—
Clientes	—	4.300.957	(100,0)
Dividendos a receber	3.999.644	141.297	2.730,7
Ativos Financeiros Setoriais	142.021,0	400.463	(64,5)
Contas a receber vinculadas à concessão	717.522	12.867	5.476,5
Ativos de contrato	14.672	392.594	(96,3)
Valor justo na compra e venda de energia	424.364	263.645	61,0
Outros créditos	286.038	1.050.086	(72,8)
Estoques	1.064.699	173.398	514,0
Imposto de Renda e Contribuição Social	150.066	502.825	(70,2)
Outros tributos a recuperar	351.890	426.106	(17,4)
Despesas antecipadas	425.632	60.972	598,1
Partes Relacionadas	56.542	—	—
Ativos classificados como mantidos para venda	37.880	25.177	50,5
NÃO CIRCULANTE	50.702.481	49.532.802	2,4
Realizável a Longo Prazo	20.159.711	19.065.339	5,7
Títulos e Valores Mobiliários	652.304	690.886	(5,6)
Outros investimentos temporários	45.134	30.627	47,4
Clientes	161.633	162.189	(0,3)
Depósitos judiciais	378.911	373.949	1,3
Ativos Financeiros Setoriais	642.995	400.463	60,6
Contas a receber vinculadas à concessão	5.023.245	4.590.579	9,4
Ativos de contrato	9.740.393	9.202.412	5,8
Valor justo na compra e venda de energia	721.180	597.856	20,6
Outros créditos	838.553	794.296	5,6
Imposto de renda e contribuição social	106.849	102.589	4,2
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	851.402	991.404	(14,1)
Outros tributos a recuperar	997.112	1.127.582	(11,6)
Despesas antecipadas	—	507	(100,0)
Investimentos	2.884.909	2.849.002	1,3
Imobilizado	8.348.827	8.145.552	2,5
Intangível	19.053.574	19.206.609	(0,8)
Direito de uso de ativos	255.460	266.300	(4,1)
TOTAL DO ATIVO	61.646.227	60.414.456	2,0



R\$ mil

Passivo	jun.-26	dez.-25	Δ%
CIRCULANTE	8.406.486	11.062.317	(24,0)
Obrigações sociais e trabalhistas	236.531	310.773	(23,9)
Partes relacionadas	—	—	—
Fornecedores	3.061.787	3.059.667	0,1
Fornecedores - risco sacado	20.029	—	—
Imposto de renda e contribuição social	151.562	81.875	85,1
Outras obrigações fiscais	378.911	677.273	(44,1)
Empréstimos e financiamentos	224.040	217.827	2,9
Debêntures	1.976.945	1.850.538	6,8
Instrumentos financeiros derivativos	4.278	3.657	17,0
Dividendos a pagar	631.686	2.325.889	(72,8)
Benefícios pós-emprego	120.729	118.854	1,6
Encargos setoriais a recolher	26.879	60.108	(55,3)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	92.623	99.244	(6,7)
Contas a pagar vinculadas à concessão	42.013	147.205	(71,5)
Passivos financeiros setoriais	—	883.990	(100,0)
Passivo de arrendamentos	60.043	58.741	2,2
Valor justo na compra e venda de energia	259.994	262.821	(1,1)
Outras contas a pagar	882.059	784.575	12,4
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	236.377	119.280	98,2
NÃO CIRCULANTE	29.091.391	26.260.161	10,8
Obrigações sociais e trabalhistas	6.233	4.764	30,8
Partes relacionadas	—	—	—
Fornecedores	135.979	133.544	—
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.079.176	1.982.596	4,9
Outras Obrigações fiscais	205.728	239.448	(14,1)
Empréstimos e financiamentos	3.065.775	3.150.592	(2,7)
Debêntures	18.017.940	14.796.386	21,8
Empréstimos financeiros derivativos	195.180	19.878	881,9
Benefícios pós-emprego	1.369.957	1.359.303	0,8
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	376.747	311.856	20,8
Contas a pagar vinculadas à concessão	339.813	959.122	(64,6)
Passivo de arrendamentos	224.927	234.221	(4,0)
Valor justo na compra e venda de energia	357.846	268.621	33,2
Outras contas a pagar	191.156	204.537	(6,5)
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	563.995	661.273	(14,7)
Provisões para litígios	1.960.939	1.934.020	1,4
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	24.148.350	23.091.978	4,6
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	24.128.112	23.130.019	4,3
Capital social	12.821.758	12.821.758	—
Reservas de capital	39.068	18.638	109,6
Ajustes de avaliação patrimonial	272.856	287.992	(5,3)
Ações em tesouraria	(113.067)	(113.389)	(0,3)
Reserva legal	1.900.541	1.900.541	—
Reserva de retenção de lucros	7.508.855	8.214.479	(8,6)
Lucros acumulados	1.698.101	—	—
Atribuível aos acionistas não controladores	20.238	(38.041)	(153,2)
TOTAL DO PASSIVO	61.646.227	60.414.456	2,0



RESULTADO CONSOLIDADO - Fluxo de Caixa

R\$ mil

	30.06.2026	30.06.2025
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Lucro líquido do período proveniente de operações em continuidade	1.741.503	1.238.231
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do exercício com a geração de caixa das atividades operacionais:	2.226.851	2.635.914
Encargos e variações monetárias não realizadas – líquidas	1.696.672	1.343.542
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	(71.265)	(66.137)
Resultado dos contratos de concessão de transmissão	(627.244)	(329.669)
Imposto de renda e contribuição social	255.603	152.305
Imposto de renda e contribuição social diferidos	236.796	364.157
Resultado da equivalência patrimonial	(125.668)	(164.672)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	126.872	116.829
Apropriação de programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	111.499	95.448
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	(308.770)	(35.742)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(1.492.489)	(620.085)
Depreciação e amortização	809.272	716.231
Provisão decorrente do programa de demissão voluntária	18.894	20.979
Incentivos de longo prazo	21.393	3.864
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	192.095	154.445
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	(1.571)	(361)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	(59.319)	(67.899)
Ajuste a valor justo de instrumentos da dívida e Hedge (swap)	(30.634)	—
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	923	1.854
Baixas de ativos de contrato	4.725	4.516
Resultado das baixas de imobilizado	425	1.074
Resultado das baixas de intangíveis	33.721	42.894
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos – líquido	234	—
Resultado de pactuação do uso do bem público	(298.295)	—
Resultado da alienação de ativos	(1.221)	(320.927)
Outros	(7.300)	(14.963)
Redução (aumento) dos ativos	534.126	564.551
Clientes	791.071	601.922
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	50.847	143.243
Depósitos judiciais	10.971	25.037
Ativos financeiros setoriais	97.513	141.256
Outros créditos	(154.436)	(80.361)
Estoques	23.332	(28.213)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	(332.140)	(203.841)
Outros tributos a recuperar	42.031	(40.222)
Despesas antecipadas	4.937	5.109
Partes relacionadas	—	621
Aumento (redução) dos passivos	(740.418)	(332.046)
Obrigações sociais e trabalhistas	(87.399)	(88.006)
Partes relacionadas	—	—
Fornecedores	(158.561)	149.882
Outras obrigações fiscais	225.439	475.590
Benefícios pós-emprego	(114.343)	(100.616)
Encargos setoriais a recolher	(33.229)	53.130
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	(64.406)	(136.662)
Contas a pagar vinculadas à concessão	(485.671)	(56.796)
Outras contas a pagar	105.066	(511.043)
Provisões para litígios quitadas	(127.314)	(117.525)



CAIXA GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	2.020.559	2.868.419
Imposto de renda e contribuição social pagos	(185.916)	(179.761)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	(160.985)	(244.568)
Encargos de debêntures pagos	(989.339)	(688.758)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos	(15.234)	(16.786)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	669.085	1.738.546
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Aplicações financeiras	24.744	(5.867)
Aquisições de ativos de contrato	-899.991	-1.374.321
Aquisição de controladas, líquida do caixa adquirido	-396.493	-190.433
Aquisição de investimentos	(22.165)	(1.060.804)
Alienação de investimentos	—	434.502
Aquisições de imobilizado	—	(53.820)
Aquisições de intangível	174.892	(17.508)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	(1.119.013)	(2.268.251)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Ingressos de empréstimos e financiamentos	550.000	—
Custos de transação na captação de empréstimos e financiamentos	(213)	—
Ingressos de debêntures emitidas	3.700.000	2.000.000
Custos de transação na emissão de debêntures	(104.635)	(22.632)
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	(653.970)	(630.854)
Amortizações de principal de debêntures	(525.166)	(781.958)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	(35.925)	(32.558)
Recompra de ações próprias	—	(70.040)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(2.337.920)	(1.249.032)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	592.171	(787.074)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	142.243	(1.316.779)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	3.130.363	4.161.939
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	3.272.606	2.835.585
Caixa e equivalentes de caixa proveniente de ativos classificados como mantidos para venda	—	9.575
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	142.243	(1.316.779)



RESULTADO CONSOLIDADO - Ebitda Ajustado e Resultado Financeiro

R\$ mil

EBITDA Ajustado	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
EBITDA	1.993,8	1.582,8	26,0	3.901,6	3.319,3	17,5
(-/+) Valor justo na compra e venda de energia	(11,4)	(61,2)	(81,4)	(59,3)	(67,9)	(12,7)
(-/+) Provisão/Reversão indenização PDV	—	—	—	18,9	21,0	(10,0)
(-/+) Alienação ativos/descruzamento	—	(200,6)	(100,0)	—	(310,4)	(100,0)
(-/+) Equivalência Patrimonial	(55,9)	(64,3)	(13,1)	(125,7)	(164,7)	(23,7)
(-/+) Valor Novo de Reposição - VNR	(288,7)	(11,7)	2.367,5	(308,8)	(35,7)	765,0
(-/+) Efeito IFRS (Receita Transmissão Societária/Regulatória)	(25,2)	90,0	(128,0)	(59,5)	76,6	(177,7)
EBITDA RECORRENTE	1.612,6	1.335,0	20,8	3.367,2	2.838,2	18,6
	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
Receitas Financeiras	789.896	375.312	110,5	1.122.842	672.952	66,9
Renda de aplicações financeiras	177.487	189.453	(6,3)	337.580	344.066	(1,9)
Repactuação do uso do bem público (NE nº 23)	298.295	—	—	298.295	—	—
Juros e acréscimos moratórios sobre faturas	98.062	84.809	15,6	174.786	163.559	6,9
Juros sobre impostos a compensar	27.186	39.894	(31,9)	61.325	83.307	(26,4)
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	(9.593)	26.588	(136,1)	228	34.352	(99,3)
Rendimentos e atualização monetária de depósitos judiciais	11.657	10.393	12,2	19.755	21.827	(9,5)
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	28.759	13.578	111,8	50.788	15.942	218,6
Ajuste a valor justo das debêntures (NE nº 20)	190.014	—	—	192.116	—	—
Efeito de swap sobre debêntures (NE nº 20)	(12.990)	—	—	—	—	—
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre receitas financeiras	(27.038)	(14.989)	80,4	(39.720)	(28.793)	38,0
Outras receitas financeiras	8.057	25.586	(68,5)	27.689	38.692	(28,4)
Despesas Financeiras	(1.158.779)	(777.173)	49,1	(1.981.288)	(1.521.338)	30,2
Variação monetária e encargos da dívida	(804.222)	(609.220)	32,0	(1.537.917)	(1.213.710)	26,7
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	(17.196)	(39.346)	(56,3)	(59.693)	(87.745)	(32,0)
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	—	(63.416)	(100,0)	—	(77.774)	(100,0)
Atualização monetária de litígios (NE nº 26.1)	(79.604)	(16.313)	—	(74.229)	(32.296)	—
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins (NE nº 12.3)	(10.373)	(20.996)	(50,6)	(22.002)	(45.865)	(52,0)
Ajuste a valor justo das debêntures (NE nº 20)	10.640	—	—	15.978	—	—
Efeito de swap sobre debêntures (NE nº 20)	(160.968)	—	—	(177.460)	—	—
Juros sobre passivo de arrendamentos (NE nº 24.2)	(7.174)	(8.474)	(15,3)	(15.406)	(16.954)	(9,1)
Juros sobre parcelamento de tributos	(12.223)	(4.493)	—	(12.223)	(13.172)	—
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 22)	(6.775)	(6.037)	12,2	(12.225)	(11.609)	5,3
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	(63.290)	(56)	—	(63.290)	(56)	—
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	—	—	—	—	—	—
Outras despesas financeiras	(7.594)	(8.822)	(13,9)	(22.821)	(22.157)	3,0
Resultado Financeiro	1.948.675	1.152.485	69,1	3.104.130	2.194.290	41,5



RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA - DRE GET

R\$ mil

Demonstração do Resultado	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	1.354.558	1.161.383	16,6	2.933.746	2.400.930	22,2
Suprimento de energia elétrica	905.712	899.666	0,7	2.027.545	1.800.118	12,6
Disponibilidade da rede elétrica	366.590	192.102	90,8	761.191	465.773	63,4
Receita de construção	77.641	56.034	38,6	131.648	111.141	18,5
Outras receitas operacionais	4.615	13.581	(66,0)	13.362	23.898	(44,1)
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(681.736)	(467.248)	45,9	(1.398.565)	(985.937)	41,9
Energia elétrica comprada para revenda	(80.157)	(86.583)	(7,4)	(200.371)	(110.670)	81,1
Encargos de uso da rede elétrica	(123.464)	(128.349)	(3,8)	(244.464)	(261.115)	(6,4)
Pessoal e administradores	(75.203)	(72.593)	3,6	(161.102)	(156.899)	2,7
Planos previdenciário e assistencial	(19.492)	(17.302)	12,7	(39.581)	(35.482)	11,6
Material	(12.569)	(11.419)	10,1	(23.454)	(16.078)	45,9
Serviços de terceiros	(58.359)	(65.410)	(10,8)	(106.276)	(133.337)	(20,3)
Depreciação e amortização	(190.540)	(177.828)	7,1	(380.695)	(354.701)	7,3
Provisões e reversões	(20.255)	(4.807)	321,4	(22.033)	(6.769)	225,5
Custo de construção	(65.014)	(54.256)	19,8	(121.184)	(104.863)	15,6
Outros custos e despesas operacionais	(36.683)	151.299	(124,2)	(99.405)	193.977	(151,2)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	49.288	64.900	(24,1)	120.927	165.337	(26,9)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS	722.110	759.035	(4,9)	1.656.108	1.580.330	4,8
RESULTADO FINANCEIRO	(328.576)	(236.488)	38,9	(574.793)	(493.591)	16,5
Receitas financeiras	209.304	133.626	56,6	334.410	225.520	48,3
Despesas financeiras	(537.880)	(370.114)	45,3	(909.203)	(719.111)	26,4
LUCRO OPERACIONAL	393.534	522.547	(24,7)	1.081.315	1.086.739	(0,5)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	15.134	(157.033)	(109,6)	(198.277)	(305.181)	(35,0)
Imposto de renda e contribuição social	(8.316)	(8.514)	(2,3)	(120.489)	(130.690)	(7,8)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	23.450	(148.519)	(115,8)	(77.788)	(174.491)	(55,4)
LUCRO LÍQUIDO operações continuadas	408.668	365.514	11,8	883.038	781.558	13,0
LUCRO LÍQUIDO operações descontinuadas	—	—	-	—	—	-
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	408.668	365.514	11,8	883.038	781.558	13,0
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade	408.668	365.514	11,8	883.038	781.558	13,0
Atribuído aos acionistas não controladores	—	—	-	—	—	-
EBITDA	912.650	936.863	(2,6)	2.036.803	1.935.031	5,3



RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA - DRE DIS

R\$ mil

Demonstração do Resultado	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.969.593	4.556.168	9,1	9.894.357	8.860.934	11,7
Fornecimento de energia elétrica	1.653.419	1.522.602	8,6	3.378.525	3.306.270	2,2
Suprimento de energia elétrica	4.185	70.344	(94,1)	28.185	101.347	(72,2)
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD)	1.655.120	1.456.332	13,6	3.443.189	3.225.479	6,7
Receita de construção	567.082	786.735	(27,9)	1.089.843	1.371.319	(20,5)
Valor justo dos ativos da concessão	288.695	11.726	2362,0	308.770	35.742	763,9
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	654.834	577.183	13,5	1.354.434	562.727	140,7
Outras receitas operacionais	146.258	131.246	11,4	291.411	258.050	12,9
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(4.121.038)	(4.147.934)	(0,6)	(8.479.601)	(7.915.621)	7,1
Energia elétrica comprada para revenda	(2.114.778)	(1.978.386)	6,9	(4.501.417)	(3.825.567)	17,7
Encargos de uso da rede elétrica	(709.714)	(689.408)	2,9	(1.418.139)	(1.346.210)	5,3
Pessoal e administradores	(136.000)	(141.781)	(4,1)	(294.656)	(284.160)	3,7
Planos previdenciário e assistencial	(42.273)	(37.692)	12,2	(85.332)	(77.465)	10,2
Material	(14.225)	(10.214)	39,3	(28.468)	(28.021)	1,6
Serviços de terceiros	(216.523)	(200.750)	7,9	(412.197)	(401.456)	2,7
Depreciação e amortização	(205.700)	(172.760)	19,1	(408.672)	(340.418)	20,1
Provisões e reversões	(83.216)	(78.403)	6,1	(163.752)	(148.108)	10,6
Custo de construção	(567.082)	(786.735)	(27,9)	(1.089.843)	(1.371.319)	(20,5)
Outros custos e despesas operacionais	(31.527)	(51.805)	(39,1)	(77.125)	(92.897)	(17,0)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS	848.555	408.234	107,9	1.414.756	945.313	49,7
RESULTADO FINANCEIRO	(256.701)	(196.714)	30,5	(497.746)	(389.094)	27,9
Receitas financeiras	281.257	172.005	63,5	450.203	324.933	38,6
Despesas financeiras	(537.958)	(368.719)	45,9	(947.949)	(714.027)	32,8
LUCRO OPERACIONAL	591.854	211.520	179,8	917.010	556.219	64,9
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(112.794)	(58.555)	92,6	(218.733)	(170.832)	28,0
Imposto de renda e contribuição social	(10.790)	95.565	(111,3)	(59.470)	—	—
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(102.004)	(154.120)	(33,8)	(159.263)	(170.832)	(6,8)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	479.060	152.965	213,2	698.277	385.387	81,2
EBITDA	1.054.255	580.994	81,5	1.823.428	1.285.731	41,8

RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA - DRE COM

R\$ mil

Demonstração do Resultado	2T26	2T25	Δ%	1S26	1S25	Δ%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	1.270.076	1.131.213	12,3	2.539.110	2.087.455	21,6
Fornecimento de energia elétrica	327.100	389.635	(16,0)	598.230	798.251	(25,1)
Suprimento de energia elétrica	931.187	679.905	37,0	1.880.009	1.219.750	54,1
Outras receitas operacionais	11.789	61.673	(80,9)	60.871	69.454	(12,4)
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.237.779)	(1.052.153)	17,6	(2.480.149)	(1.980.962)	25,2
Energia elétrica comprada para revenda	(1.226.668)	(1.042.565)	17,7	(2.458.215)	(1.963.222)	25,2
Pessoal e administradores	(6.856)	(5.183)	32,3	(13.980)	(8.836)	58,2
Planos previdenciário e assistencial	(471)	(435)	8,3	(935)	(873)	7,1
Material	(23)	51	(145,1)	(35)	(109)	(67,9)
Serviços de terceiros	(1.157)	(959)	20,6	(2.093)	(2.007)	4,3
Depreciação e amortização	(500)	(458)	9,2	(1.006)	(887)	13,4
Provisões e reversões	(264)	(140)	88,6	(193)	(1.237)	(84,4)
Outros custos e despesas operacionais	(1.840)	(2.464)	(25,3)	(3.692)	(3.791)	(2,6)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS	32.297	79.060	(59,1)	58.961	106.493	(44,6)
RESULTADO FINANCEIRO	3.142	194.192	(98,4)	8.564	19.610	(56,3)
Receitas financeiras	3.353	185.174	(98,2)	8.889	19.892	(55,3)
Despesas financeiras	(211)	9.018	(102,3)	(325)	(282)	15,2
LUCRO OPERACIONAL	35.439	273.252	(87,0)	67.525	126.103	(46,5)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(13.601)	(39.055)	(65,2)	(24.644)	(43.091)	(42,8)
Imposto de renda e contribuição social	—	(30.082)	(100,0)	—	(20.106)	(100,0)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(13.601)	(8.973)	51,6	(24.644)	(22.985)	7,2
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	21.838	234.197	(90,7)	42.881	83.012	(48,3)
EBITDA	32.797	79.518	(58,8)%	59.967	107.380	(44,2)%



COPEL
Pura Energia



RESULTS

2Q26



Highlights 2Q26

Operational and Commercial Performance

Tariff Review 2026

Success in the 6th-cycle rate review

RAB reaches R\$ 19.9 billion

Efficient commercial strategy

Revenue from modulation and pricing across submarkets (hydro): **R\$ 74.6 million**

Billed Grid Market (DisCo) 7.2% growth

Financial results

Recurring Ebitda

R\$ 1,612.6 million

+20.8% compared to 2Q25

Recurring Net Income

R\$ 645.1 million

+42.6% compared to 2Q25

Capex

R\$ 957.2 million

in 2Q26

Financial Leverage

2.9x (net debt to Ebitda) as of June 30, 2026, in line with the new parameters of the optimal capital structure

Shareholder returns

Interest on Equity

R\$ 706 million

(R\$ 0.2377 per share), to be paid on September 30, 2026

Dividend payment

R\$ 1.35 billion, paid on

June 30, 2026, relating to dividends announced in December 2025

Financial Indicators



R\$ million

Key Financial Highlights	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
Ebitda (R\$ million)	1,993.8	1,582.8	26.0	3,901.6	3,319.3	17.5
Recurring Ebitda (R\$ million)	1,612.6	1,335.0	20.8	3,367.2	2,838.2	18.6
Net Income (R\$ million)	1,047.5	573.6	82.6	1,741.5	1,238.2	40.6
Recurring Net Income (R\$ million)	645.1	452.4	42.6	1,284.0	1,029.3	24.7
EPS - Earnings per share (R\$) ¹	0.33	0.22	50.0	0.57	0.42	35.7
Return on Equity (ROE) ²	4.3%	2.5%	1.8 p.p.	7.2%	5.4%	1.8 p.p.
Ebitda margin	28.8%	25.4%	3.4 p.p.	27.9%	27.4%	0.5 p.p.
Recurring Ebitda Margin	27.1%	24.7%	2.4 p.p.	27.3%	26.7%	0.6 p.p.
Recurring Operating Margin	9.3%	10.6%	-1.3 p.p.	11.5%	12.0%	-0.5 p.p.
Book value per share (R\$) ³	8.13	7.78	4.5	8.13	7.78	4.5
Net Debt-to-Equity Ratio ⁴	81.4%	77.1%	4.3 p.p.	81.4%	77.1%	4.3 p.p.
Current Ratio	1.3	1.0	30.0	1.3	1.0	30.0
Leverage	2.9x	2.9x ⁵	0	2.9x	2.9x ⁵	—

¹ Net income attributable to shareholders of the parent company / shares outstanding. ² Based on shareholders' equity at the end of the period. ³ Shareholders' equity at the end of the period / shares outstanding. ⁴ Net debt / shareholders' equity at the end of the period. ⁵ Excludes the effect of the acquisition of 70% of the Baixo Iguaçu Hydroelectric Plant.



Results Webcast

August, 06 2026
10h BRT

[Access link](#)





Summary

1 Consolidated Results	3
1.1 Ebitda	3
1.2 Operating Revenue	4
1.3 Operating costs and expenses	5
1.4 Equity Income Result	8
1.5 Financial Results	8
1.6 Consolidated Net Income	9
1.7 Debt and Leverage	10
2 Investments	12
3 Copel Geração e Transmissão	13
3.1 Economic and Financial Performance	13
3.1.1 Ebitda	13
3.1.2 Recurring Manageable Costs (PMSO)	14
3.1.3 Recurring Net Income	15
3.1.4 IFRS effect on the Transmission segment	16
3.2 Operational Performance	16
3.2.1 Generation	17
3.2.2 Transmission	18
4 Commercial Strategy	20
4.1 Business Context	20
4.2 Commercial Performance	20
5 Copel Distribuição (DisCo)	23
5.1 Economic and Financial Performance	23
5.1.1 Ebitda	23
5.1.2 Recurring Manageable Costs (PMSO)	24
5.1.3 Recurring Net Income	25
5.2 Operational Performance	26
5.2.1 Grid Market (TUSD)	26
5.2.2 Captive Market	26
5.2.3 Operational data	26
5.2.4 Periodic Rate Review (Highlights)	27
6 ESG performance	29
6.1 ESG in Copel's Strategy	29
6.2 Recent highlights	30
6.3 Indicators	30
6.4 Ratings, Rankings and Indexes	31
7 Other highlights from the period	32
8. Exhibits	35



1 Consolidated Results

The consolidated results consist of the combined operations of Copel (Holding), Copel Geração e Transmissão (GenCo), Copel Distribuição (DisCo), Copel Comercialização (TradeCo) and other equity investments¹. The following analyses refer to the second quarter of 2026 (2Q26) compared to the same period in 2025 (2Q25). The amounts presented in this document are expressed in thousands of Brazilian reais (R\$), unless otherwise indicated. Any discrepancies in the sum of amounts or in percentage changes result from rounding criteria.

1.1 Ebitda

Copel reported **Recurring Ebitda² of R\$ 1,612.6 million in 2Q26**, representing a 20.8% increase compared to the R\$ 1,335.0 million reported in 2Q25. This solid performance reflects the continued progress in operational synergies, rigorous discipline in capital allocation, and the strategic commercial positioning adopted by the Company. Consolidated Recurring Ebitda for the period was driven primarily by growth in recurring Ebitda from the distribution segment (DisCo), which rose 34.5% (+R\$ 196.3 million), and the generation and transmission segment (GenCo), which increased 10.1% (+R\$ 76.8 million).

Performance highlights by segment in 2Q26:

DisCo (Distribution)

DisCo's Recurring Ebitda increased by 34.5% (+R\$ 196.3 million) compared to 2Q25. This result was driven primarily by:

- **Billed grid-market:** A 7.2% increase between the periods analyzed, due to stronger economic activity in the concession area, higher temperatures at the beginning of the quarter, and continued expansion of the customer base
- **Annual Tariff Adjustment (ATA):** Implementation of the rate adjustment in June 2025, which generated an average positive impact of 1.3% on Part B. *(Further details are available in section 5.1.1);*

GenCo (Generation and Transmission)

GenCo's Recurring Ebitda reached R\$ 838.2 million in 2Q26, a 10.1% increase (+R\$ 76.8 million) compared to 2Q25. This performance primarily reflects the combination of the following factors:

- **Transmission Company Revenue:** An increase of R\$ 70.2 million in Grid Availability Revenue (adjusted for the effect of IFRS), resulting from the full consolidation of Transmissora Mata de Santa Genebra S.A. (MSG) and the 2.2% average increase in Annual Permitted Revenue (RAP) for transmission companies for the 2025–2026 cycle (ex-MSG).
- **Bilateral Contracts:** An increase of R\$ 83.7 million in Revenue from Bilateral Contract Supplies, driven by a 6.4% rise in the average selling price of energy from the generator's portfolio, which offset the 7.8% decrease in the physical volume sold.
- **Energy Purchased for Resale:** A decrease of R\$ 6.4 million in costs related to Energy Purchased for Resale, driven by favorable hydrological conditions during the quarter.

This positive performance in the GenCo segment was partially offset by:

¹ Copel Serviços, Elejor, and other holdings in generation assets.

² Excluding non-recurring items, fair value of energy purchases and sales (Mark-to-Market - MTM) at Copel Comercialização, new replacement value resulting from the present value adjustment of Copel Distribuição's indemnifiable assets (VNR), equity income accounting, and the effects of IFRS on transmission contract assets.



- **CCEE Supply Revenue (MCP):** A decrease of R\$ 35.2 million in CCEE, affected by the results of transactions carried out in the MCP and by the lower impact of hydroelectric portfolio modulation compared to 2Q25.
- **Generation Curtailment:** A negative impact of R\$ 34.8 million (+155.9%) due to operational restrictions imposed by the National Electric System Operator (ONS), which raised the generation curtailment rate from 15.7% in 2Q25 to 23.7% in 2Q26. *(Further details are available in section 3.1.1).*

Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. (Elejor)

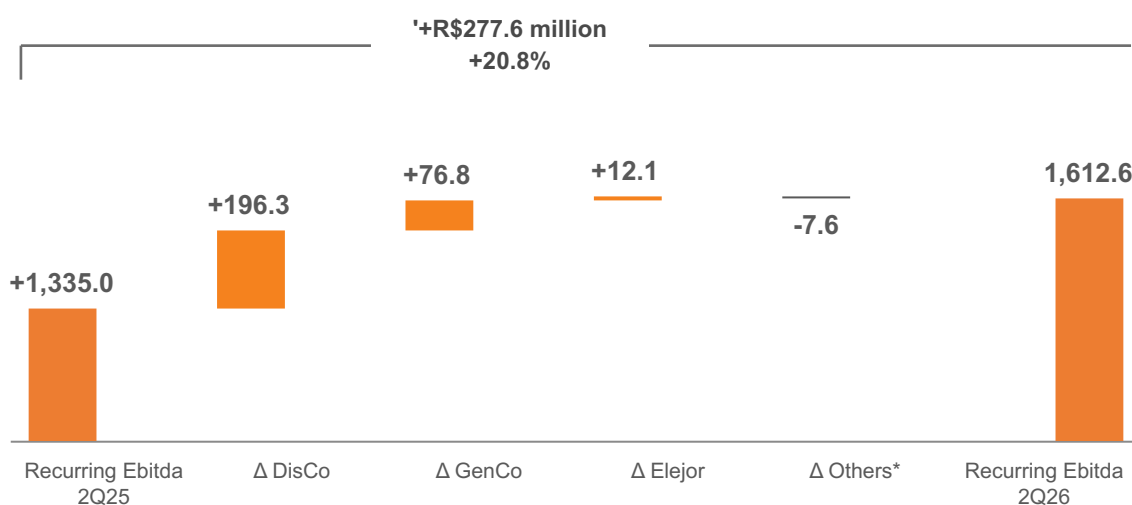
Elejor's Recurring Ebitda increased by R\$ 12.1 million compared to 2Q25, totaling R\$ 29.1 million, driven by the expansion in the volume of energy sold under bilateral contracts during the period and by the higher average selling price of energy in the quarter.

The non-recurring items considered in the calculation of Recurring Ebitda are shown in the table below:

R\$ million

Recurring Ebitda	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
Ebitda	1,993.8	1,582.8	26.0	3,901.6	3,319.3	17.5
(-/+) Fair value on purchase and sale of energy (MTM)	(11.4)	(61.2)	(81.4)	(59.3)	(67.9)	(12.7)
(-/+) Provision/Reversal for Voluntary Separation Program (VSP) indemnity	—	—	—	18.9	21.0	(10.0)
(-/+) Disposal of assets / asset swap	—	(200.6)	—	—	(310.4)	—
(-/+) Equity income	(55.9)	(64.3)	(13.1)	(125.7)	(164.7)	(23.7)
(-/+) New Replacement Value (VNR)	(288.7)	(11.7)	2367.5	(308.8)	(35.7)	765.0
(-/+) IFRS effect (Corporate/Regulatory Transmission Revenue)	(25.2)	90.0	—	(59.5)	76.6	—
Recurring Ebitda	1,612.6	1,335.0	20.8	3,367.2	2,838.2	18.6

| Consolidated Recurring Ebitda (R\$ million)



*Includes Ebitda from the Holding, TradeCo, Copel Serviços, and eliminations and reclassifications between group companies.

1.2 Operating Revenue

Recurring Net Operating Revenue totaled **R\$ 5,960.7 million in 2Q26**, representing a **10.4% increase** compared to the R\$ 5,401.2 million recorded in 2Q25. This metric excludes the effects of



IFRS on the power transmission segment, the Fair Value of Indemnifiable Assets/New Replacement Value (VNR), the fair value adjustment to power purchase and sale contracts (MTM), DisCo's construction revenue, and any non-recurring effects.

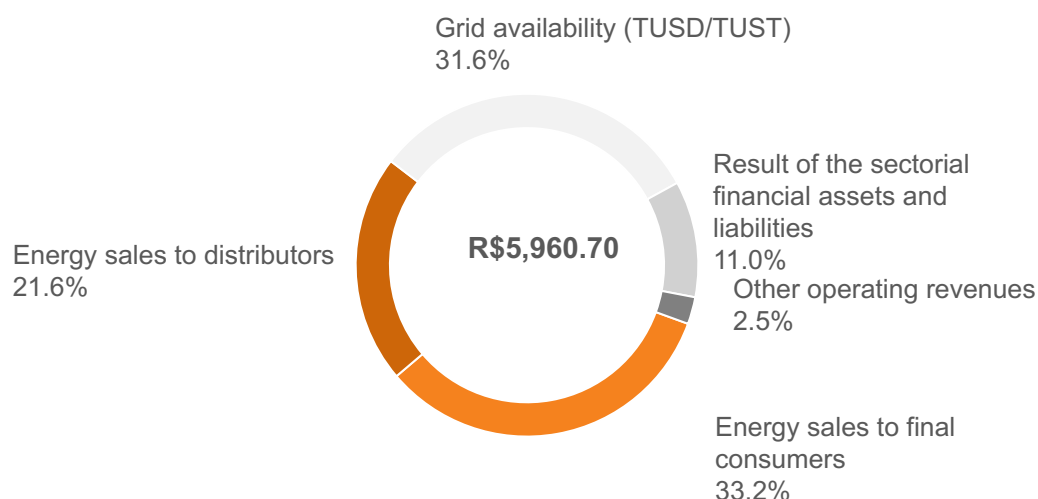
This positive performance was driven primarily by the increases detailed below:

- I. **Grid Availability Revenue: R\$ 262.7 million (+16.2%)**, driven by growth in DisCo's grid market (+7.3%) and higher transmission revenue from GenCo, adjusted for the impact of IFRS, due primarily to the consolidation of MSG, contributing an additional R\$ 73.1 million, and an average 2.2% increase in the RAP of transmission companies wholly owned by GenCo for the 2025–2026 cycle, excluding MSG;
- II. **Electric Power Supply Revenue: R\$ 147.0 million (+12.9%)**, driven by a 13.5% increase in energy sales under bilateral contracts at TradeCo. This result was partially offset by a 155.9% increase (+R\$ 34.8 million) in generation variances at wind farms due to higher *curtailment* in 2Q26 and by a 61.9% decrease in DisCo's energy settlements at the CCEE;
- III. **Sector Financial Assets and Liabilities Result (CVA): R\$ 77.7 million (+13.5%)**, resulting from the implementation of rate-based cost coverage for Part A costs, particularly for energy purchased for resale and the refund of PIS/COFINS taxes to DisCo consumers during the period; and
- IV. **Revenue from Energy Supply: R\$ 68.4 million (+3.6%)**, reflecting a 2.3% increase in billed captive market revenue at DisCo, partially offset by a 19.5% decrease in energy sales to eligible consumers at TradeCo.

The following table presents the reconciliation of Operating Revenue:

	R\$ mm					
Operating Revenue	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
Net Operating Revenue	6,918.1	6,225.2	11.1	13,985.8	12,117.2	15.4
(-) New Replacement Value (VNR)	288.7	11.7	2,367.5	308.8	35.7	765.0
(-) DisCo's Construction Revenue	567.1	786.7	(27.9)	1,089.8	1,371.3	(20.5)
(-) Fair value in energy trading	11.4	61.2	(81.4)	59.3	67.9	(12.7)
(-/+) Transmission segment's revenue (IFRS Effect)	(90.2)	35.6	—	(180.8)	(28.3)	538.9
Recurring Net Operating Revenue	5,960.7	5,401.2	10.4 %	12,347.1	10,614.0	16.3

| Net operating revenue



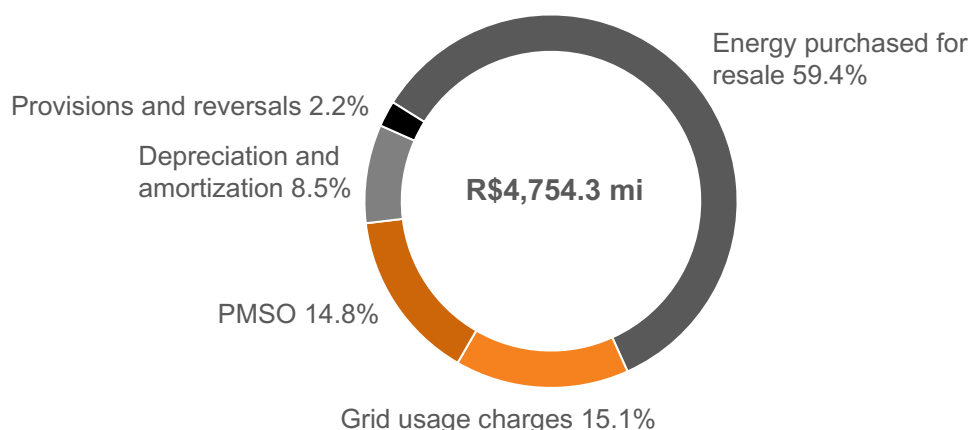
1.3 Operating costs and expenses

In 2Q26, Recurring Operating Costs and Expenses, excluding construction costs, totaled **R\$ 4,754.3 million, an increase of 7.4%** compared to the R\$ 4,427.5 million recorded in 2Q25. The main cost



driver for the quarter was energy purchased for resale (59.4% of the total), followed by sector charges (15.1%), PMSO expenses (14.8%), and other operating expenses (10.7%).

| Breakdown of Costs and Expenses



The main changes in operating costs and expenses for the period are:

- I. **Electricity purchased for resale:** An increase of **R\$ 259.8 million (+10.1%)**, resulting primarily from: i. an increase of R\$ 136.4 million in electricity purchases by DisCo, notably due to higher volumes from the distributed generation system (+R\$ 150.5 million); and ii. a rise of R\$ 184.1 million (+17.7%) at TradeCo, primarily due to the purchase of electricity under bilateral contracts. This result was partially offset by eliminations and reclassifications among group companies, with an increase of R\$ 49.5 million, mainly related to TradeCo's purchases of electricity from GenCo's portfolio;
- II. **Depreciation and Amortization:** An increase of **R\$ 45.0 million (+12.5%)**, a direct reflection of the growth in the base of fixed assets in service, resulting from the progress of the group's investment program, with a greater concentration at DisCo;
- III. **Provisions and Reversals:** An increase of **R\$ 22.6 million (+26.9%)**, due primarily to: i. higher Expected Credit and Bad Debt Losses (PECLD) in the amount of R\$ 17.0 million, concentrated at DisCo (+R\$ 15.3 million); and ii. a R\$ 2.8 million increase in provisions for litigation; and
- IV. **Electric Grid Usage Charges:** An increase of **R\$ 5.8 million (+0.8%)**, primarily due to higher Basic Grid charges at DisCo.

These increases in costs and expenses were partially offset by a reduction of **R\$ 6.5 million (-0.9%)** in Manageable Costs (PMSO). This positive performance stems from a **R\$ 35.1 million (-32.7%) reduction** in *Other operating costs and expenses*, primarily in DisCo's asset retirement losses and lower expenses related to invoice collection fees — an effect that offset the following upward pressures on PMSO:

- I. **Third-Party Services:** an increase of **R\$ 10.3 million (+3.7%)**, concentrated at **DisCo** and directed toward maintenance activities for the power distribution system, with a focus on meeting the targets for regulatory quality indicators (DEC/FEC);
- II. **Pension and Welfare Plans:** an increase of **R\$ 6.6 million (+11.5%)** due to the adjustment of the indices used to calculate social security benefits and contributions, which took place in December 2025;



III. **Personnel:** an increase of **R\$ 6.2 million** (+2.6%), driven primarily by the 5.1% salary adjustment based on the National Consumer Price Index (INPC) in accordance with the 2025 Collective Bargaining Agreement (CBA), partially offset by a reduction in the provision for profit-sharing (PLR) due to a methodological update of the eligibility criteria; and

IV. **Materials:** an increase of **R\$ 5.4 million** (+24.7%), driven primarily by the purchase of electrical components **at GenCo**, mainly for wind power assets.

The table below presents manageable costs, comparing quarter-over-quarter and year-to-date figures:

R\$ million						
Recurring Manageable Costs*	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
Staff and management	248.6	242.4	2.6	512.4	491.6	4.2
Pension and Welfare Plans	64.7	58.0	11.6	130.8	119.0	9.9
Material	27.3	21.9	24.7	53.2	44.9	18.5
Third-party services	289.0	278.7	3.7	545.0	561.0	(2.9)
Other operating costs and expense	72.3	107.4	(32.7)	192.3	217.0	(11.4)
TOTAL	701.9	708.4	(0.9)	1,433.7	1,433.5	—

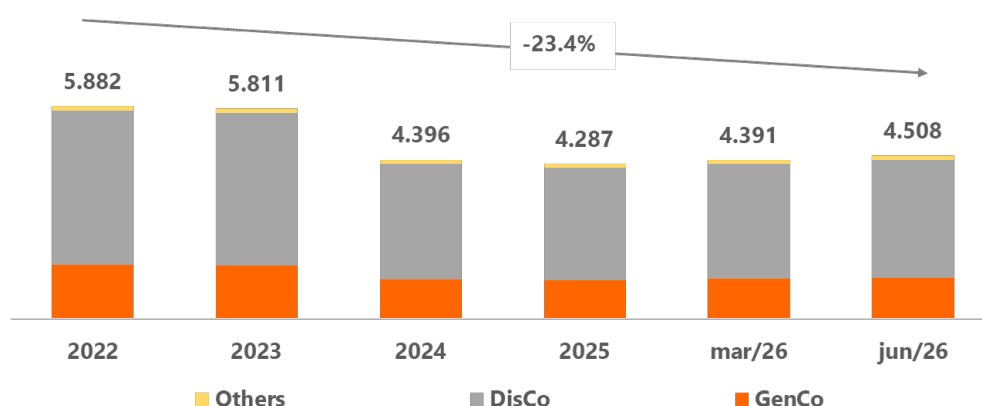
* Excludes the effects of the following non-recurring items: Personnel - Reversal/provision for Voluntary Separation Indemnity; and Other - disposal of assets/asset swap.

After neutralizing the effects of provisions related to the Performance Bonus (PPD), Profit Sharing (PLR), and Long-Term Incentives (ILP), there was an increase of R\$ 2.1 million (+1.1%) in staff and management costs compared to the previous quarter. This variation stems primarily from the 5.1% salary adjustment resulting from the Collective Bargaining Agreement (CBA) 2025 (effective as of October 2025), which was partially offset by personnel synergies and position optimization during the period. Adjusted for the cumulative inflation of 4.3% as measured by the INPC between July 2025 and June 2026, the Company recorded a real decrease of approximately 3.1% in this cost category.

R\$ million						
Recurring Personnel Costs	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
Staff and management	248.6	242.4	2.6	512.4	491.6	4.2
(-/+) Profit sharing, PPD, and ILP	(52.9)	(48.8)	8.4	(126.1)	(94.2)	33.9
TOTAL	195.7	193.6	1.1	386.3	397.4	(2.8)



Changes in the workforce



Note: For calculation purposes, the analysis included permanent employees and participants in the Juvenile Apprenticeship Program.

1.4 Equity Income Result

Equity in earnings from affiliates and jointly controlled ventures totaled **R\$ 55.9 million in 2Q26**, representing a 13.1% decrease compared to the R\$ 64.3 million recorded in the same period of the previous year.

This change is primarily due to the change in the consolidation method for Transmissora Mata de Santa Genebra S.A. (MSG). With the acquisition of controlling interest, MSG's results — which contributed R\$ 7.5 million to this line item in 2Q25 — began to be consolidated line-by-line in the Company's financial statements as of June 2025, generating a direct positive impact on operating Ebitda and no longer being included in equity in earnings.

Excluding the effect of MSG's consolidation for comparability purposes (*pro forma* view), equity income from other holdings decreased by 1.6%, from R\$ 56.8 million in 2Q25 to R\$ 55.9 million in 2Q26.

1.5 Financial Results

Recurring Net Financial Loss was R\$ 653.3 million in 2Q26, compared to the negative result of R\$ 401.9 million reported in 2Q25. This amount excludes the non-recurring effect of R\$ 284.4 million on financial income, resulting from the renegotiation of Elejor's Use of Public Assets (UBP) agreement. The change in recurring financial results is primarily explained by:

- I. An increase of R\$ 195.0 million (+32.0%) in debt charges, resulting from the higher average debt balance during the period, reflecting recent funding raised to finance the Company's investment plan; and
- II. An increase of R\$ 63.2 million in financial expenses related to PIS/COFINS taxes on Interest on Equity (IoE), due to the transfer of earnings from subsidiaries to the holding company during the quarter.



R\$ million

Financial Results	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
Financial Revenues ¹	505.5	375.3	34.7	838.4	673.0	24.6
Financial Expenses	(1,158.8)	(777.2)	49.1	(1,981.3)	(1,521.4)	30.2
Total Financial Result	(653.3)	(401.9)	62.5	(1,142.9)	(848.4)	34.6

¹ Excludes the effects of the renegotiation of Elejor's UBP in the amount of R\$ 284.4 million.

1.6 Consolidated Net Income

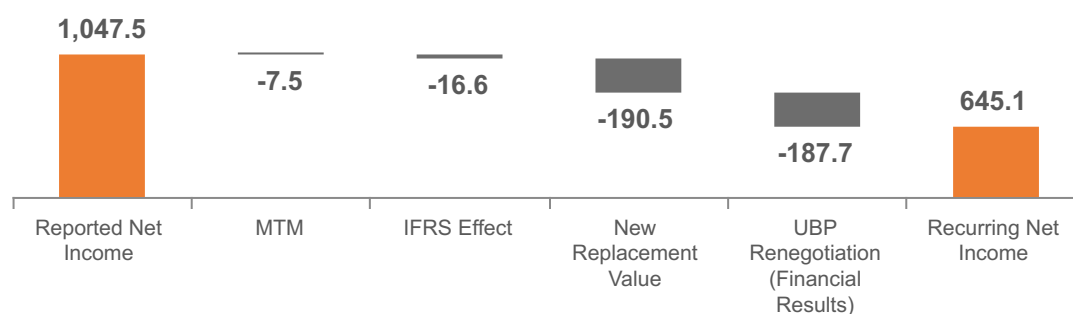
Copel reported a **net income of R\$ 1,047.5 million in 2Q26**, compared to R\$ 573.6 million in 2Q25, an **increase of 82.6%**. This result is primarily explained by the following factors:

- I. improved operating performance with Reported Ebitda of R\$ 1,993.8 million (+26.0%), compared to Ebitda of R\$ 1,582.8 million in 2Q25;
- II. a reduction of R\$ 74.9 million in tax payments, resulting primarily from the tax benefit arising from the Interest on Equity (IoE) declaration made in 2Q26 — an event that did not occur in the same quarter of the previous year; and
- III. an increase of R\$ 33.0 million in Reported Financial Result, due to the positive effect of R\$ 284.4 million on Financial Revenue resulting from the renegotiation of Elejor's Use of Public Assets (UBP).

This result was partially offset by higher depreciation and amortization expenses (-R\$ 45.0 million) due to the larger asset base, given the growth in invested capital between the periods, particularly at DisCo.

The main adjustments to net income in 2Q26 were:

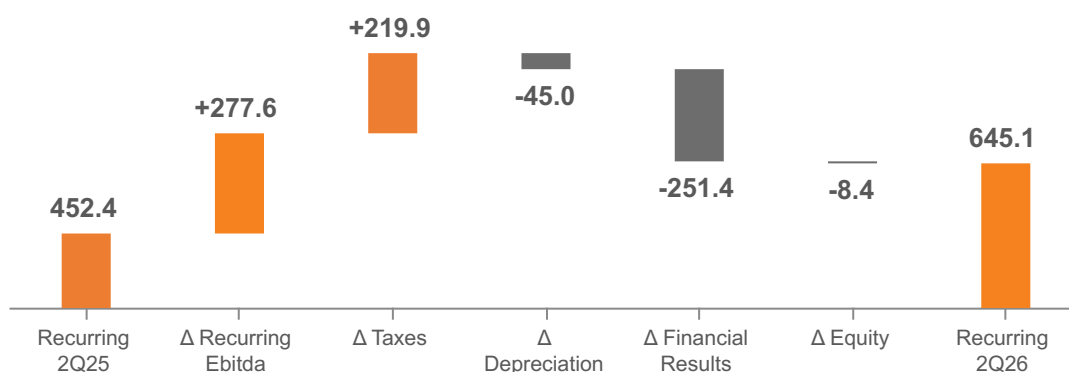
| Reconciliation of net income in 2Q26 (R\$ million)



Excluding non-recurring effects and non-cash items — such as VNR, MTM, and IFRS adjustments for transmission utilities — **Recurring Net Income grew 42.6% compared to 2Q25, reaching R\$ 645.1 million**. This performance was driven by an increase in Recurring Ebitda of R\$ 277.6 million and lower tax payments, which had a positive effect of R\$ 219.8 million, primarily due to the declaration of Interest on Equity (IoE) on April 15, 2026, with a payment date of September 30, 2026. These effects were partially offset by lower net financial income of R\$ 251.4 million (as detailed in item 1.5), higher depreciation and amortization expenses of R\$ 45.0 million, due to the larger asset base, and a decrease in equity in earnings of R\$ 8.4 million (as detailed in item 1.4).



| Change in Recurring Net Income (R\$ million)



1.7 Debt and Leverage

Copel's total consolidated debt as of June 30, 2026, was R\$ 23,484.2 million, an increase of +17.2% compared to the amount recorded on December 31, 2025, of R\$ 20,038.9 million. The following table and charts show the debt of Copel and its equity interests as of June 30, 2026.

| Debt by subsidiary

R\$ million

Capital Management	GenCo ²	DisCo	Others ³	Total
Total Debt ¹	7,967.2	10,743.8	4,773.2	23,484.2
Availability	819.1	808.9	2,205.0	3,833.0
Adjusted Net Debt	7,148.1	9,934.9	2,568.2	19,651.2
Leverage				2.9x
Duration (years)	3.4	3.7	5.4	3.7

¹ Includes the effect of swaps on debentures.

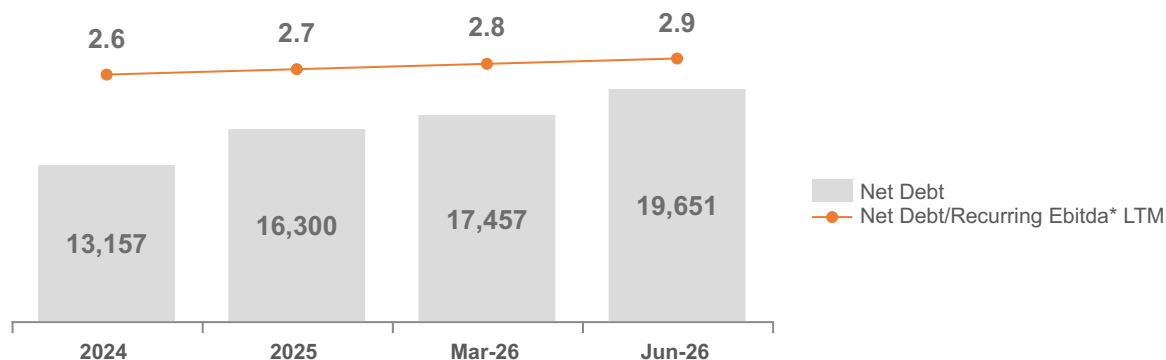
² Includes Copel Geração e Transmissão S.A. (parent company).

³ Includes Copel Serviços, wind farms (Brisa Potiguar, São Bento, Cutia, Jandaíra, Vilas, Aventura, and SRMN), and transmission companies (Costa Oeste, Marumbi, and Mata de Santa Genebra).

As of June 30, 2026, the Company's consolidated leverage ratio stood at 2.9x, reflecting a net debt of R\$ 19,651.2 million. The ratio increased by 0.2x compared to the 2.7x recorded at the end of 2025. Compared to the end of 2Q25, when leverage was also 2.9x (excluding the effects of the acquisition of 70% of the Baixo Iguaçu Hydroelectric Plant), the leverage ratio remained stable. The indicator remains at a comfortable level and within the parameters defined by the Company's optimal capital structure, which sets the target midpoint at 2.9x and a fluctuation range (band) between 2.6x and 3.2x, with convergence to 2.9x within 48 months, in accordance with the update to the parameters guiding the optimal capital structure and the Dividend Policy published in a Material Fact on July 15, 2026.



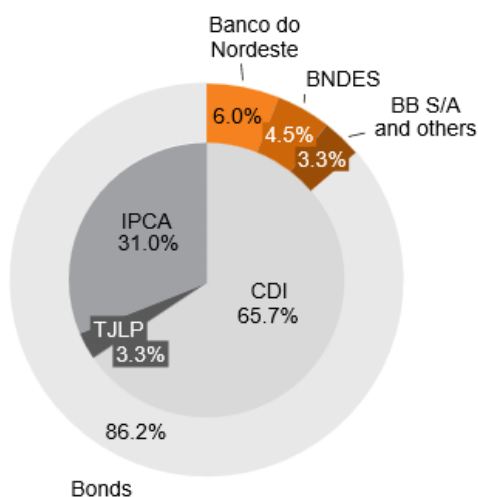
| Adjusted Net Debt/Recurring Ebitda



*Excluding equity-method investments, includes discontinued operations, and excludes the effects of impairment, Voluntary Separation Program indemnity, mark-to-market (MTM), GSF renegotiation, losses on asset decommissioning, and gains on asset disposals and swaps.

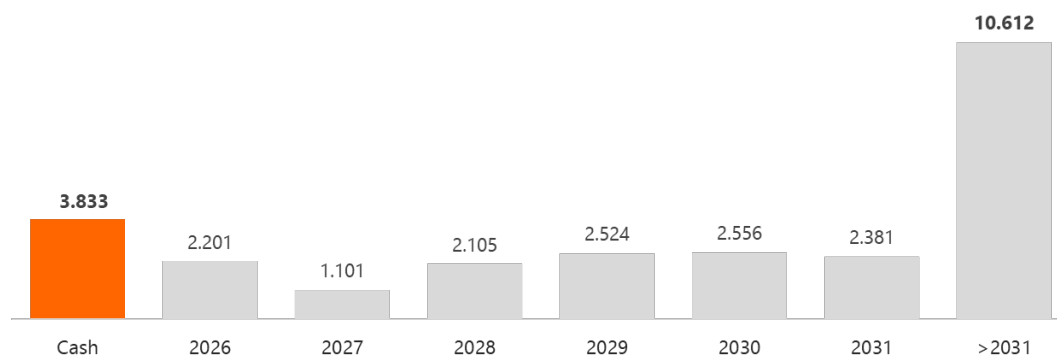
The average cost of debt at the nominal rate as of June 30, 2026, reached 12.92% (13.07% as of December 31, 2025), which is equivalent to 91.33% of the CDI (87.74% of the CDI as of December 31, 2025). Compared to the nominal rate of 13.54% as of June 30, 2025 (90.88% of the CDI), the average cost of debt decreased by 62 basis points (bps).

| Debt Composition and Indexers



| Amortization (R\$ million)

Average term: 5.2 years (vs. 4.9 years in 2025)





2 Investments

In 2Q26, the amount spent on the investment program totaled R\$ 957.2 million, with 50.1% coming from DisCo and 49.9% from GenCo, TradeCo, and Copel Holding. We highlight the initial investments of R\$ 317.9 million to expand the installed capacity of the Governador Bento Munhoz (Foz do Areia - FDA) and Governador Ney Braga (Segredo) hydroelectric plants, as part of the Capacity Reserve Auction (LRCAP) held on March 18, 2026.

R\$ million

Subsidiary / SPE	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
DisCo	479.1	881.1	(45.6)	917.7	1,477.7	(37.9)
GenCo	476.4	92.5	415.0	617.7	173.2	256.6
Generation	371.5	25.7	1,345.5	430.2	46.2	831.2
Hydroelectric	34.4	12.0	186.7	77.9	20.7	276.3
Wind	19.2	13.6	41.2	34.4	25.5	34.9
LRCAP	317.9	0.0	—	317.9	0.0	—
Transmission	90.8	64.7	40.3	164.2	113.6	44.5
Improvements/Reinforcement ¹	87.8	62.5	40.5	160.2	108.3	47.9
Other Investments	3.0	2.2	36.4	4.0	5.3	(24.5)
Other GenCo Projects ²	14.1	2.1	571.4	23.3	13.4	73.9
Copel (Holding)	1.2	1.0	20.0	2.6	1.2	116.7
TradeCo	0.2	0.2	—	0.5	0.5	—
Copel Serviços and other equities³	0.3	0.6	(50.0)	0.3	0.9	(66.7)
Total	957.2	975.3	(1.9)	1,538.8	1,653.5	(6.9)

¹ Includes Facility Modernization Plan - PMI.

² Includes modernization of COGT (Generation and Transmission Operations Center), digital transformation, and investment in the operational network of Copel GenCo

³ Includes an innovation plan in the energy sector aligned with the investment thesis, Copel's innovation programs, and ESG practices.

Investments made in the Distribution Company are primarily allocated to the modernization and renewal of the distribution network, using standardized technologies to support automation equipment. Among the benefits are enhanced grid resilience to reduce outages and ensure service quality, lower O&M and commercial costs, and improved control of the Equivalent Duration of Interruption per Consumer Unit (DEC) and Equivalent Frequency of Interruption per Consumer Unit (FEC) indicators. The entire amount invested in DisCo during the quarter was allocated to investments in electrical assets.

During the quarter, in addition to expanding the installed capacity of the Foz do Areia and Segredo hydroelectric plants, investments made in GenCo were directed primarily toward reinforcing and upgrading transmission lines, maintaining and modernizing the generating units at hydroelectric plants, and improving the performance of wind power assets.



3 Copel Geração e Transmissão (GenCo)(Consolidated Results)

3.1 Economic and Financial Performance

3.1.1 Ebitda

GenCo reported recurring Ebitda³ of R\$ 838.2 million, an amount 10.1% or R\$ 76.8 million higher than the R\$ 761.5 million recorded in 2Q25.

This result primarily reflects the combination of the following factors:

- I. **Grid Availability Revenue:** An increase of **R\$ 70.2 million** (adjusted for the impact of IFRS), resulting from the full consolidation of Transmissora Mata de Santa Genebra S.A. (MSG) and the 2.2% average increase in the Annual Permitted Revenue (RAP) of the transmission companies for the 2025–2026 cycle (ex-MSG).
- II. **Revenue from Supply Under Bilateral Contracts and Quotas:** An increase of **R\$ 85.2 million**, primarily due to a 6.4% rise in the average energy sales price of GenCo's portfolio (R\$ 198.99/MWh in 2Q26 compared to R\$ 187.10/MWh in 2Q25), despite the lower volume of energy sold (-7.8%) between the periods;
- III. **Recurring Manageable Costs (PMSO):** Decrease of R\$ 13.7 million, as detailed in item 3.1.2;
- IV. **Cost of Electricity Purchased for Resale:** Decrease of R\$ 6.4 million, resulting from a more favorable hydrological scenario during the quarter (average GSF of 99.6% in 2Q26 compared to 95.55% in 2Q25); and
- V. **Electric Grid Usage Charges:** A reduction of R\$ 4.9 million, resulting from the increased weight of the locational signal in the TUST calculation and the optimization of generation assets.

The positive effects mentioned above were partially offset by the following negative factors:

- I. **CCEE Supply Revenue:** a R\$ 35.2 million decrease in earnings from MCP transactions. This performance is primarily attributable to the group's portfolio optimization strategy, which redirected a portion of the time-of-use transactions to Copel Comercialização, thereby impacting the allocation of this revenue from GenCo;
- II. **Generation Variance:** An increase of R\$ 34.8 million, resulting from a 17.4% decline in physical generation from wind farms (660 GWh in 2Q26 vs. 799 GWh in 2Q25). This performance was driven primarily by a higher *curtailment* rate, which rose from 15.7% in 2Q25 to 23.7% in 2Q26;
- III. **Provisions and Reversals:** An increase of R\$ 15.4 million, resulting primarily from higher provisions for civil and labor litigation, driven by the final judgment in long-standing lawsuits;
- IV. **Revenue from Auction Supplies:** A decrease of R\$ 6.6 million, resulting from a review of the Company's portfolio, including the disposal of small-scale assets and an asset swap of synergistic assets; and

³ Excluding non-recurring items and the effects of IFRS on transmission contract assets.



V. Other Operating Revenues: A decrease of R\$ 9.0 million, resulting from lower volumes of operation and maintenance services provided, as well as a reduction in revenue from fines.

The non-recurring items considered in the calculation of Recurring Ebitda are shown in the following table:

R\$ million						
Recurring Ebitda	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
Ebitda	912.7	936.9	(2.6)	2,036.8	1,935.0	5.3
(-/+) Disposal and swap of assets	—	(200.6)	—	—	(310.4)	—
(-/+) Reversal/provision for Voluntary Separation Program (VSP) indemnity	—	—	—	5.5	8.6	(36.0)
(-/+) Equity income	(49.3)	(64.9)	(24.0)	(120.9)	(165.3)	(26.9)
(-/+) IFRS effect (Corporate/Regulatory Transmission Revenue) - see item 3.1.4	(25.2)	90.0	—	(59.5)	76.6	—
Recurring Ebitda	838.2	761.5	10.1	1,861.9	1,544.5	20.6

3.1.2 Recurring Manageable Costs (PMSO)

Recurring PMSO (excluding the effects of non-recurring items, provisions, and reversals) decreased by R\$ 13.7 million (-6.3%) in 2Q26. This decline is primarily attributable to the following favorable factors:

- I. **Other Costs and Expenses:** a decrease of R\$ 12.6 million, due to gains from the decommissioning and disposal of assets; and
- II. **Third-Party Services:** a decrease of R\$ 7.0 million, reflecting lower costs for facility maintenance and services.

This decrease was partially offset by an increase in:

- III. **Staff and Management:** An increase of R\$ 2.6 million, resulting from a higher provision for variable compensation, comprising Profit Sharing (PLR), Performance Bonus (PPD), and Long-Term Incentive (ILP), driven by the Company's improved operating performance during the period; and
- IV. **Materials:** an increase of R\$ 1.2 million, due to higher expenses related primarily to the maintenance and operation of wind power generation assets.

R\$ million						
Recurring Manageable Costs*	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
Staff and management	75.2	72.6	3.6	155.6	148.3	4.9
Pension and welfare plans	19.5	17.3	12.7	39.6	35.5	11.5
Material	12.6	11.4	10.5	23.5	16.1	46.0
Third-party services	58.4	65.4	(10.7)	106.3	133.3	(20.3)
Other operating costs and expenses	36.7	49.3	(25.6)	99.4	116.4	(14.6)
TOTAL	202.4	216.0	(6.3)	424.4	449.6	(5.6)

*Excludes the effects of the following non-recurring items: Personnel - Reversal/provision for Voluntary Separation Program; and Others - disposal/swap of assets.

Excluding the effects of PLR (Profit Sharing), PPD (Performance based bonus), and ILP (Long-term incentives), personnel costs remained virtually stable, with a 0.2% change, reflecting efficiency in workforce management, partially offset by the effect of a 5.1% salary adjustment (cumulative INPC for the 12 months through September 2025).

Excluding the effects of cumulative inflation as measured by the INPC, which stood at 4.3% between July 2025 and June 2026, there was a 3.9% reduction in personnel costs.



R\$ million

Recurring Personnel costs	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
Staff and management ¹	75.2	72.6	3.6	155.6	148.3	4.9
(-/+) Profit sharing, PPD and ILP	(12.9)	(10.4)	24.0	(32.2)	(23.3)	38.2
TOTAL	62.3	62.2	0.2%	123.4	125.0	(1.3)%

¹ Excludes the effects of the following non-recurring items: Personnel - Reversal/provision for Voluntary Separation Program.

3.1.3 Recurring Net Income

Recurring Net Income reached R\$ 392.0 million in 2Q26, an increase of 34.0% (+R\$ 99.5 million) compared to 2Q25.

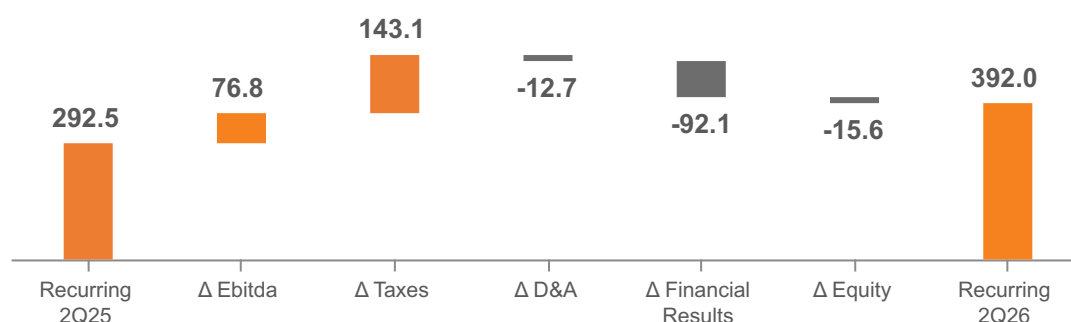
This performance is primarily explained by a combination of the following operational, financial, and tax factors:

- I. **Recurring Ebitda:** an increase of R\$ 76.8 million, driven by solid operating performance and the consolidation of Transmissora Mata de Santa Genebra S.A. into the Company's portfolio; and
- II. **Income Tax and Social Contribution:** a positive tax effect of R\$ 143.1 million, shifting from an expense of R\$ 119.4 million in 2Q25 to a tax credit of R\$ 23.7 million in 2Q26, primarily due to the utilization of tax benefits related to the payment of Interest on Equity (IoE) to the holding company, an event that did not occur in 2Q25.

Conversely, these positive effects were partially offset by:

- I. **Depreciation and amortization:** an increase of R\$ 12.7 million, in line with the higher volume of investments made during the period;
- II. **Financial results:** net financial results showed a negative change of R\$ 92.1 million, rising from a net expense of R\$ 236.5 million in 2Q25 to R\$ 328.6 million in 2Q26. This performance is mainly explained by the increase in debt charges, reflecting the higher average debt level during the period, which was partially offset by growth in income from financial investments; and
- III. **Equity Income:** a decrease of R\$ 15.6 million, a direct result of the consolidation of Mata de Santa Genebra (which reduced the equity income line by R\$ 19.5 million and was subsequently included in operating Ebitda results), the impact of which was mitigated by the expansion of the Annual Permitted Revenue (RAP) from the other equity investments.

| Change in recurring Net Income (R\$ million)



The following table presents the key indicators, based on Copel Geração e Transmissão's recurring results:



R\$ million

Recurring Key Indicators	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
Net Operating Revenue (R\$ million)	1,264.4	1,197.1	5.6	2,753.0	2,372.6	16.0
Operating Costs and Expenses (R\$ million)	(616.7)	(613.6)	0.5	(1,271.8)	(1,182.9)	7.5
Operating Result (R\$ million)	647.6	583.5	11.0	1,481.2	1,189.7	24.5
Net Income (R\$ million)	392.0	292.5	34.0	847.4	632.9	33.9
Ebitda (R\$ million)	838.2	761.5	10.1	1,861.9	1,544.4	20.6
Operating Margin	51.2%	48.7%	2.5 p.p.	53.8%	50.1%	3.7 p.p.
Net Margin	31.0%	24.4%	6.6 p.p.	30.8%	26.7%	4.1 p.p.
Ebitda Margin	66.3%	63.6%	2.7 p.p.	67.6%	65.1%	2.5 p.p.
Investment Program (R\$ million)	476.4	92.5	415.0	617.7	173.2	256.6

3.1.4 IFRS effect on the Transmission segment

For the calculation, an adjustment was made to account for the effects of applying ICPC 01/IFRIC 12 to the company's financial statements in the Transmission segment.

R\$ million

IFRS effect in the Transmission segment	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
(A) Corporate revenue ¹	381.7	196.2	94.5	776.3	476.5	62.9
O&M revenue and effective interest	369.1	194.5	89.8	765.9	470.3	62.9
Construction revenue and margin	77.6	56.0	38.6	131.6	111.1	18.5
Cost of construction	(65.0)	(54.3)	19.7	(121.2)	(104.9)	15.5
(B) Regulatory revenue ¹	356.5	286.2	24.6	716.8	553.1	29.6
(B-A) IFRS effect - Difference between regulatory and corporate revenue	(25.2)	90.0	—	(59.5)	76.6	(177.7)
(+/-) Effects on Equity of transmission companies ²	(10.5)	(30.9)	(66.0)	(31.5)	(90.1)	(65.0)
IFRS effect in Transmission business	(35.7)	59.1	—	(91.0)	(13.5)	—

¹ Net of taxes and charges.

² Difference between corporate and regulatory profit of jointly owned subsidiaries in the transmission segment, proportional to GenCo's stake in the ventures.

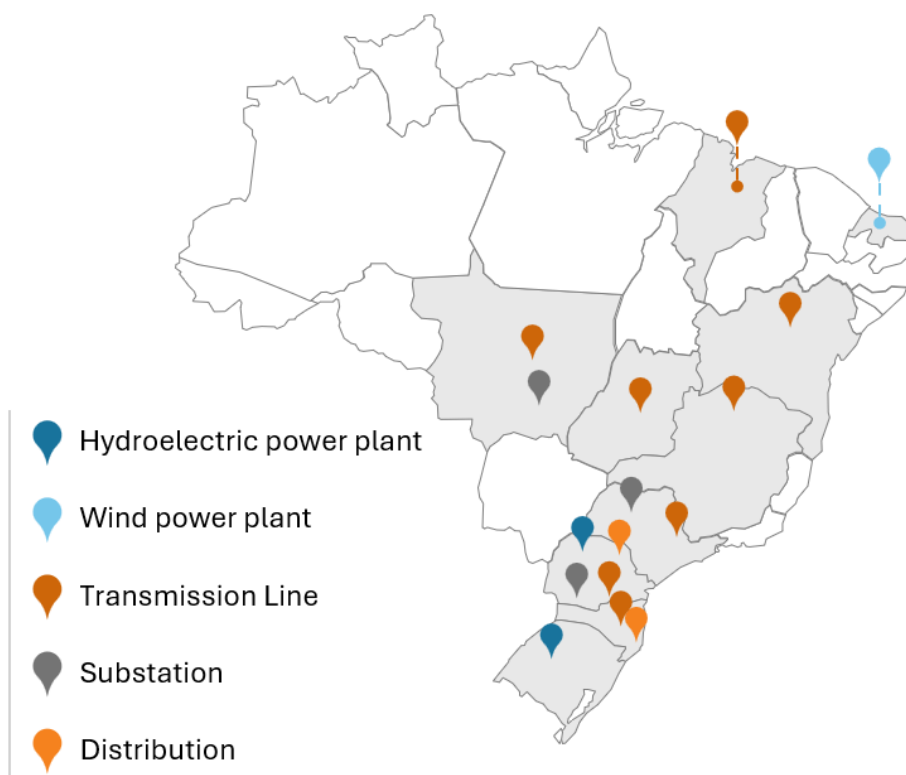
3.2 Operational Performance

Operating in 10 Brazilian states, Copel Geração e Transmissão manages a diversified portfolio of hydroelectric and wind power plants, totaling 6,226.1 MW of installed capacity and an average of 2,696.4 MW of Physical Guarantee. In the Transmission segment, Copel operates a grid totaling 9,700 km of transmission lines and 53 basic grid substations, considering its equity interests.

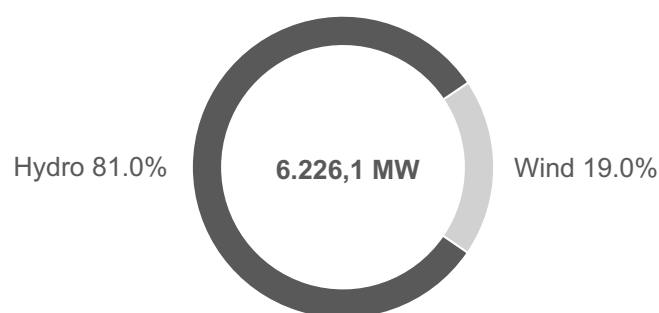


3.2.1 Generation

Copel's generation portfolio consists entirely of renewable sources in operation.



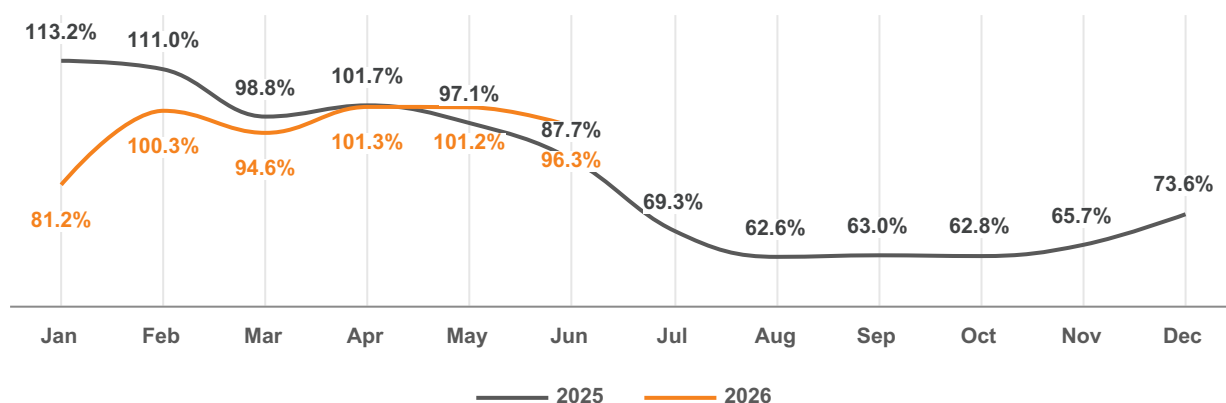
| Installed Capacity by Source



Hydropower generation by Copel Geração e Transmissão S.A. was 10.9% lower in 2Q26 (2,430 GWh, compared to 2,726 GWh in 2Q25), due to the divestment of Small Hydroelectric Power Plants (SHPPs) and the Colíder Hydropower Plant. At wind farms, generation was 17.4% lower in 2Q26 (660 GWh, compared to 799 GWh in 2Q25), primarily due to increased curtailment in 2Q26 (23.7%, compared to 15.7% in 2Q25).

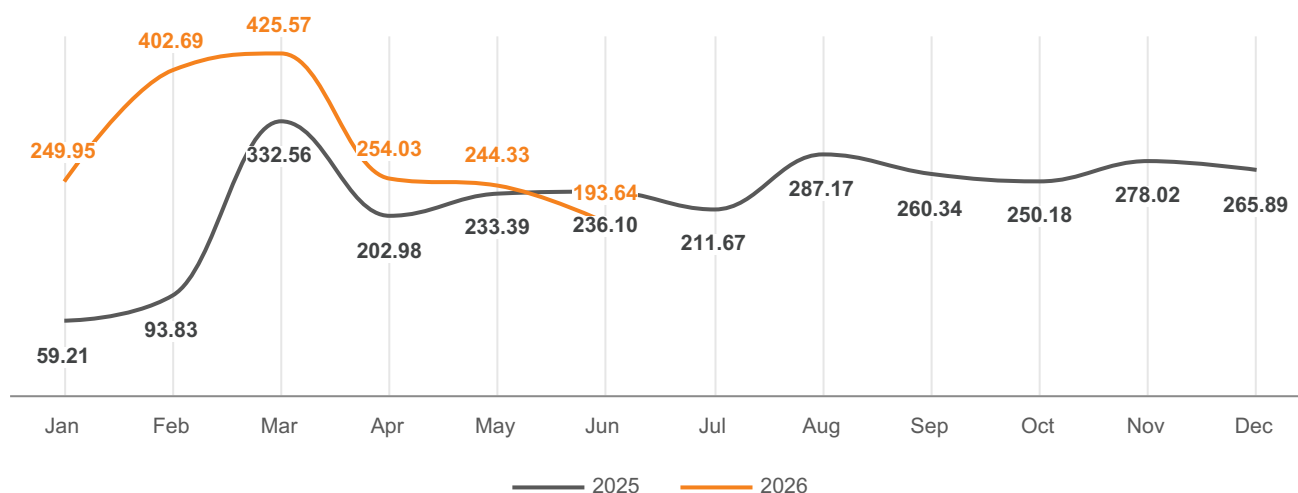


| GSF - Generation Scaling Factor (Seasonalized)



source: CCEE

| Average Monthly PLD - Southern Submarket (R\$/MWh)



source: CCEE

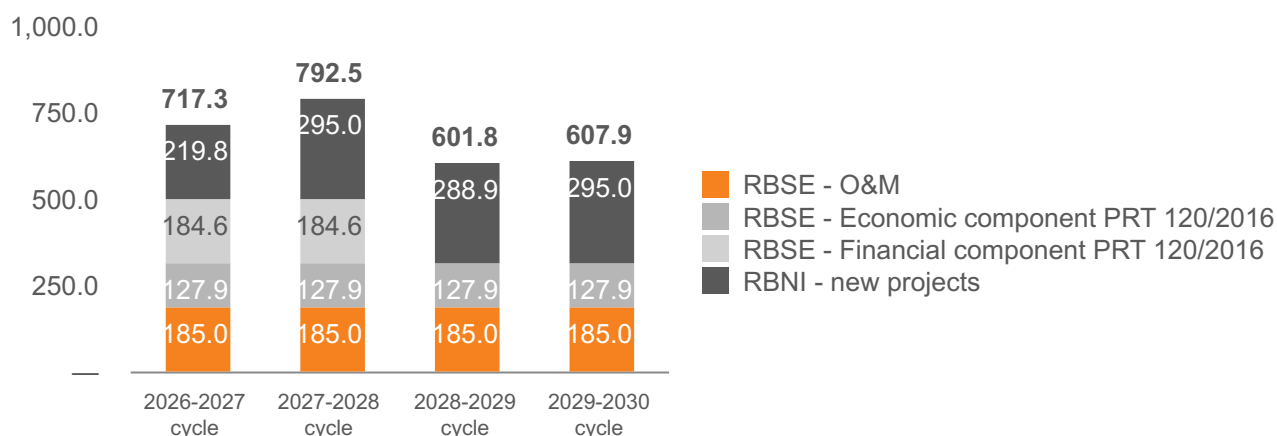
3.2.2 Transmission

Copel operates 9,700 km of transmission lines across eight Brazilian states, including both its own assets and those operated in partnership with other companies. In addition to building, maintaining, and operating its own extensive power transmission network, it provides services to projects operated by other utilities. The transmission projects comprise 12 line contracts from our GenCo, the SPEs Costa Oeste, Marumbi, Uirapuru Transmissora, and MSG (100% GenCo), as well as the six SPEs in which Copel Geração e Transmissão holds an equity interest.



RBSE

Below we describe the revenue stream from the portion of revenue related to the Basic Grid of the Existing System (RBSE)⁴ for the upcoming cycles. It is important to note that the data may change in the future as a result of tariff review processes and/or revisions to the parameters used to calculate these revenues by the regulatory agency. The amounts below reflect the revision to the calculation methodology for the financial component, established by Approval Resolution No. 3,467/2025, with a negative impact of R\$ 115.1 million, and have been adjusted annually based on the IPCA, in accordance with Order No. 2,268/2026.



Economic component: future amounts based on the 2026-2027 cycle (pursuant to Order No. 2,268/2026)

Financial component: amounts published in Order No. 2,268/2026

RAP amounts through the 2027–2028 cycle projected based on the amounts in Order No. 2,268/2026, excluding PIS/Cofins and the Adjustment Installment.

⁴ Refers to concession contract 060/2001, which represents 37.1% of the annual permitted revenue (RAP) for transmission by Copel Geração e Transmissão and is proportional to the equity interests.



4 Commercial Strategy

4.1 Business Context

The commercial strategy of Copel's TradeCo focuses on consistent and sustainable growth, with disciplined capital allocation and active risk management, within an environment of transition and modernization in the Brazilian electricity sector.

Through our TradeCo, Copel consolidates its operations in the Free Contracting Environment (ACL) as a smart platform for value creation and revenue diversification, acting as a strategic partner focused on ensuring financial predictability for customers in the face of the growing volatility of the Difference Settlement Price (PLD). This approach is supported by the offering of customized products, positioning the Company to capitalize on the growth of new structural energy demands.

As of June 30, 2026, TradeCo reported:

- 1,519 active customers across 23 states.
- 6,727 GWh of energy sold, an increase of 0.6% compared to the same period the previous year. This result reflects the portfolio's commercial selectivity, prioritizing margin optimization and the balance between scale, risk, and profitability.

4.2 Commercial Performance

In the second quarter of 2026 (2Q26), the volume of energy sold from the GenCo portfolio (hydro and wind) was 4,686 GWh, representing a 4.1% decline compared to 2Q25. This change stems from a combination of two main factors:

- A structural reduction in the Physical Guarantee due to the strategic divestment of small power plants carried out throughout 2025; and
- An uncontracted position to take advantage of opportunities during upward cycles, while maintaining the necessary liquidity to act in the event of adverse scenarios.

Conversely, the long-term contracting strategy continues to prioritize favorable price windows for the coming years. The primary focus was on 2027, given the *El Niño* scenario this year, which should not impact prices from 2028 onward.

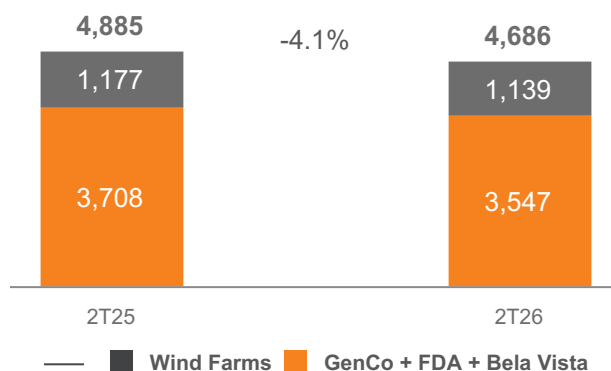
Despite the lower physical volume sold, profitability was significant due to active portfolio management and favorable seasonal conditions:

- Hourly Curves: The modulation of hydroelectric generation generated gains of approximately R\$ 51.8 million in the quarter;
- Submarkets: The appreciation of the Southern submarket contributed R\$ 22.8 million in earnings, while hedging operations successfully offset price volatility in the Northeastern submarket;
- Even amid increased industry-wide focus on credit risk, Copel maintained its delinquency rate at just 0.01% for energy sales and expanded its reach among customers. This outstanding performance is supported by a robust risk mitigation framework and a strong commercial presence;
- A robust credit policy that takes into account the specific characteristics of each counterparty's or customer's sector or economic activity;
- Market Risk Monitoring: Use of advanced tools such as Value at Risk (VaR 95%), Drawdown and specific indicators to protect the portfolio against exposures due to lack of liquidity;



- Portfolio Management: Systematic assessment of counterparties based on maturity, level of market concentration, equity volume, and energy leverage indicators;
- The sales force, combined with the group's financial strength and its ability to offer a variety of energy buying and selling solutions, has enabled the energy retailer to increase its market share among customers in the open energy market.

| Consolidated Sales (GWh)



| Energy balance

The energy balance sheet presented reflects the Company's strategy of maintaining a robust and diversified portfolio, combining its own resources with purchase and sale contracts in effect as of June 30, 2026. The breakdown of the contracted portfolio and average sales prices highlights how Copel manages hydrological, regulatory, and market risks, balancing cash flow predictability with commercial flexibility to operate efficiently throughout the electricity sector's cycles.

	(MWavg)			
Energy balance - GenCo - Jun/26	2026	2027	2028	2029/2030 ⁽⁵⁾
Own Resources - Hydro	1,890	1,901	1,920	1,928
GenCo ⁽¹⁾	1,291	1,291	1,291	1,291
GPS (CCGF) ⁽²⁾	73	73	73	73
Bela Vista + FDA	526	537	556	564
Own Resources - Wind Farms ⁽³⁾	544	544	544	544
Purchases	120	177	35	8
Total Own Resources + Purchases	2,554	2,622	2,499	2,480
Total Sold	2,166	2,095	1,743	1,155
Sales (Regulated)	706	706	706	706
Sales (Regulated) %	28%	27%	28%	28%
Sales (Free Market)	1,460	1,389	1,037	449
Sales (Free Market) %	57%	53%	41%	19%
Total Available	388	527	757	1,324
Total Available (%)	15%	20%	31%	53%
Average price of energy sold (R\$/MWh)⁽⁴⁾	198.99	204.88	207.96	224.70

Reference: June/26

⁽¹⁾ Includes GPS 30% (formerly CCGF). Does not include Elejor and Foz do Chopim.

⁽²⁾ GPS 70% (quota regime).

⁽³⁾ Does not include Voltália Wind Complex.

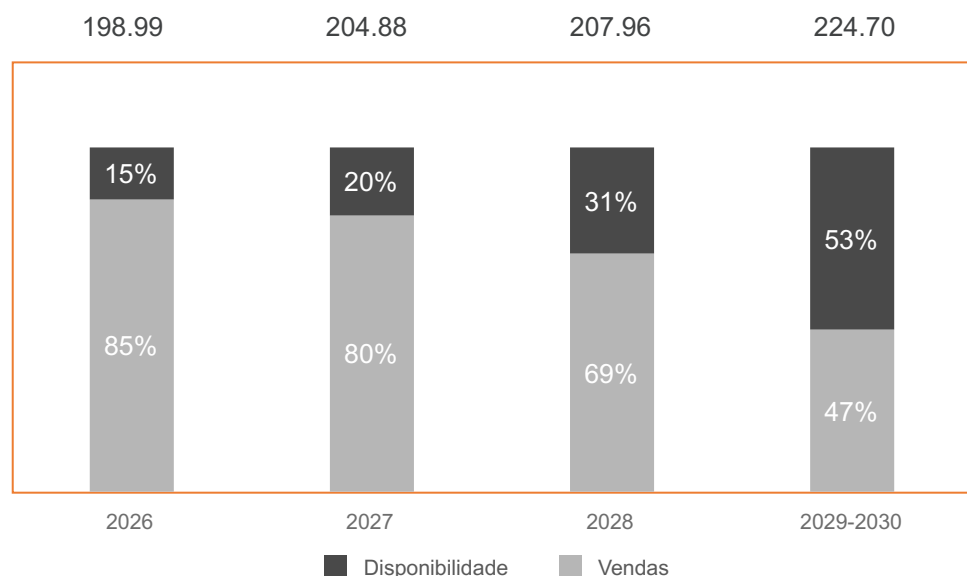
⁽⁴⁾ Average gross energy price (with PIS/COFINS and without ICMS). The GPS CCGF RAG is not considered in the calculation of average prices.

⁽⁵⁾ Weighted average based on the resources of both periods.



| Energy balance (Hydro + Wind)

P-MIX
(R\$/MWh)



Availability	2026	2027	2028	2029-2030
Hydro (%) ¹	20%	28%	44%	78%

(1) Does not include: (i) GPS CCGF (Quotas) (73 MWavg); and (ii) 96% for the Mauá Hydroelectric Plant (or 184 MWavg) and its contracts, insured against GSF fluctuations.

Notes on the Energy Balance Sheet: (i) net of losses and internal consumption; (ii) assuming that the Physical Guarantees of wind power SPEs remain constant for all periods; (iii) energy purchases in each period are taken into account; (iv) prices were adjusted according to contractual adjustment indices from the respective reference dates through June 2026; (v) the CCGF's RAG (quota) for GPS was excluded from the calculation of average prices; (vi) average energy prices are gross, including PIS/COFINS and excluding ICMS; (vii) the Physical Guarantee of the power plants in effect as of June 30, 2026, was considered; (viii) the Mauá Hydroelectric Plant has GSF insurance covering 96%; and (ix) short-term capacity backing sales transactions were not considered; (x) for 2029–2030, this refers to the weighted average of total internal resources plus purchases for the respective years.



5 Copel Distribuição (DisCo)

5.1 Economic and Financial Performance

5.1.1 Ebitda

DisCo reported recurring Ebitda of R\$ 765.6 million in 2Q26, a 34.5% increase (R\$ 196.3 million) compared to 2Q25. This performance was driven primarily by: i. a 7.2% increase in the billed grid market — which already accounts for the deduction of the portion of energy offset by Mini and Micro Distributed Generation (MMGD) — reflecting increased economic activity within the concession area, a 1.9% growth in the customer base over the period, and higher temperatures at the beginning of the quarter; and ii. the Annual Tariff Adjustment (ATA) of June 2025, with an average effect of +1.3% on Part B.

The following table shows the change in recurring Ebitda and non-recurring adjustments::

R\$ million

Recurring Ebitda	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
Ebitda	1,054.3	581.0	81.5	1,823.4	1,285.7	41.8
(-/+) Provision/Reversal for Voluntary Separation Program (VSP) indemnity	—	—	—	13.2	12.2	8.2
(-/+) New Replacement Value (VNR)	(288.7)	(11.7)	2367.5	(308.8)	(35.7)	765.0
Recurring Ebitda	765.6	569.3	34.5	1,527.8	1,262.2	21.0

The following factors combined to contribute to the recurring Ebitda result:

- I. an increase of R\$ 15.0 million in other revenue, resulting primarily from increased infrastructure sharing; and
- II. an increase of R\$ 184.3 million (+19.2%) in the distribution gross margin (table below), an indicator that reflects the amount retained by the distributor to remunerate its activities, after deducting costs directly associated with the purchase of electricity and sector-specific charges.

R\$ million

Gross Distribution Margin	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
Recurring Net Operating Revenue (excluding Construction Revenue)	4,113.8	3,757.7	9.5	8,495.7	7,453.9	14.0
(-) Other Operating Income	146.3	131.2	11.5	291.4	258.1	12.9
(=) Recurring Net Operating Revenue (NOR) (excluding construction, other revenues, and VNR)	3,967.5	3,626.5	9.4	8,204.3	7,195.8	14.0
(-) Electricity Purchased for Resale	2,114.8	1,978.4	6.9	4,501.4	3,825.6	17.7
(-) Electricity Grid Usage Charges	709.7	689.4	2.9	1,418.1	1,346.2	5.3
Gross Distribution Margin	1,143.0	958.7	19.2	2,284.8	2,024.0	12.9

The main margin results were:

- a. an increase of R\$ 198.8 million in Grid Availability Revenue, resulting primarily from the 6.4% adjustment to the Distribution System Usage Tariff (TUSD - ATA/2025) and the 7.3% growth in consumption in the grid market (excluding Distributed Generation), partially offset by a R\$ 207.7 million increase in CDE Usage (CDE quota);
- b. an increase of R\$ 130.8 million in Supply Revenue, reflecting a 2.3% growth in energy consumption in the billed captive market, which already accounts for the deduction of the portion of energy offset by Mini and Micro Distributed Generation (MMGD);



- c. an increase of R\$ 136.4 million in Energy Purchased for Resale, driven primarily by the greater impact of MMGD;
 - d. an increase of R\$ 77.6 million in CVA (sector financial assets and liabilities) resulting from the adherence of tariff coverage to costs related to Part A, particularly with energy purchased for resale and the refund of PIS/COFINS to DisCo consumers during the period;
 - e. a decrease of R\$ 66.2 million in Supply Revenue, reflecting the decline in earnings resulting from settlements at the CCEE and in bilateral contracts;
 - f. an increase of R\$ 20.3 million in Electricity Grid Usage Charges, due to higher costs related to the use of the National Interconnected System (SIN) transmission infrastructure;
- III. a decrease of R\$ 1.8 million in recurring PMSO (-0.4%) compared to 2Q25, due primarily to:
- a. a decrease of R\$ 20.3 million in Other Costs and Expenses, mainly due to lower losses on the disposal of assets and rights, reflecting the lower amount of write-offs of fixed assets in the distribution network;
 - b. a decrease of R\$ 5.8 million in the Personnel line (ex-VSP), explained by the methodological and eligibility updates to the profit sharing (PLR) provision — in accordance with the new ACT. The accounting treatment is no longer a percentage of net income but is now linked to operational targets (Overall Ebitda and PMSO). Additionally, the new guideline excluded management positions from the pool of PLR-eligible employees, which reduced the provisioned amount, accounting for the lower figure reported. This effect was partially offset by the 5.1% salary adjustment under the latest CBA, the increase in the number of employees, and the rise in Long-Term Incentives (ILP), in line with the new policy for attracting and retaining managers;
 - c. an increase of R\$ 24.4 million in costs for Third-Party Services, Pension Plans, and Supplies, which limited the effect of the reductions achieved in the preceding line items (Personnel and Other Costs), consisting of: i. an increase of R\$ 15.8 million in Third-Party Services due to electrical system maintenance activities aimed at maintaining service quality indicators; ii. an increase of R\$ 4.6 million in Pension and Welfare Plans; and iii. an increase of R\$ 4.0 million in Materials, particularly electrical materials for maintenance, partially offset by lower costs for fuel, parts, and equipment for the Company's fleet.

5.1.2 Recurring Manageable Costs (PMSO)

R\$ million

Recurring Manageable Costs (PMSO) ¹	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
Staff and management	136.0	141.8	(4.1)	281.5	272.0	3.5
Pension and welfare plans	42.3	37.7	12.2	85.3	77.5	10.1
Material	14.2	10.2	39.2	28.5	28.0	1.8
Third-party services	216.5	200.8	7.8	412.2	401.5	2.7
Other operating costs and expenses	31.5	51.8	(39.2)	77.1	92.9	(17.0)
TOTAL	440.5	442.3	(0.4)	884.6	871.9	1.5

¹ Excludes the effects of the following non-recurring items: Personnel - Reversal/provision for Voluntary Separation Program

Personnel costs, excluding the effects of PLR (Profit sharing), PPD (Performance based bonus), and ILP (Long-term incentives), decreased by 0.2%, primarily reflecting the 5.1% salary adjustment (cumulative INPC for the 12 months through September 2025). Excluding the effects of cumulative inflation as measured by the INPC, which stood at 4.3% between July 2025 and June 2026, personnel costs fell by 4.3% in real terms.



R\$ million

Recurring Personnel Costs ¹	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
Staff and management	136.0	141.8	(4.1)	281.5	272.0	3.5
(-/+) Profit sharing, PPD and ILP*	(24.8)	(30.4)	(18.4)	(63.7)	(57.3)	11.2
TOTAL	111.2	111.4	(0.2)	217.8	214.7	1.4

¹ Excludes the effects of the following non-recurring items: Personnel - Reversal/provision for Voluntary Separation Program

The positive effects I and II, mentioned above, were slightly reduced by increases of R\$ 4.8 million in expenses related to provisions and reversals, primarily due to a R\$ 15.3 million increase in Expected Credit Losses and Bad Debt (PECLD).

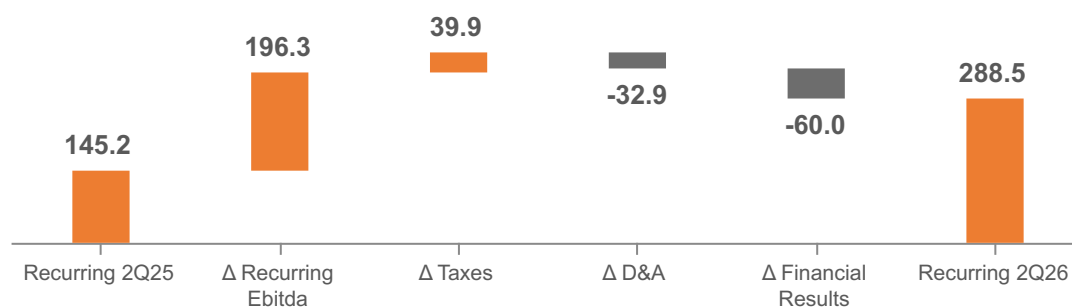
5.1.3 Recurring Net Income

DisCo's Recurring Net Income reached R\$ 288.5 million in 2Q26, a 98.7% increase compared to 2Q25.

This increase was driven by solid operating performance, which resulted in a R\$ 196.3 million increase in Recurring Ebitda compared to the same period last year. On the non-operating side, the result was bolstered by a R\$ 40.0 million reduction in the Income Tax and Social Contribution line item, resulting from the recognition of Interest on Equity (IoE) during the quarter.

These positive effects were partially offset by a R\$ 60.0 million (-30.5%) decrease in net financial income, driven by an increase in monetary variation and debt charges resulting from new funding, and by a 19.1% increase (+R\$ 32.9 million) in depreciation expenses, resulting from the expansion of the asset base in service.

| Change in Recurring Net Income (R\$ million)



The following table presents the key indicators, based on DisCo's recurring results:

Recurring Key Indicators	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
Net Operating Revenue (R\$ million)	4,113.8	3,757.7	9.5	8,495.7	7,453.9	14.0
Operating Costs and Expenses (R\$ million)	(3,554.0)	(3,361.2)	5.7	(7,376.6)	(6,532.1)	12.9
Operating Income (R\$ million)	303.2	199.8	51.8	621.4	532.6	16.7
Net income (R\$ million)	288.5	145.2	98.7	503.2	369.8	36.1
Ebitda (R\$ million)	765.6	569.3	34.5	1,527.9	1,262.2	21.1
Operating Margin	7.4%	5.3%	2.1 p.p.	7.3%	7.1%	0.2 p.p.
Net Margin	7.0%	3.9%	3.1 p.p.	5.9%	5.0%	0.9 p.p.
Ebitda Margin	18.6%	15.2%	3.4 p.p.	18.0%	16.9%	1.1 p.p.
Investment Program (R\$ million)	479.1	881.1	(45.6)	917.7	1,477.7	(37.9)

¹ Excludes Construction Revenue, As Well As Non-recurring Items



5.2 Operational Performance

5.2.1 Grid Market (TUSD)

In 2Q26, electricity consumption in DisCo's grid market grew 7.3% compared to the same period last year. Billed grid market, which excludes a portion of the energy offset by MMDG, grew 7.2% in 2Q26 compared to 2Q25. This performance was driven primarily by consumption in the residential and commercial segments, reflecting, essentially, the increase in average income in the state with the highest economic activity within the concession area, the growth of the customer base over the period, and temperatures at the beginning of 2Q26 that were higher than those observed in 2Q25.

5.2.2 Captive Market

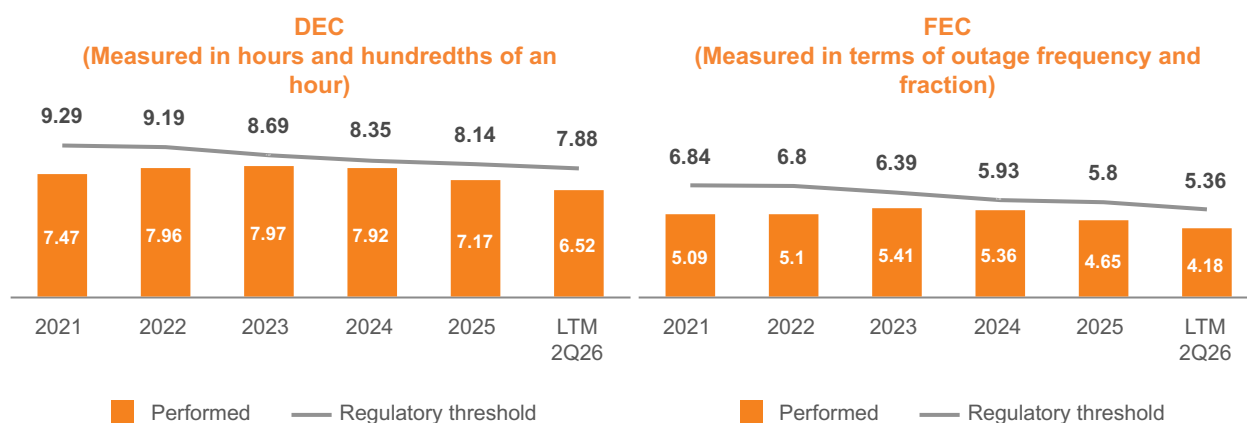
The captive market saw an 8.0% increase in electricity consumption in 2Q26 compared to the same period last year. Billed captive market sales, which include energy offset by MMDG, grew 7.7%, rose 7.7% in 2Q26, in line with the factors that drove the expansion of the grid market.

5.2.3 Operational data

Our DisCo holds a concession valid through July 7, 2045, whose service quality criteria (Equivalent Duration of Interruption per Consumer Unit — DEC and Equivalent Frequency of Interruption per Consumer Unit — FEC) are defined by Aneel.

The Company has acted promptly to restore power supply and prevent vegetation encroachment on the grid, which has helped maintain service quality indices within regulatory limits.

For the DEC, the result for the last 12 months, calculated in June 2026, was 6.52 hours, while for the FEC, the result for the same period was 4.18 interruptions, both within the established regulatory limit.



Losses - Distribution losses can be defined as the difference between the electricity purchased by distributors and that billed to their customers, and are categorized as Technical and Non-Technical. Technical losses are inherent to the electricity distribution activity, while non-technical losses stem primarily from theft (illegal connections, direct diversion from the grid), fraud (meter tampering or diversion), and errors in meter reading, measurement, and billing. At the end of June 2026, Technical Losses for the past 12 months totaled 2,521 GWh, compared to 2,291 GWh for the same period the previous year, and Non-Technical Losses totaled 586 GWh, compared to 716 GWh for the same period the previous year. Total losses for the past 12 months amounted to 3,106 GWh.



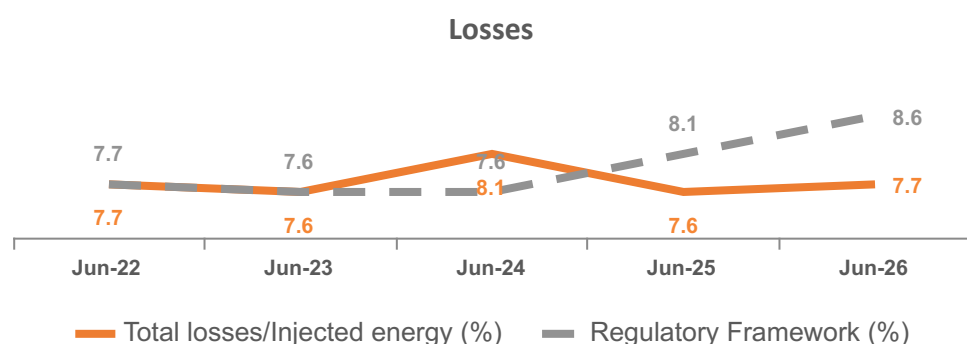
GWh - 12 Months	Jun-22	Jun-23	Jun-24	Jun-25	Jun-26
Injected Energy	35,063	35,459	38,545	39,591	40,591
Distribution Losses	2,694	2,697	3,107	3,007	3,106
Technical Losses	2,029	2,052	2,230	2,291	2,521
Non-Technical Losses	665	645	876	716	586

*As established by the result of Public Consultation - CP 09/2024 (Order nº 1,220/2025)

Non-Technical Losses, calculated as the difference between total losses and technical losses, are largely associated with the utility's management and the socioeconomic characteristics of the service areas. In this regard, Copel maintains a Program to Combat Non-Technical Losses through, among other measures, the following actions:

- using smart meter alarms to improve performance at selected targets;
- enhancing efforts to combat irregular practices, thereby improving the effectiveness of targeted inspections;
- investments aimed at providing and/or acquiring inspection equipment;
- developing and conducting specific training and refresher courses related to commercial losses;
- conducting inspections in both medium- and low-voltage systems;
- educational notices in the press and messages on electricity bills;
- joint operations with the Civil Police and the Public Prosecutor's Office; and
- the initiation of police investigations in regions where significant numbers of irregularities have been identified.

The pass-through of tariff costs associated with efficient loss levels is provided for in the concession contracts, and these losses are included in energy purchase costs up to the regulatory limit set by ANEEL. DisCo remained within regulatory limits in recent tariff proceedings, and in June 2026, total losses were 0.91 percentage points below the regulatory limit, influenced by the revision of targets resulting from the effects of CP No. 09/24 and ATA 2026, as established in Technical Note No. 24/2026-STD/ANEEL.



5.2.4 Periodic Rate Review (Highlights)

On June 23, 2026, ANEEL approved the results of DisCo's 6th Periodic Tariff Review (RTP) Cycle, effective as of June 24, 2026. The rate-setting process established the new Net Regulatory Asset Base (Net RAB) at R\$ 19.9 billion, a milestone that reflects recognition of the Company's prudent investments and efficiency in modernizing and expanding its distribution assets over the past five years.

The new rate structure essentially reflects the adjustment of Part B (the distributor's manageable costs) and Part A (unmanageable costs, such as energy, transmission, and sector charges). To



optimize the transition to this new cycle, a Tariff Deferral of R\$ 1.3 billion was applied, which mitigated the immediate financial impact of the regulatory process.

The adjustment to Operating Costs (+52.9%) reflects the Company's new cost structure, aligned with its efficiency trajectory. The X Factor, which measures productivity gains to be shared with consumers, was set at 0.95%.

The outcome of this rate review reinforces Copel's capital allocation discipline and its ability to generate value sustainably for its shareholders.

For more information, see [Material Fact 04/26](#).

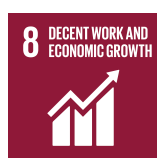


6 ESG performance

6.1 ESG in Copel's Strategy

Copel incorporates ESG (Environmental, Social, and Governance) principles into its corporate strategy, basing its actions on the material issues identified through stakeholder consultation, in accordance with the guidelines established by the Sustainability Policy. Integrity is a cross-cutting value that guides all of the company's practices, reinforcing its commitment to ethics, transparency, and compliance. This approach is complemented by voluntary commitments aligned with the Global Compact Principles and the UN Sustainable Development Goals (2030 Agenda).

Priority SDGs by Copel



ESG in Copel's strategy aims to promote a systemic and broad culture of sustainability, originating from stakeholders, and material issues guide programs and initiatives that generate shared value, minimize risks, and maximize opportunities.

On the environmental front, decarbonization, climate adaptation and resilience, biodiversity, and eco-efficiency are drivers for projects and initiatives such as the Carbon Neutrality Plan, through which the Company is taking measures to neutralize its direct carbon emissions by 2030. Copel invests in 100% renewable energy, researches alternative sources, and reduces greenhouse gas emissions, reinforcing its commitment to combating climate change.

In the social field, the *People* pillar is central, focusing on employee health and safety, human rights, and diversity. Copel values the promotion of a healthy work environment, with a goal of zero fatal accidents, acting fairly and inclusively with employees and stakeholders, in addition to strengthening engagement with communities.

In governance, Copel adopts a structured and transparent approach, with emphasis on the Integrity Program, which is based on the Code of Conduct and aligned with the principles of the Global Compact. The program develops actions aimed at risk prevention, the promotion of an ethical culture, and the continuous engagement of employees. The Company also maintains robust risk management and internal controls, ensuring compliance with rules and regulations and strengthening governance at all organizational levels.

ESG performance is continuously monitored by indicators and external assessments, such as ISE, from [B]³, CSA, from S&P Global, and CDP.

In this way, Copel integrates its strategy across the board, committed to sustainable development, generating value for society, and strengthening corporate governance.

Additional details on sustainability management and the integration of ESG factors into corporate strategy can be found in Copel's [Integrated Report](#), available on the [Sustainability Portal](#) of the Investor Relations website.



6.2 Recent highlights

- **Copel Among the World's Most Sustainable Companies:** Copel has been included in the Dow Jones Best-in-Class Index (DJ BIC) and the Sustainability Yearbook 2026, both of which are based on S&P Global's corporate sustainability assessment. These distinctions position the Company among the top performers in environmental, social, and governance (ESG) practices within its sector, reflecting the consistency of its sustainable management, the adoption of international best practices, and its commitment to generating long-term value.
- **Copel Remains Listed on B3's Major ESG Indices:** Copel has maintained its simultaneous listing on B3's major ESG indices, including the Corporate Sustainability Index (ISE B3), the Carbon Efficiency Index (ICO2 B3), and the Diversity Index (IDIVERSA B3). This recognition reinforces the Company's commitment to creating long-term sustainable value and demonstrates the integration of environmental, social, and governance aspects into its corporate strategy.
- **Copel ranks among Brazil's most ethical companies:** The company was recognized in the 2025–2026 Pro-Ethics Program, an initiative promoted by the Office of the Comptroller General (CGU) and the Ethos Institute. This recognition highlights the maturity of Copel's Integrity Program and reinforces its commitment to ethics, transparency, compliance, and corporate governance.
- **Publication of the 2025 Integrated Report:** Copel has published its 2025 Integrated Report, presenting the Company's key results, operational progress, ESG indicators, and strategic drivers that underpin its sustainable value creation. The document reinforces the integration of sustainability into the corporate strategy and the business's long-term vision.
- **Environmental Progress and Decarbonization:** In 2025, Copel reduced its greenhouse gas (GHG) emissions by 23% compared to 2024, a result that demonstrates the progress of its climate agenda and the effectiveness of its initiatives aimed at decarbonizing its business operations. This performance reinforces the Company's commitment to creating sustainable value and to a responsible energy transition.

6.3 Indicators

Regarding the scope 1 GHG indicator (tCO₂), the data refer to direct greenhouse gas emissions from Copel's operations (fleet, land use change, and fugitive emissions), calculated every six months. The 2026 data will be audited later by a third party.

Environmental Indicator	2Q26	2Q25	Δp.p	1H26	1H25	Δp.p
Renewable sources (% Installed Capacity)	100.0	100.0	—	100.0	100.0	—
Renewable sources (% Energy Generated)	100.0	100.0	—	100.0	100.0	—
Scope 1 GHG emissions (tCO ₂) ¹	(3)	4,937.7	—	(3)	4,937.7	—
Scope 2 GHG emissions (tCO ₂) ²	(3)	169,117.0	—	(3)	169,117.0	—

¹Scope 1 refers to direct greenhouse gas emissions from Copel's operations (fleet, land use change, and fugitive emissions), calculated every six months. The 2026 data will be verified later by a third party.

²Scope 2 refers to indirect greenhouse gas emissions from Copel's operations (electricity consumption and loss) - GHG emissions are calculated every six months.

³Data is still being compiled



Social Indicator	2Q26	2Q25	Δp.p	1H26	1H25	Δp.p
Women at Copel (% of Own Employees)	21.4	22.1	(0.7)	21.4	22.1	(0.7)
Women at Copel (% Third-Party Employees)	11.1	16.6	(5.5)	11.1	16.6	(5.5)
Accident frequency rate - TFIFR (% Own Employees)	1.0	1.3	(0.3)	1.0	1.3	(0.3)
Accident frequency rate - TFIFR (% Third-Party Employees)	1.4	3.0	(1.6)	1.4	3.0	(1.6)

TFIFR: Lost time injury frequency rate. This rate represents, in relation to one million man-hours of exposure to risk, the number of contractors involved in lost time accidents or fatal cases during the period considered.

ABNT – NBR 14280: 2001

Governance Indicator	2Q26	2Q25	Δp.p	1H26	1H25	Δp.p
Women in leadership positions (%)	21.0	20.3	0.7	21.0	20.3	0.7
Women on the Board of Directors (%)	11.1	11.1	—	11.1	11.1	—
Independent directors (%)	88.8	88.8	—	88.8	88.8	—
Complaints resolved through the Complaints Channel (%)*	62.0	66.0	(4.0)	89.0	79.0	10.0

*The indicator considers the completion of investigations in the period analyzed/year. The Company analyzes 100% of the complaints received.

6.4 Ratings, Rankings and Indexes

Index	ISEB3	S&P Global	CDP DISCLOSURE INSIGHT ACTION	ICO2B3	IDIVERSA B3	SUSTAINALYTICS a Morningstar company	MSCI
Ranking	88.21% Ranked 10th	CSA Score 84	A	Yes	Yes	Medium Risk	AA
Reference Year	2025	2026	2025	2025	2025	2025	2025



7 Other highlights from the period

7.1 Shareholder returns

On April 15, 2026, the Board of Directors approved the distribution of R\$ 706.0 million as Interest on Equity (IoE), to be paid on September 30, 2026.

7.2 Fitch Reaffirms 'AAA(bra)' Rating for Copel and its subsidiaries

On May 15, the credit rating agency Fitch Ratings reaffirmed the "AAA (bra)" Long-Term rating for Copel and its wholly-owned subsidiaries Copel Geração e Transmissão, Copel Distribuição, and Copel Serviços - the highest possible rating on Fitch's scale. At the same time, the outlook for the corporate ratings was maintained at stable. The Company's solid business profile, featuring significant and profitable power generation, transmission, and distribution assets that help mitigate operational and regulatory risks, stands out as a key factor in the rating.

7.3 Amendment and Renewal of the Share Buyback Program

On May 21, the Board of Directors approved the amendment and renewal of the Company's share repurchase program, with the objective of acquiring Copel shares for treasury holdings, cancellation, or sale, and to fulfill stock-based incentive plans, without reducing the amount of the Company's capital stock. The program has a term of 18 months, with a limit on acquisitions of up to 10% of the total shares outstanding on the market. For more information, see [Material Fact 02/26](#).

7.4 Elejor Renegotiates the Use of Public Assets (UBP)

Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. – ELEJOR, a Special Purpose Entity (SPE) in which COPEL holds a majority stake, formalized on May 25 the renegotiation of the installments due under the UBP, pursuant to Law No. 15,235 of October 8, 2025, and ANEEL Order No. 668/2026 of February 24, 2026, regarding the Santa Clara and Fundão hydroelectric plants, in accordance with the amount officially calculated and published by ANEEL, totaling R\$ 420.6 million. The renegotiation demonstrates the creation of value for the concessions of the assets operated by ELEJOR and is fully aligned with the Company's value creation strategy.

7.5 Sale of Stake in the Dona Francisca Hydroelectric Plant

On June 15, the Company entered into a Share Purchase Agreement with Gerdau S.A. for the sale of its 23.03% stake in the share capital of Dona Francisca Energética S.A., a shareholder in the consortium responsible for operating the Dona Francisca Hydroelectric Plant. The transaction has a total value of R\$ 150 million, with full payment due at closing, subject to the necessary approvals.

The transaction reinforces Copel's strategy of focusing its portfolio on strategic assets and generating value for shareholders.

7.6 Adjustment of Annual Permitted Revenue (RAP) for the 2026–2027 Cycle

Through Approval Resolution No. 2,268/2026, ANEEL established the Annual Permitted Revenues (RAPs) for electric power transmission assets for the 2026–2027 cycle, effective as of July 1, 2026. According to Aneel Order No. 2,268, Technical Note No. 102/2026, the RAPs for Copel Geração e Transmissão S.A. and its equity interests are now set at R\$ 1,912.5 million, a 5.6% increase compared to the previous cycle.

7.7 Copel Receives Award from ANEEL for Excellence in Its Ombudsman Program

On June 17, the Company won the ANEEL Ombudsman Award for the sixth time in the category of distributors with more than one million customers. The award ceremony, held during the 23rd



National Meeting of Ombudsmen in the Electricity Sector, recognizes companies with the best complaint resolution rates, promptness in responses, and customer service infrastructure. Since the award's inception in 2017, Copel has been on the podium in every edition in the Large-Scale category. This recognition reinforces Copel's commitment to customer experience and satisfaction.

7.8 New General Director of DisCo

Copel Distribuição has begun a new leadership cycle with the appointment of Denis Mollica as General Director, succeeding Marco Antônio Villela. With more than 20 years of experience in the electric power sector and having held executive positions at Cemig and EDP, Mollica assumes the role with a commitment to continuing the distributor's operational efficiency agenda and executing its investment plan.

The Company expresses its gratitude to Marco Antônio Villela for the significant strategic repositioning carried out during his tenure, marked by the strengthening of operational safety, process optimization, and the development of high-performance teams.

7.9 Copel Innovation Week

Copel Innovation Week took place from June 30 to July 3; the event promotes a culture of innovation as a driver of transformation for the Company. The initiative featured panels and lectures by industry experts in innovation and digital transformation and focuses on collaborative innovation, connecting employees, startups, companies, and universities to co-create solutions addressing strategic themes such as digitization, artificial intelligence, and process automation. During the event, the Copel Innovation Challenge was launched, seeking solutions focused on efficiency and cost reduction, such as the use of artificial intelligence and new technologies. The challenge is part of Copel Beyond, our largest digital transformation program, which focuses on efficiency, digitization, and productivity.

7.10 Copel President Honored for Excellence in Management

On July 1, Daniel Slaviero, the Company's President, received the EVEx (Energy Virtual Experience) award in the "Excellence in Management and Sector Modernization" category, in recognition of his leadership at Copel. EVEx is one of the largest gatherings and business platforms focused on the future of energy, bringing together government officials, CEOs, regulators, and experts. Its goal is to accelerate the energy transition and cooperation between Latin America and the Iberian Peninsula.

7.11 Update to the Parameters Governing the Optimal Capital Structure and Dividend Policy

On July 15, the Company approved an update to the parameters that guide its optimal capital structure and its Dividend Policy, reinforcing balanced and sustainable capital allocation, the preservation of financial strength, returns to shareholders, investment opportunities, and continuous improvement in customer service.

The Optimal Capital Structure now sets financial leverage at 2.9x, measured by net debt/EBITDA, with a tolerance of 0.3x above (3.2x) or below (2.6x), provided that the ratio converges to the midpoint of the range (2.9x) within 48 months.

The annual distribution of earnings continues to be guided by the following financial parameters defined at the end of each fiscal year, in line with the capital structure guidelines, with a minimum of 75% of net income and a minimum payment frequency of twice a year.

For more information, please refer to [Material Fact No. 05/2026](#).



8. Disclaimer

Information contained in this document may include forward-looking statements and reflects management's current perceptions and outlook regarding the evolution of the macroeconomic environment, industry conditions, the Company's performance, and financial results. Any statements, expectations, capabilities, plans, and projections contained in this document that do not describe historical facts — such as information regarding the declaration of dividend payments, the future direction of operations, the implementation of relevant operational and financial strategies, the investment program, and the factors or trends affecting the financial condition, liquidity, or results of operations—are forward-looking statements as defined in the U.S. Private Securities Litigation Reform Act of 1995 and involve various risks and uncertainties. There is no guarantee that such results will occur. The statements are based on various factors and expectations, including economic and market conditions, industry competitiveness, and operational factors. Any changes in such expectations and factors may cause actual results to differ materially from current expectations.

Investor Relations

 ri@copel.com

 Phone: +55 (41) 3331-4011



Exhibits

Consolidated Results

[INCOME STATEMENTS](#)

[BALANCE SHEET](#)

[CASH FLOW](#)

[EBITDA AND FINANCIAL RESULT](#)

Result by Subsidiary

[COPEL GET INCOME STATEMENT](#)

[COPEL DIS INCOME STATEMENT](#)

[COPEL COM INCOME STATEMENT](#)

The remaining tables are available on the Investor Relations website.

To access them, [click here](#).





CONSOLIDATED RESULTS - Income Statement

R\$ '000

Income Statement	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
OPERATING REVENUES	6,918,061	6,225,154	11.1	13,985,762	12,117,240	15.4
Electricity sales to final customers	1,980,394	1,912,016	3.6	3,976,535	4,104,115	(3.1)
Electricity sales to distributors	1,287,703	1,140,733	12.9	2,801,175	2,115,673	32.4
Use of the main distribution and transmission grid	1,898,610	1,531,656	24.0	3,957,308	3,459,679	14.4
Construction revenue	644,723	842,770	(23.5)	1,221,491	1,482,460	(17.6)
Fair value of assets from the indemnity for the concession	288,695	11,726	2362.0	308,770	35,742	763.9
Result of Sectorial financial assets and liabilities	654,834	577,183	13.5	1,354,434	562,727	140.7
Other operating revenues	163,102	209,070	(22.0)	366,049	356,844	2.6
(-/+) Recurring Adjustments	(957,341)	(823,944)	16.2	(1,638,660)	(1,503,242)	9.0
RECURRING NET OPERATING REVENUE	5,960,720	5,401,210	10.4	12,347,102	10,613,998	16.3
OPERATING COSTS AND EXPENSES	(5,386,398)	(5,067,863)	6.3	(11,019,082)	(9,678,833)	13.8
Electricity purchased for resale	(2,823,231)	(2,563,409)	10.1	(5,925,420)	(4,815,762)	23.0
Charge of the main distribution and transmission grid	(716,377)	(710,578)	0.8	(1,428,682)	(1,393,101)	2.6
Personnel and management	(248,628)	(242,352)	2.6	(531,259)	(491,574)	8.1
Pension and healthcare plans	(64,663)	(58,015)	11.5	(130,783)	(118,952)	9.9
Materials and supplies	(27,335)	(21,913)	24.7	(53,226)	(44,914)	18.5
Third-party services	(289,037)	(278,689)	3.7	(545,025)	(561,010)	(2.8)
Depreciation and amortization	(406,223)	(361,211)	12.5	(809,272)	(716,231)	13.0
Provisions and reversals	(106,494)	(83,934)	26.9	(192,095)	(154,445)	24.4
Construction cost	(632,096)	(840,991)	(24.8)	(1,211,027)	(1,476,182)	(18.0)
Other cost and expenses	(72,314)	93,229	(177.6)	(192,293)	93,338	(306.0)
(-/+) Recurring Adjustments	632,102	640,406	(1.3)	1,229,921	1,186,769	3.6
RECURRING OPERATING COSTS AND EXPENSES	(4,754,296)	(4,427,457)	7.4	(9,789,161)	(8,492,064)	15.3
EQUITY IN EARNINGS OF SUBSIDIARIES	55,883	64,256	(13.0)	125,668	164,672	(23.7)
PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND TAXES	1,587,546	1,221,547	30.0	3,092,348	2,603,079	18.8
PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND RECURRING TAXES	1,262,307	1,038,009	21.6	2,683,609	2,286,606	17.4
FINANCIAL RESULTS	(368,883)	(401,861)	(8.2)	(858,446)	(848,386)	1.2
Financial income	789,896	375,312	110.5	1,122,842	672,952	66.9
Financial expenses	(1,158,779)	(777,173)	49.1	(1,981,288)	(1,521,338)	30.2
(-/+) Recurring Adjustments	(284,424)	—	—	(284,424)	—	—
RECURRING FINANCIAL RESULT	(653,307)	(401,861)	62.6	(1,142,870)	(848,386)	34.7
OPERATIONAL EXPENSES/ INCOME	1,218,663	819,686	48.7	2,233,902	1,754,693	27.3
RECURRING OPERATING INCOME	609,000	636,148	(4.3)	1,540,739	1,438,220	7.1
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT	(171,204)	(246,122)	(30.4)	(492,399)	(516,462)	(4.7)
Income tax and social contribution on profit	(92,747)	76,677	(221.0)	(255,603)	(152,305)	67.8
Deferred income tax and social contribution on profit	(78,457)	(322,799)	(75.7)	(236,796)	(364,157)	(35.0)
(-/+) Recurring Adjustments	207,283	62,404	232.2	235,676	107,601	119.0
RECURRING INCOME TAX AND SOCIAL SECURITY CONTRIBUTIONS	36,079	(183,718)	(119.6)	(256,723)	(408,861)	(37.2)
NET INCOME continuing operations	1,047,459	573,564	82.6	1,741,503	1,238,231	40.6
REPORTED NET INCOME continuing operations	645,079	452,430	42.6	1,284,016	1,029,359	24.7
NET INCOME discontinued operations	—	—	—	—	—	—
NET INCOME	1,047,459	573,564	82.6	1,741,503	1,238,231	40.6
RECURRING NET INCOME	645,079	452,430	42.6	1,284,016	1,029,359	24.7
Ebitda continued operations	1,993,769	1,582,758	26.0 %	3,901,620	3,319,310	17.5 %
RECURRING EBITDA	1,612,647	1,334,964	20.8 %	3,367,213	2,838,165	18.6 %



CONSOLIDATED RESULTS - Balance Sheet

R\$ '000

Assets	Jun-26	Dec-25	Δ%
CURRENT	10,943,746	10,881,654	0.6
Cash and cash equivalents	3,272,606	3,130,363	4.5
Bonds and securities	161	895	(82.0)
Collaterals and escrow accounts	9	9	—
Customers	—	4,300,957	(100.0)
Dividends receivable	3,999,644	141,297	2,730.7
Sectoral financial assets	142,021.0	400,463	(64.5)
Account receivable related to concession	717,522	12,867	5,476.5
Contract Assets	14,672	392,594	(96.3)
Fair value in energy purchase and sale operations	424,364	263,645	61.0
Other current receivables	286,038	1,050,086	(72.8)
Inventories	1,064,699	173,398	514.0
Income tax and social contribution	150,066	502,825	(70.2)
Other current recoverable taxes	351,890	426,106	(17.4)
Prepaid expenses	425,632	60,972	598.1
Related parties	56,542	—	—
Assets held for sale	37,880	25,177	50.5
NON-CURRENT	50,702,481	49,532,802	2.4
Long Term Assets	20,159,711	19,065,339	5.7
Bonds and securities	652,304	690,886	(5.6)
Other temporary investments	45,134	30,627	47.4
Customers	161,633	162,189	(0.3)
Judicial deposits	378,911	373,949	1.3
Sectoral financial assets	642,995	400,463	60.6
Account receivable related to concession	5,023,245	4,590,579	9.4
Contract Assets	9,740,393	9,202,412	5.8
Fair value in energy purchase and sale operations	721,180	597,856	20.6
Other non-current receivables	838,553	794,296	5.6
Income tax and social contribution	106,849	102,589	4.2
Deferred income tax and social contribution	851,402	991,404	(14.1)
Other non-current recoverable taxes	997,112	1,127,582	(11.6)
Prepaid expenses	—	507	(100.0)
Investments	2,884,909	2,849,002	1.3
Property, plant and equipment, net	8,348,827	8,145,552	2.5
Intangible assets	19,053,574	19,206,609	(0.8)
Right to use an asset	255,460	266,300	(4.1)
TOTAL	61,646,227	60,414,456	2.0



R\$ '000

CURRENT	Jun-26	Dec-25	Δ%
CURRENT LIABILITIES	8,406,486	11,062,317	(24.0)
Payroll, social charges and accruals	236,531	310,773	(23.9)
Accounts payable to related parties	—	—	—
Accounts payable to suppliers	3,061,787	3,059,667	0.1
Accounts payable to suppliers - Reverse factoring	20,029	—	—
Income tax and social contribution payable	151,562	81,875	85.1
Other taxes due	378,911	677,273	(44.1)
Loans and financing	224,040	217,827	2.9
Debentures	1,976,945	1,850,538	6.8
Derivative financial instruments	4,278	3,657	17.0
Dividend payable	631,686	2,325,889	(72.8)
Post-employment benefits	120,729	118,854	1.6
Sectorial charges payable	26,879	60,108	(55.3)
Research and development and Energy efficiency	92,623	99,244	(6.7)
Accounts payable related to concession	42,013	147,205	(71.5)
Sectorial financial liabilities	—	883,990	(100.0)
Lease liability	60,043	58,741	2.2
Fair value in the purchase and sale of power	259,994	262,821	(1.1)
Other accounts payable	882,059	784,575	12.4
Provision for allocation of PIS and Cofins credits	236,377	119,280	98.2
NONCURRENT LIABILITIES	29,091,391	26,260,161	10.8
Payroll, social charges and accruals	6,233	4,764	30.8
Accounts payable to related parties	—	—	—
Accounts payable to suppliers	135,979	133,544	—
Deferred income tax and social contribution	2,079,176	1,982,596	4.9
Other taxes due	205,728	239,448	(14.1)
Loans and financing	3,065,775	3,150,592	(2.7)
Debentures	18,017,940	14,796,386	21.8
Derivative financial instruments	195,180	19,878	881.9
Post-employment benefits	1,369,957	1,359,303	0.8
Research and development and Energy efficiency	376,747	311,856	20.8
Accounts payable related to concession	339,813	959,122	(64.6)
Lease liability	224,927	234,221	(4.0)
Fair value in the purchase and sale of power	357,846	268,621	33.2
Other accounts payable	191,156	204,537	(6.5)
Provision for allocation of PIS and Cofins credits	563,995	661,273	(14.7)
Provisions for legal claims and other provisions	1,960,939	1,934,020	1.4
EQUITY	24,148,350	23,091,978	4.6
Attributable to controlling shareholders	24,128,112	23,130,019	4.3
Share capital	12,821,758	12,821,758	—
Capital reserves	39,068	18,638	109.6
Equity valuation adjustments	272,856	287,992	(5.3)
Treasury shares	(113,067)	(113,389)	(0.3)
Legal reserves	1,900,541	1,900,541	—
Profit retention reserve	7,508,855	8,214,479	(8.6)
Accumulated	1,698,101	—	—
Attributable to non-controlling interests	20,238	(38,041)	(153.2)
TOTAL LIABILITIES & EQUITY	61,646,227	60,414,456	2.0



CONSOLIDATED RESULTS - Cash Flow

	R\$ '000	
	06.30.2026	06.30.2025
CASH FLOWS FROM OPERATIONAL ACTIVITIES		
Net income from continuing operations	1,741,503	1,238,231
Adjustments to reconcile net income for the period with cash generation from operating activities:	2,226,851	2,635,914
Unrealized charges and monetary variations - net	1,696,672	1,343,542
Interest – bonus from the grant of concession agreements under the quota system	(71,265)	(66,137)
Result of transmission concession contracts	(627,244)	(329,669)
Income tax and social contribution	255,603	152,305
Deferred income tax and social contribution	236,796	364,157
Equity in earnings of investees	(125,668)	(164,672)
Appropriation of post-employment benefits obligations	126,872	116,829
Appropriation of research and development and energy efficiency programs	111,499	95,448
Recognition of fair value of assets from the indemnity for the concession	(308,770)	(35,742)
Sectorial financial assets and liabilities result	(1,492,489)	(620,085)
Depreciation and amortization	809,272	716,231
Provision arising from the dismissal program	18,894	20,979
Long-Term Incentive Plan - ILP	21,393	3,864
Net operating estimated losses, provisions and reversals	192,095	154,445
Realization of added value in business combinations	(1,571)	(361)
Fair value in energy purchase and sale operations	(59,319)	(67,899)
Fair value adjustment of debt instruments and Hedge (Swap)	(30,634)	—
Result of write-offs of accounts receivable related to concession	923	1,854
Result of write-offs or disposal of contract assets	4,725	4,516
Result of write-offs or disposal of property, plant and equipment	425	1,074
Result of write-offs or disposal of intangible assets	33,721	42,894
Result of write-offs of use rights of assets and liabilities of leases – net	234	—
Result from asset sales and business combinations	(298,295)	—
Results from asset sales	(1,221)	(320,927)
Others	(7,300)	(14,963)
Decrease (increase) in assets	534,126	564,551
Trade accounts receivable	791,071	601,922
Dividends and interest on own capital received	50,847	143,243
Judicial deposits	10,971	25,037
Sectorial financial assets	97,513	141,256
Other receivables	(154,436)	(80,361)
Inventories	23,332	(28,213)
Income tax and social contribution recoverable	(332,140)	(203,841)
Other taxes recoverable	42,031	(40,222)
Prepaid expenses	4,937	5,109
Related parties	—	621
Increase (decrease) in liabilities	(740,418)	(332,046)
Payroll, social charges and accruals	(87,399)	(88,006)
Related parties	—	—
Suppliers	(158,561)	149,882
Other taxes	225,439	475,590
Post-employment benefits	(114,343)	(100,616)
Sectorial charges due	(33,229)	53,130
Research and development and energy efficiency	(64,406)	(136,662)
Payable related to the concession	(485,671)	(56,796)
Other accounts payable	105,066	(511,043)
Provisions for legal claims	(127,314)	(117,525)



CASH GENERATED BY OPERATING ACTIVITIES	2,020,559	2,868,419
Income tax and social contribution paid	(185,916)	(179,761)
Loans and financing - interest due and paid	(160,985)	(244,568)
Debentures - interest due and paid	(989,339)	(688,758)
Lease liabilities - interest paid	(15,234)	(16,786)
NET CASH GENERATED FROM OPERATING ACTIVITIES	669,085	1,738,546
CASH FLOWS FROM INVESTMENT ACTIVITIES		
Financial investments	24,744	(5,867)
Additions to contract assets	-899,991	-1,374,321
Additions to property, plant and equipment	-396,493	-190,433
Additions to intangible assets	(22,165)	(1,060,804)
Acquisitions of subsidiaries, net of cash acquired	0	434,502
Acquisition of investments	—	(53,820)
Investment disposal	174,892	(17,508)
NET CASH USED FROM INVESTING ACTIVITIES	(1,119,013)	(2,268,251)
CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES		
Loans and financing obtained from third parties	550,000	—
Transaction costs of loans and financing obtained from third parties	(213)	—
Issue of debentures	3,700,000	2,000,000
Transaction costs in the issuing of debentures	(104,635)	(22,632)
Payments of principal - loans and financing	(653,970)	(630,854)
Payments of principal - debentures	(525,166)	(781,958)
Payments of principal of lease liabilities	(35,925)	(32,558)
Share buyback	—	(70,040)
Dividends and interest on own capital paid	(2,337,920)	-1,249,032
NET CASH GENERATED (USED) FROM FINANCING ACTIVITIES	592,171	(787,074)
TOTAL EFFECTS ON CASH AND CASH EQUIVALENTS	142,243	(1,316,779)
Cash and cash equivalents at the beginning of the period	3,130,363	4,161,939
Cash and cash equivalents at the end of the period	3,272,606	2,835,585
Cash and cash equivalents from assets classified as held for sale	—	9,575
CHANGE IN CASH AND CASH EQUIVALENTS	142,243	(1,316,779)



CONSOLIDATED RESULTS - Adjusted Ebitda and Financial Result

R\$ '000

RECURRING EBITDA	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
EBITDA	1,993.8	1,582.8	2597 %	3,901.6	3,319.3	1754 %
(-/+) Fair value in the purchase and sale of energy	(11.4)	(61.2)	(81.4)	(59.3)	(67.9)	(12.7)
(-/+) Provision (reversal) Incentive Dismissal Program	—	—	—	18.9	21.0	(10.0)
(-/+) Assets disposal /swap	—	(200.6)	(100.0)	—	(310.4)	(100.0)
(-/+) Equity Income	(55.9)	(64.3)	(13.1)	(125.7)	(164.7)	(23.7)
(-/+)NRV	(288.7)	(11.7)	2,367.5	(308.8)	(35.7)	765.0
(+/-)Difference in Revenue from Corporate/Regulatory Transfer	(25.2)	90.0	(128.0)	(59.5)	76.6	(177.7)
RECURRING EBITDA	1,613	1,335	20.8	3,367	2,838	18.6
	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
Financial Revenues	789,896	375,312	110.5	1,122,842	672,952	66.9
Income from investments held for trading	177,487	189,453	(6.3)	337,580	344,066	(1.9)
Renegotiation of use of public property (Note 23)	298,295	—	—	298,295	—	—
Late fees on electricity bills	98,062	84,809	15.6	174,786	163,559	6.9
Interest on taxes to be compensated	27,186	39,894	(31.9)	61,325	83,307	(26.4)
Monetary restatement and adjustment to present value of accounts payable related to concession	(9,593)	26,588	(136.1)	228	34,352	(99.3)
Income and monetary restatement of judicial deposits	11,657	10,393	12.2	19,755	21,827	(9.5)
Income from sectorial assets and liabilities (Note 8)	28,759	13,578	111.8	50,788	15,942	218.6
Fair value adjustment of debentures (Note 20)	190,014	—	—	192,116	—	—
Effect of a swap on debentures (Note 20)	(12,990)	—	—	—	—	—
(-) Pis/Pasep and Cofins on revenues	(27,038)	(14,989)	80.4	(39,720)	(28,793)	38.0
Other financial revenues	8,057	25,586	(68.5)	27,689	38,692	(28.4)
Financial Expenses	(1,158,779)	(777,173)	49.1	(1,981,288)	(1,521,338)	30.2
Monetary variation, foreign exchange and debt service charges	(804,222)	(609,220)	32.0	(1,537,917)	(1,213,710)	26.7
Monetary variation and adjustment to present value of accounts payable related to concession	(17,196)	(39,346)	(56.3)	(59,693)	(87,745)	(32.0)
Income from sectorial assets and liabilities (Note 8)	—	(63,416)	(100.0)	—	(77,774)	(100.0)
Monetary variation of litigation (Note 26.1)	(79,604)	(16,313)	—	(74,229)	(32,296)	—
Uptade of provision for allocation of Pis and Cofins credits (Note 12.3)	(10,373)	(20,996)	(50.6)	(22,002)	(45,865)	(52.0)
Adjust the fair value of debentures (Note 20)	10,640	—	—	15,978	—	—
Swap effect on debentures (Note 20)	(160,968)	—	—	(177,460)	—	—
Interest on lease liabilities (Note 24.2)	(7,174)	(8,474)	(15.3)	(15,406)	(16,954)	(9.1)
Interest on tax installments	(12,223)	(4,493)	—	(12,223)	(13,172)	—
Interest on R&D and PEE (note 22)	(6,775)	(6,037)	12.2	(12,225)	(11,609)	5.3
Pis/ Pasep and Cofins taxes over interest on equity	(63,290)	(56)	—	(63,290)	(56)	—
Exchange rate fluctuation on the purchase of electricity from Itaipu	—	—	—	—	—	—
Other financial expenses	(7,594)	(8,822)	(13.9)	(22,821)	(22,157)	3.0
Financial income (expenses)	1,948,675	1,152,485	69.1	3,104,130	2,194,290	41.5



RESULT BY SUBSIDIARY - COPEL GET

R\$ '000

Income Statement	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
OPERATING REVENUES	1,354,558	1,161,383	16.6	2,933,746	2,400,930	22.2
Electricity sales to distributors	905,712	899,666	0.7	2,027,545	1,800,118	12.6
Use of the main transmission grid	366,590	192,102	90.8	761,191	465,773	63.4
Construction revenue	77,641	56,034	38.6	131,648	111,141	18.5
Other operating revenues	4,615	13,581	(66.0)	13,362	23,898	(44.1)
OPERATING COSTS AND EXPENSES	(681,736)	(467,248)	45.9	(1,398,565)	(985,937)	41.9
Electricity purchased for resale	(80,157)	(86,583)	(7.4)	(200,371)	(110,670)	81.1
Charges of main distribution and transmission grid	(123,464)	(128,349)	(3.8)	(244,464)	(261,115)	(6.4)
Personnel and management	(75,203)	(72,593)	3.6	(161,102)	(156,899)	2.7
Pension and healthcare plans	(19,492)	(17,302)	12.7	(39,581)	(35,482)	11.6
Materials and supplies	(12,569)	(11,419)	10.1	(23,454)	(16,078)	45.9
Third-party services	(58,359)	(65,410)	(10.8)	(106,276)	(133,337)	(20.3)
Depreciation and amortization	(190,540)	(177,828)	7.1	(380,695)	(354,701)	7.3
Provisions and reversals	(20,255)	(4,807)	321.4	(22,033)	(6,769)	225.5
Construction cost	(65,014)	(54,256)	19.8	(121,184)	(104,863)	15.6
Other cost and expenses	(36,683)	151,299	(124.2)	(99,405)	193,977	(151.2)
EQUITY IN EARNINGS OF SUBSIDIARIES	49,288	64,900	(24.1)	120,927	165,337	(26.9)
PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND TAXES	722,110	759,035	(4.9)	1,656,108	1,580,330	4.8
FINANCIAL RESULTS	(328,576)	(236,488)	38.9	(574,793)	(493,591)	16.5
Financial income	209,304	133,626	56.6	334,410	225,520	48.3
Financial expenses	(537,880)	(370,114)	45.3	(909,203)	(719,111)	26.4
OPERATIONAL EXPENSES/ INCOME	393,534	522,547	(24.7)	1,081,315	1,086,739	(0.5)
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT	15,134	(157,033)	(109.6)	(198,277)	(305,181)	(35.0)
Income tax and social contribution on profit	(8,316)	(8,514)	(2.3)	(120,489)	(130,690)	(7.8)
Deferred income tax and social contribution on profit	23,450	(148,519)	(115.8)	(77,788)	(174,491)	(55.4)
NET INCOME continuing operations	408,668	365,514	11.8	883,038	781,558	13.0
NET INCOME discontinued operations	—	—	-	—	—	-
NET INCOME	408,668	365,514	11.8	883,038	781,558	13.0
Attributed to shareholders of the parent company - continuing operations	408,668	365,514	11.8	883,038	781,558	13.0
Attributed to non-controlling shareholders	—	—	-	—	—	-
EBITDA continuing operations	912,650	936,863	(2.6)	2,036,803	1,935,031	5.3



#CIRCUL AR!	#DIV/0!	-	#CIRCUL AR!	#DIV/0!	-
905,712	899,666	#DIV/0!	2,027,545	1,800,118	#DIV/0!
366,590	192,102	#CIRCULA R!	761,191	465,773	#CIRCULA R!
77,641	56,034	#CIRCULA R!	131,648	111,141	#CIRCULA R!
4,615	13,581	#DIV/0!	13,362	23,898	#DIV/0!
#CIRCUL AR!	#CIRCUL AR!	#CIRCUL AR!	#CIRCUL AR!	#CIRCUL AR!	#CIRCUL AR!
(80,157)	(86,583)	#CIRCULA R!	(200,371)	(110,670)	#CIRCULA R!
(123,464)	(128,349)	#DIV/0!	(244,464)	(261,115)	#DIV/0!
(75,203)	(72,593)	#CIRCULA R!	(161,102)	(156,899)	#CIRCULA R!
(19,492)	(17,302)	#CIRCULA R!	(39,581)	(35,482)	#CIRCULA R!
(12,569)	(11,419)	#DIV/0!	(23,454)	(16,078)	#DIV/0!
(58,359)	(65,410)	#CIRCULA R!	(106,276)	(133,337)	#CIRCULA R!
(190,540)	(177,828)	#CIRCULA R!	(380,695)	(354,701)	#CIRCULA R!
(20,255)	(4,807)	#DIV/0!	(22,033)	(6,769)	#DIV/0!
(65,014)	(54,256)	#CIRCULA R!	(121,184)	(104,863)	#CIRCULA R!
(36,683)	151,299	#CIRCULA R!	(99,405)	193,977	#CIRCULA R!
49,288	64,900	#DIV/0!	120,927	165,337	#DIV/0!
117,067	#CIRCUL AR!	#DIV/0!	179,762	#CIRCUL AR!	#DIV/0!
#DIV/0!	#CIRCUL AR!	#DIV/0!	#DIV/0!	#CIRCUL AR!	#DIV/0!
209,304	133,626	#DIV/0!	334,410	225,520	#DIV/0!
(537,880)	(370,114)	#DIV/0!	(909,203)	(719,111)	#DIV/0!
#DIV/0!	#DIV/0!	#CIRCUL AR!	#DIV/0!	#DIV/0!	#CIRCUL AR!
#CIRCUL AR!	#DIV/0!	#CIRCUL AR!	#CIRCUL AR!	#DIV/0!	#CIRCUL AR!
(8,316)	(8,514)	#DIV/0!	(120,489)	(130,690)	#DIV/0!
23,450	(148,519)	#CIRCULA R!	(77,788)	(174,491)	#CIRCULA R!
#CIRCUL AR!	#CIRCUL AR!	#CIRCUL AR!	#CIRCUL AR!	#CIRCUL AR!	#CIRCUL AR!
—	—	-	—	—	-
365,514	#CIRCUL AR!	#DIV/0!	781,558	#CIRCUL AR!	#DIV/0!
408,668	365,514	#CIRCULA R!	883,038	781,558	#CIRCULA R!
—	—	—	—	—	—
—	—	-	—	—	-
(34,232)	#CIRCUL AR!	#DIV/0!	(14,215)	#CIRCUL AR!	#DIV/0!



RESULT BY SUBSIDIARY - COPEL DIS

R\$ '000

Income Statement	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
OPERATING REVENUES	4,969,593	4,556,168	9.1	9,894,357	8,860,934	11.7
Electricity sales to final customers	1,653,419	1,522,602	8.6	3,378,525	3,306,270	2.2
Electricity sales to distributors	4,185	70,344	(94.1)	28,185	101,347	(72.2)
Use of the main distribution grid	1,655,120	1,456,332	13.6	3,443,189	3,225,479	6.7
Construction revenue	567,082	786,735	(27.9)	1,089,843	1,371,319	(20.5)
Fair value of assets from the indemnity for the concession	288,695	11,726	2362.0	308,770	35,742	763.9
Sectorial assets and liabilities result	654,834	577,183	13.5	1,354,434	562,727	140.7
Other operating revenues	146,258	131,246	11.4	291,411	258,050	12.9
OPERATING COSTS AND EXPENSES	(4,121,038)	(4,147,934)	(0.6)	(8,479,601)	(7,915,621)	7.1
Electricity purchased for resale	(2,114,778)	(1,978,386)	6.9	(4,501,417)	(3,825,567)	17.7
Charges of main transmission grid	(709,714)	(689,408)	2.9	(1,418,139)	(1,346,210)	5.3
Personnel and management	(136,000)	(141,781)	(4.1)	(294,656)	(284,160)	3.7
Pension and healthcare plans	(42,273)	(37,692)	12.2	(85,332)	(77,465)	10.2
Materials and supplies	(14,225)	(10,214)	39.3	(28,468)	(28,021)	1.6
Third-party services	(216,523)	(200,750)	7.9	(412,197)	(401,456)	2.7
Depreciation and amortization	(205,700)	(172,760)	19.1	(408,672)	(340,418)	20.1
Provisions and reversals	(83,216)	(78,403)	6.1	(163,752)	(148,108)	10.6
Construction cost	(567,082)	(786,735)	(27.9)	(1,089,843)	(1,371,319)	(20.5)
Other cost and expenses	(31,527)	(51,805)	(39.1)	(77,125)	(92,897)	(17.0)
PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND TAXES	848,555	408,234	107.9	1,414,756	945,313	49.7
FINANCIAL RESULTS	(256,701)	(196,714)	30.5	(497,746)	(389,094)	27.9
Financial income	281,257	172,005	63.5	450,203	324,933	38.6
Financial expenses	(537,958)	(368,719)	45.9	(947,949)	(714,027)	32.8
OPERATIONAL EXPENSES/ INCOME	591,854	211,520	179.8	917,010	556,219	64.9
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT	(112,794)	(58,555)	92.6	(218,733)	(170,832)	28.0
Income tax and social contribution on profit	(10,790)	95,565	(111.3)	(59,470)	—	—
Deferred income tax and social contribution on profit	(102,004)	(154,120)	(33.8)	(159,263)	(170,832)	(6.8)
NET INCOME (LOSS)	479,060	152,965	213.2	698,277	385,387	81.2
EBITDA	1,054,255	580,994	81.5	1,823,428	1,285,731	41.8



RESULT BY SUBSIDIARY - COPEL COM

R\$ '000

Income Statement	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
OPERATING REVENUES	1,270,076	1,131,213	12.3	2,539,110	2,087,455	21.6
Electricity sales to final customers	327,100	389,635	(16.0)	598,230	798,251	(25.1)
Electricity sales to distributors	931,187	679,905	37.0	1,880,009	1,219,750	54.1
Other operating revenues	11,789	61,673	(80.9)	60,871	69,454	(12.4)
OPERATING COSTS AND EXPENSES	(1,237,779)	(1,052,153)	17.6	(2,480,149)	(1,980,962)	25.2
Electricity purchased for resale	(1,226,668)	(1,042,565)	17.7	(2,458,215)	(1,963,222)	25.2
Personnel and management	(6,856)	(5,183)	32.3	(13,980)	(8,836)	58.2
Pension and healthcare plans	(471)	(435)	8.3	(935)	(873)	7.1
Materials and supplies	(23)	51	(145.1)	(35)	(109)	(67.9)
Third-party services	(1,157)	(959)	20.6	(2,093)	(2,007)	4.3
Depreciation and amortization	(500)	(458)	9.2	(1,006)	(887)	13.4
Provisions and reversals	(264)	(140)	88.6	(193)	(1,237)	(84.4)
Other cost and expenses	(1,840)	(2,464)	(25.3)	(3,692)	(3,791)	(2.6)
PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND TAXES	32,297	79,060	(59.1)	58,961	106,493	(44.6)
FINANCIAL RESULTS	3,142	194,192	(98.4)	8,564	19,610	(56.3)
Financial income	3,353	185,174	(98.2)	8,889	19,892	(55.3)
Financial expenses	(211)	9,018	(102.3)	(325)	(282)	15.2
OPERATIONAL EXPENSES/ INCOME	35,439	273,252	(87.0)	67,525	126,103	(46.5)
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT	(13,601)	(39,055)	(65.2)	(24,644)	(43,091)	(42.8)
Income tax and social contribution on profit	—	(30,082)	(100.0)	—	(20,106)	(100.0)
Deferred income tax and social contribution on profit	(13,601)	(8,973)	51.6	(24,644)	(22,985)	7.2
NET INCOME (LOSS)	21,838	234,197	(90.7)	42,881	83,012	(48.3)
EBITDA	32,797	79,518	(58.8)%	59,967	107,380	(44.2)%



COPEL
Pura Energia