

RESULTADOS

3T26

Destaques 3T26

Desempenho operacional

Aumento de 42,1% na geração hídrica (vs. 3T25)

Mercado fio faturado (Copel DIS) **Expansão de 5,8%**

Benefícios dos investimentos na base de ativos
Resiliência da rede na gestão de efeitos de eventos climáticos extremos

Resultados financeiros

Ebitda recorrente
R$ 1.805,9 milhões
+35,0% frente ao 3T25

Lucro Líquido Recorrente
R$ 673,1 milhões
+79,6% vs 3T25

Capex
R$ 991,1 milhões
no 3T26

Alavancagem Financeira
2,7x (dívida líquida sobre Ebitda) em 30.09.2026, alinhada aos novos parâmetros da estrutura ótima de capital

Reconhecimentos

Prêmio ONS de Qualidade na Operação
Melhor Geradora hidrelétrica (FDA 2º lugar) e **Bicampeã Transmissora** de energia em corrente alternada

Prêmio Anefac 2026
Copel vence **"Oscar da Contabilidade"** pelo 4º ano consecutivo

Destaque ESG B3 2026
Copel integra três principais índices de sustentabilidade **ISE, ICO2 e IDIVERSA** simultaneamente

Indicadores Financeiros

R$ milhões

Destaques de Indicadores	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Ebitda (R$ milhões)	1.922,2	1.358,7	41,5	5.823,8	4.678,0	24,5
Ebitda Recorrente (R$ milhões)	1.805,9	1.337,4	35,0	5.173,2	4.175,5	23,9
Lucro Líquido (R$ milhões)[1]	688,4	364,2	89,0	2.429,9	1.602,4	51,6
Lucro Líquido Recorrente (R$ milhões)[1]	673,1	374,8	79,6	1.957,1	1.404,1	39,4
LPA - Lucro Líquido por ação (R$)[2]	0,23	0,12	91,7	0,80	0,54	48,1
Rentabilidade do Patrimônio Líquido[3]	2,8%	1,7%	1,1 p.p.	9,8%	7,0%	2,8 p.p.
Margem Ebitda	27,6%	19,9%	7,7 p.p.	27,8%	24,7%	3,1 p.p.
Margem Ebitda Recorrente	28,1%	22,6%	5,5 p.p.	27,5%	25,3%	2,2 p.p.
Margem Operacional Recorrente	14,2%	8,8%	5,4 p.p.	10,4%	8,5%	1,9 p.p.
Valor Patrimonial por Ação (R$)[4]	8,36	7,79	7,3	8,36	7,79	7,3
Endividamento do PL[5]	79,9%	74,9%	5 p.p.	79,9%	74,9%	5 p.p.
Liquidez Corrente	1,4	1,0	40,0	1,3	1,0	30,0
Alavancagem	2,7x	2,8x[5]	—	2,7x	2,8x[5]	—

[1] Não considera o lucro líquido de operações descontinuadas que, no 3T25 e 9M25, foi de R$ 18,9 milhões; [2] Lucro Líquido atribuído aos acionistas da empresa controladora/ações em circulação. [3] Considera o Patrimônio Líquido do final do período. [4] PL do final do período/ações em circulação. [5] Dívida Líquida/PL do final do período.

Webcast de Resultados

13 de novembro de 2026
10h BRT

Link de acesso



Sumário

1 Resultado Consolidado **3**
1.1 Ebitda 3
1.2 Receita Operacional 5
1.3 Custos e Despesas Operacionais 6
1.3.1 Custos Gerenciáveis (PMSO) 7
1.4 Resultado de Equivalência Patrimonial 9
1.5 Resultado Financeiro 9
1.6 Resultado Líquido Consolidado 10
1.7 Endividamento e Alavancagem 11
2 Investimentos **13**
3 Copel Geração e Transmissão **14**
3.1 Desempenho Econômico-Financeiro 14
3.1.1 Ebitda 14
3.1.2 Custos Gerenciáveis (PMSO) Recorrentes 15
3.1.3 Lucro Líquido 16
3.1.4 Efeito IFRS no segmento Transmissão 17
3.2 Desempenho Operacional 18
3.2.1 Geração 18
3.2.2 Transmissão 19
4 Estratégia de Comercialização **21**
4.1 Contexto comercial 21
4.2 Desempenho Comercial 21
5 Copel Distribuição **24**
5.1 Desempenho Econômico-Financeiro 24
5.1.1 Ebitda 24
5.1.2 Margem Bruta de Distribuição: 25
5.1.3 Custos Gerenciáveis (PMSO) Recorrentes: 26
5.1.4 Lucro Líquido Recorrente: 27
5.2 Desempenho Operacional 28
5.2.1 Mercado Fio (TUSD) 28
5.2.2 Mercado Cativo 28
5.2.3 Dados Operacionais 28
6 Performance ESG **31**
6.1 ESG na estratégia da Copel 31
6.2 Destaques recentes 32
6.3 Indicadores 32
6.4 Avaliações, Classificações e Índices 33
7 Outros destaques do período **34**
8. Anexos **37**

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 societárias[1]. As análises a seguir referem-se ao terceiro trimestre de 2026 (3T26) em comparação com o mesmo período de 2025 (3T25). 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 Recorrente[2] de R$ 1.805,9 milhões no 3T26, representando uma expansão de 35,0% frente aos R$ 1.337,4 milhões reportados no 3T25.

Este desempenho sólido reflete o avanço contínuo das sinergias operacionais, a rigorosa disciplina na alocação de capital e o posicionamento comercial estratégico adotado pela Companhia. O Ebitda Recorrente Consolidado do período foi impulsionado, principalmente, pelo crescimento dos segmentos de distribuição (Copel DIS), que apresentou alta de 70,2% (+R$ 456,8 milhões), e de Comercialização (Copel COM), com aumento de R$ 36,4 milhões.

Destaque de desempenho por segmento no 3T26:

Copel DIS (Distribuição)

O Ebitda Recorrente da Copel DIS totalizou R$ 1.107,7 milhões, um crescimento de 70,2% (+R$ 456,8 milhões) em relação ao 3T25. Esse resultado foi decorrente, principalmente, dos seguintes fatores:

- **Revisão Tarifária Periódica (RTP/2026):** efeito médio de +8,6% na Parcela B, refletindo, sobretudo, o reconhecimento da base de ativos do ciclo tarifário; e
- **Mercado-fio faturado:** expansão de 5,8% entre os períodos analisados, impulsionada pelas temperaturas mais elevadas registradas no trimestre, pela contínua expansão da economia na área de concessão e pelo crescimento da base de clientes.

Mais detalhes sobre o desempenho da Copel DIS estão disponíveis na seção 5.1.1.

Copel GeT (Geração e Transmissão)

O Ebitda recorrente da Copel GeT totalizou R$ 688,5 milhões no 3T26, redução de 4,5% ou R$ 32,6 milhões, em relação ao 3T25, refletindo, principalmente: **i.** os impactos do maior nível de restrições de despacho *(curtailment)* na geração eólica, que resultaram em um acréscimo de R$ 43,6 milhões na rubrica de desvio de geração (queda de 10,4%, totalizando 826 GWh no 3T26 vs. 922 GWh no 3T25); **ii.** o menor volume de energia comercializada em contratos bilaterais, com decréscimo de R$ 32,6 milhões na receita de suprimento; e **iii.** da redução de R$ 21,1 milhões, decorrente, principalmente, dos maiores repasses à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), por meio da Parcela de Ajuste do Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2026, refletindo o recolhimento

[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.

acumulado no ciclo desse encargo pelas transmissoras junto aos usuários do sistema de transmissão, com impacto redutor sobre a receita da atividade.

Esses impactos negativos foram parcialmente compensados pela redução de R$ 42,2 milhões nos Custos com Compra de Energia para Revenda, impulsionada pelo maior GSF (*Generation Scaling Factor*) e pelo menor PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) registrados no 3T26, em comparação com o 3T25. Adicionalmente, houve uma melhora de R$ 17,5 milhões no resultado das operações no Mercado de Curto Prazo (MCP). Ambos os fatores decorrem do cenário hidrológico mais favorável observado no período.

Mais detalhes sobre o desempenho da Copel GeT estão disponíveis na seção 3.1.1.

Copel COM (Comercialização)

O Ebitda Recorrente da Copel COM apresentou aumento de R$ 36,4 milhões em relação ao 3T25, refletindo, principalmente, a expansão de R$ 37,0 milhões da margem de comercialização. Este resultado decorre, principalmente, do maior volume de energia comercializada no trimestre (+6,8%), com destaque para as vendas em contratos bilaterais (+30,9%).

Centrais Elétricas Rio Jordão (Elejor)

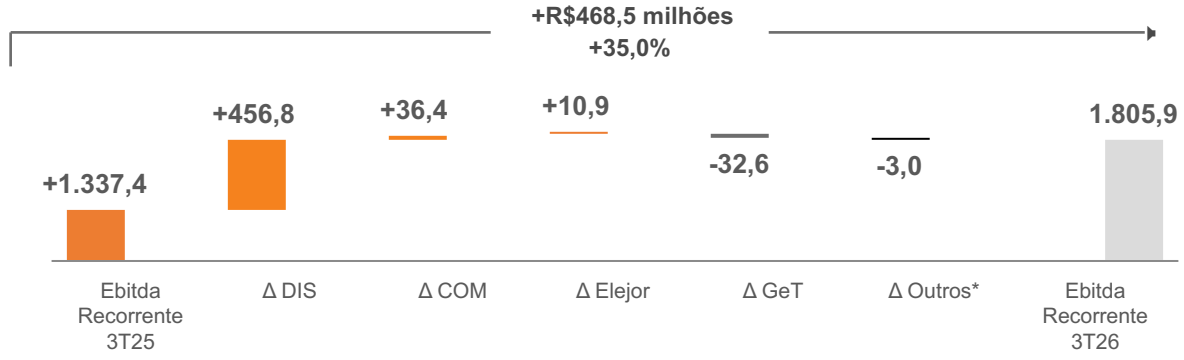
O Ebitda Recorrente da Elejor cresceu R$ 10,9 milhões em relação ao 3T25, totalizando R$ 31,2 milhões. O desempenho refletiu principalmente os melhores preços médios de venda praticados no trimestre.

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

R$ milhões

Ebitda Recorrente	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Ebitda	1.922,2	1.358,7	41,5	5.823,8	4.678,0	24,5
(-/+) Valor justo na compra e venda de energia (MTM)	40,1	42,9	(6,5)	(19,2)	(25,0)	(23,2)
(-/+) Provisão/Reversão indenização PDV	—	—	—	18,9	21,0	(10,0)
(-/+) Alienação ativos/descruzamento	(116,0)	(35,4)	227,7	(116,0)	(345,7)	(66,4)
(-/+) Equivalência Patrimonial	(93,0)	(37,3)	149,1	(218,7)	(202,0)	8,3
(-/+) Valor Novo de Reposição - VNR	(8,6)	(36,9)	(76,7)	(317,3)	(72,7)	336,5
(-/+) Efeito IFRS (Receita Transmissão Societária/Regulatória)	61,2	45,4	34,8	1,7	121,9	(98,6)
Ebitda Recorrente	**1.805,9**	**1.337,4**	**35,0**	**5.173,2**	**4.175,5**	**23,9**

Ebitda Recorrente Consolidado (R$ milhões)



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

1.2 Receita Operacional

A Receita Operacional Líquida recorrente somou R$ 6.434,3 milhões no 3T26, crescimento de 8,8% frente aos R$ 5.912,2 milhões registrados no 3T25. Esta métrica exclui os efeitos do IFRS no segmento de transmissão de energia, o Valor Justo do Ativo Indenizável/Valor Novo de Reposição (VNR), a marcação a mercado (*Mark-to-Market* - MTM) dos contratos de compra e venda de energia, a receita de construção da Copel DIS, além de eventuais efeitos não recorrentes.

Este desempenho positivo foi impulsionado, principalmente, pelos fatores detalhados a seguir:

I. **Receita com Disponibilidade da Rede Elétrica:** R$ 580,1 milhões (+32,2%), influenciada pelo reajuste da Tarifa de Uso de Distribuição (TUSD), em função da Revisão Tarifária Periódica (RTP) de 2026, e pelo crescimento de 5,7% do mercado fio da Copel DIS. Esse desempenho foi parcialmente compensado pela redução de R$ 21,1 milhões na receita de transmissão, ajustada pelo Efeito IFRS, em razão de maiores repasses à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) por meio da parcela de ajuste da RTA/2026;

II. **Receita de Fornecimento de Energia:** R$ 396,7 milhões (+21,1%), reflexo da atualização da Tarifa de Energia em função da RTP/2026 e do aumento de 6,2% no mercado cativo na Copel DIS; e

III. **Receita de Suprimento de Energia Elétrica:** apresentou incremento de R$ 35,8 milhões (+2,9%) frente ao 3T25, impulsionada, essencialmente, pelo crescimento de 30,9% na venda de energia em contratos bilaterais na Copel COM - gerando um adicional de R$ 256,4 milhões, e pelo acréscimo de R$ 17,5 milhões no resultado com Transações no Mercado de Curto Prazo (MCP) na Copel GeT, devido à maior liquidação no 3T26 em relação ao 3T25. Este desempenho positivo foi parcialmente compensado pelo aumento de 41,2% (+R$ 43,6 milhões) nas perdas com desvio de geração nos complexos eólicos, em função do *Curtailment* mais elevado no 3T26 e pela redução de R$ 187,8 milhões na liquidação de energia da Copel DIS na CCEE.

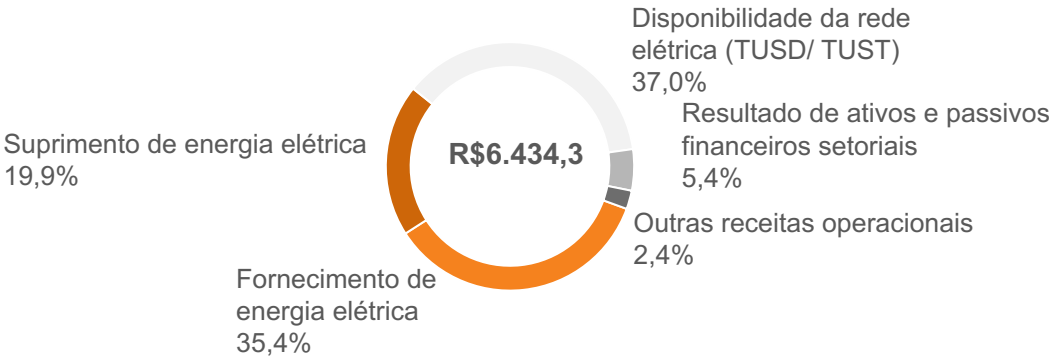
O aumento da Receita Operacional Líquida recorrente foi parcialmente compensado pelo menor resultado com Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (CVA), com redução de R$ 498,7 milhões, explicado pela redução da energia comprada para revenda entre os períodos e pela menor necessidade de recomposição da cobertura tarifária após a RTP/2026 na Copel DIS.

O quadro a seguir apresenta a conciliação da Receita Operacional:

R$ milhões

Receita Operacional	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Receita Operacional Líquida	6.953,1	6.811,2	2,1	20.938,9	18.928,4	10,6
(-) VNR	8,6	36,9	(76,7)	317,3	72,7	336,5
(-) Receita com Construção da Copel DIS	522,1	898,3	(41,9)	1.611,9	2.269,6	(29,0)
(-/+) Valor justo na compra e venda de energia	40,1	42,9	(6,5)	(19,2)	(25,0)	(23,2)
(-/+) Receita Transmissão (Efeito IFRS)	(28,2)	(6,7)	320,9	(209,0)	(35,0)	497,1
Receita Operacional Líquida Recorrente	**6.434,3**	**5.912,2**	**8,8**	**18.781,5**	**16.526,1**	**13,6**

| Receita operacional líquida

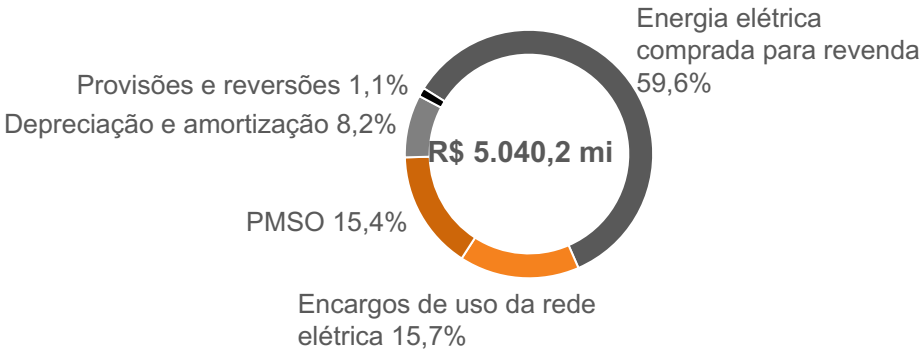


1.3 Custos e Despesas Operacionais

No 3T26, os Custos e Despesas Operacionais Recorrentes (excluindo custo com construção) totalizaram R$ 5.040,2 milhões, acréscimo de 1,8% em comparação aos R$ 4.951,3 milhões registrados no 3T25.

O principal vetor de custo no trimestre foi a energia comprada para revenda, que representou 59,6% do total. Na sequência, destacam-se os encargos de uso de rede (15,7%), as despesas com PMSO (15,4%) e outras despesas operacionais (9,3%).

| Abertura dos Custos e Despesas



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

I. **Encargos de Uso da Rede Elétrica:** acréscimo de R$ 101,8 milhões (+14,8%), decorrente principalmente dos reajustes dos encargos de Rede Básica e de uma maior incidência dos Encargos de Energia de Reserva (EER) na Copel DIS.

II. **Custos Gerenciáveis (PMSO):** aumento de R$ 59,8 milhões (+8,3%) em relação ao 3T25, totalizando R$ 778,5 milhões, impulsionado majoritariamente pelas despesas com Pessoal e Materiais, parcialmente compensado pela redução de Outros Custos e Despesas Operacionais (conforme detalhado no item 1.3.1);

III. **Depreciação e Amortização:** adição de R$ 35,3 milhões (+9,4%), refletindo principalmente a expansão da base de ativos em serviço decorrente do robusto programa de investimentos da Companhia, com destaque para a Copel Distribuição, em linha com a estratégia regulatória do 6º Ciclo de Revisão Tarifária, concluído em 24 de junho de 2026, que visam a ampliação da base de remuneração regulatória, contribuindo para a geração de valor aos

acionistas, ao mesmo tempo em que reforçam a qualidade, a confiabilidade e a segurança do fornecimento de energia aos consumidores;

IV. **Energia elétrica comprada para revenda:** redução de R$ 80,1 milhões (-2,6%), decorrente, principalmente:

i. do decréscimo de R$ 194,5 milhões nas compras de energia da Copel DIS, refletindo menores despesas na CCEE em função da melhora das condições hidrológicas e menor Preço de Liquidações das Diferenças (PLD), além da redução da energia adquirida por meio dos Leilões do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) e do menor custo de aquisição de energia de Itaipu; e

ii. diminuição de R$ 42,2 milhões na aquisição de energia pela Copel GeT, em função, principalmente, das melhores condições hidrológicas entre os trimestres, com consequente redução do PLD.

Esta redução foi parcialmente compensada pelo maior volume proveniente de micro e minigeração distribuída (MMGD) na Copel DIS e pelo aumento dos custos com energia para revenda em contratos bilaterais na Copel COM;

V. **Provisões e Reversões:** queda de R$ 27,9 milhões (-32,6%), devido, principalmente, ao menor provisionamento para litígio cíveis e trabalhistas da Companhia, parcialmente compensado pelas adições com Perdas Esperadas com Crédito e Liquidação Duvidosa (PECLD), no montante de R$ 20,5 milhões, concentradas na Copel DIS como reflexo do aumento do consumo de energia entre os períodos.

1.3.1 Custos Gerenciáveis (PMSO)

No 3T26, o PMSO totalizou R$ 778,5 milhões, um aumento de R$ 59,8 milhões (+8,3%) em relação ao 3T25, refletindo a dinâmica dos seguintes componentes:

I. **Pessoal:** acréscimo de R$ 80,6 milhões (+37,9%), influenciado pelo reajuste salarial de 5,1% referente ao Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC), conforme previsto no Acordo Coletivo de Trabalho de 2025-2026, e pelo reforço do quadro de colaboradores, com aumento de 8,1% (4.594 empregados ao final do 3T26 versus 4.250 no 3T25), especialmente em áreas operacionais e estratégicas. As contratações estão alinhadas à estratégia da Companhia de suportar o crescimento de suas operações, fortalecer a qualidade, a confiabilidade e a segurança dos serviços prestados, bem como ampliar a capacidade de atendimento aos clientes;

II. **Previdência e Assistência:** aumento de R$ 5,8 milhões (+10,0%) em razão da atualização dos índices de reajustes para benefícios e contribuições previdenciárias realizada em dezembro de 2025 e da expansão orgânica do quadro de pessoal; e

III. **Materiais:** crescimento de R$ 4,9 milhões (+26,0%), decorrente, principalmente, da maior aquisição de componentes e equipamentos elétricos na Copel DIS, visando atender à expansão e manutenção da rede de distribuição, bem como reforçar a capacidade de resposta da Companhia às ocorrências associadas às intempéries registradas na área de concessão ao longo do trimestre.

O aumento do PMSO foi parcialmente compensado pela redução de R$ 31,7 milhões (-22,4%) na linha de Outros Custos e Despesas Operacionais, reflexo, principalmente, do menor nível de perdas por desativação de bens na Copel DIS, em virtude do maior programa de investimento registrado no 3T25, vis-a-vis os investimentos no 3T26.

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

R$ milhões

Custos Gerenciáveis Recorrentes*	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Pessoal e administradores	293,2	212,6	37,9	805,6	683,2	17,9
Planos previdenciário e assistencial	63,7	57,9	10,0	194,5	176,9	9,9
Material	24,1	19,1	26,0	77,3	64,0	20,8
Serviços de terceiros	287,5	287,4	—	832,5	848,4	(1,9)
Outros custos e despesas operacionais	110,0	141,7	(22,4)	302,3	358,8	(15,7)
TOTAL	778,5	718,7	8,3	2.212,2	2.131,3	3,8

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

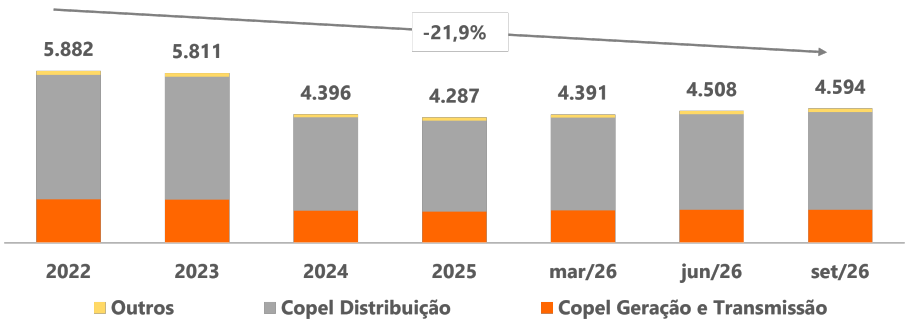
Excluindo-se os efeitos não caixa das provisões para remuneração variável (Prêmio Por Desempenho (PPD), Participação nos Lucros e Resultados (PLR) e Incentivos de Longo Prazo (ILP)), as despesas recorrentes com pessoal e administradores apresentaram um acréscimo nominal de R$ 17,5 milhões (+9,4%) na comparação trimestral. A variação decorre, essencialmente, do reajuste salarial de 5,1% previsto no ACT 2025, vigente a partir de outubro de 2025, e da ampliação do quadro de pessoal.

Descontado o efeito da inflação do ACT 2025, o crescimento real dos custos recorrentes com pessoal foi de 4,0%, refletindo o reforço estratégico de 8,1% nas equipes, majoritariamente na Copel DIS e Copel GeT. Esse movimento está alinhado à contínua busca por eficiência operacional, aumento da capacidade de execução e manutenção da qualidade dos serviços oferecidos aos clientes.

R$ milhões

Custo Recorrente com Pessoal	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Pessoal e administradores	293,2	212,6	37,9	805,6	683,2	17,9
(-/+) Participação nos lucros/resultados, PPD e ILP	(88,6)	(25,5)	247,5	(214,7)	(110,0)	95,2
TOTAL	204,6	187,1	9,4	590,9	573,2	3,1

| Evolução do quadro de pessoal



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

1.4 Resultado de Equivalência Patrimonial

O resultado de Equivalência Patrimonial das coligadas e empreendimentos controlados em conjunto totalizou R$ 93,0 milhões no 3T26, apresentando um aumento de 149,1% em relação aos R$ 37,3 milhões registrados no mesmo período do ano anterior. Esse resultado é reflexo direto dos melhores desempenhos das transmissoras controladas em conjunto da Copel GeT, a partir do Reajuste Tarifário Anual de julho de 2026, com aumento médio de 4,72%.

1.5 Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro Líquido Recorrente foi negativo em R$ 482,9 milhões no 3T26, comparado ao resultado negativo de R$ 442,5 milhões reportado no 3T25. A variação negativa de 9,1% no Resultado Financeiro recorrente é explicada principalmente pela redução de R$ 234,1 milhões nas Receitas Financeiras como segue:

I. **Copel Distribuição:** queda de R$ 129,7 milhões devido, essencialmente: **i.** à redução de R$ 130,5 milhões no ajuste a valor justo dos Instrumentos Financeiros Derivativos da dívida, impactada pela atualização das curvas de mercado no fechamento do período, que resultou em menor ganho líquido de marcação a mercado dos instrumentos financeiros em relação ao trimestre anterior; **ii.** ao decréscimo de R$ 14,5 milhões nos juros sobre impostos a compensar relativo, principalmente, à atualização do crédito de Pis e Cofins; e **iii.** à menor renda de aplicação financeira em R$ 12,2 milhões. Esse resultado foi parcialmente compensado pelo aumento de R$ 38,5 milhões, na remuneração líquida de ativos e passivos financeiros setoriais, reflexo da RTP/2026.

II. **Copel Geração e Transmissão:** diminuição de R$ 85,8 milhões em função, basicamente, da redução do ajuste a valor justo dos Instrumentos Financeiros da dívida.

III. **Copel Holding:** decréscimo de R$ 16,8 milhões, essencialmente pela menor atualização do contas a receber relativo à venda da Compagas, com variação negativa de R$ 15,4 milhões, visto o recebimento da última parcela do desinvestimento no 3T26.

Esse resultado com receitas financeiras foi parcialmente compensado pela queda nas Despesas Financeiras em R$ 193,8 milhões, como efeito, principalmente, dos seguintes decréscimos:

I. **Copel Distribuição:** R$ 99,1 milhões, reflexo: **i.** do menor ajuste a valor justo e efeitos de *swap* da dívida, no montante de R$ 81,7 milhões; **ii.** da diminuição de R$ 13,0 milhões com variação monetária e encargos da dívida, visto à redução do CDI entre os períodos; e **iii.** declínio de R$ 11,1 milhões da atualização monetária de litígios.

II. **Copel Geração e Transmissão:** R$ 89,0 milhões, visto a menor variação monetária e encargos da dívida R$ 76,9 milhões, principalmente, em decorrência da maior capitalização de encargos no imobilizado do LRCAP, e da redução do ajuste a valor justo e efeitos de s*wap* dos Instrumentos Financeiros Derivativos da dívida, totalizando R$ 36,6 milhões. Esse resultado foi parcialmente compensado pelo aumento na variação monetária de litígios.

A Tabela abaixo apresenta o Resultado Financeiro Recorrente com comparativo entre trimestres e acumulado no ano:

R$ milhões

Resultado Financeiro Recorrente	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Receitas Financeiras[1]	118,5	352,6	(66,4)	956,9	1.025,5	(6,7)
Despesas Financeiras	(601,4)	(795,1)	(24,4)	(2.582,6)	(2.316,5)	11,5
TOTAL	(482,9)	(442,5)	9,1	(1.625,7)	(1.291,0)	25,9

[1]Desconsidera 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$ 688,4 milhões no 3T26, frente aos R$ 364,2 milhões no 3T25, um aumento de 89,0% (+R$ 324,2 milhões)[3]. Esse resultado é explicado, principalmente, pelos seguintes fatores:

I. melhor desempenho operacional com Ebitda Reportado de R$ 1.922,2 (+41,5%), ante o Ebitda de R$ 1.358,7 milhões no 3T25;

II. aumento de R$ 55,7 milhões no resultado com equivalência patrimonial.

Este resultado foi parcialmente compensado por maiores despesas com **i.** pagamento de tributo em R$ 163,6 milhões, em função do melhor desempenho operacional; **ii.** menor resultado financeiro em R$ 40,3 milhões; e **iii.** maior despesa com Depreciação e Amortização em R$ 35,3 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 3T26 foram:

| Reconciliação Lucro Líquido Recorrente do 3T26 (R$ milhões)

R$ milhões

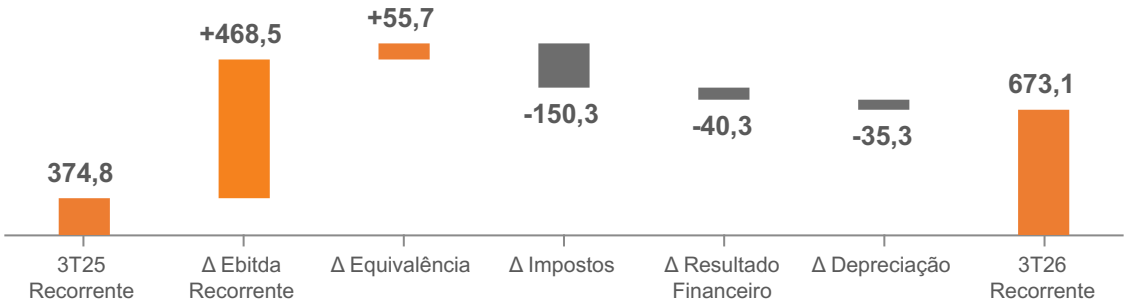
Lucro Líquido	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Lucro Líquido	688,4	364,2	89,0	2.429,9	1.602,4	51,6
(-/+) Valor justo na compra e venda de energia (MTM)	40,1	42,9	(6,5)	(19,2)	(25,0)	(23,2)
(-/+) Provisão/Reversão indenização PDV	—	—	—	18,9	21,0	(10,0)
(-/+) Alienação ativos/descruzamento	(116,0)	(35,4)	227,7	(116,0)	(345,7)	(66,4)
(-/+) Repactuação UBP Elejor	—	—	—	(284,4)	—	—
(-/+) Valor Novo de Reposição - VNR	(8,5)	(36,9)	(76,8)	(317,3)	(72,7)	336,5
(-/+) Efeito IFRS (Receita Transmissão Societária/Regulatória)	61,2	45,4	34,8	1,7	121,9	(98,6)
(-/+) Ajustes de tributos sobre não recorrentes	7,9	(5,4)	—	243,5	102,2	138,3
Lucro Líquido Recorrente	**673,1**	**374,8**	**79,6**	**1.957,1**	**1.404,1**	**39,4**

Desconsiderando-se os efeitos não recorrentes e fatores sem impacto caixa — como VNR, MTM e ajustes de IFRS nas transmissoras — o Lucro Líquido Recorrente com operações continuadas apresentou crescimento de 79,6% em relação ao 3T25, alcançando R$ 673,1 milhões. Esse desempenho foi impulsionado pelo aumento do Ebitda Recorrente com acréscimo de R$ 468,5 milhões e melhor resultado de equivalência patrimonial dos empreendimentos coligados

[3]Resultado com operações continuadas

e/ou controlados em conjunto, com adição de R$ 55,7 milhões (conforme detalhado no item 1.4). Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de R$ 150,3 milhões no pagamento de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido sobre as rubricas recorrentes, menor Resultado Financeiro Líquido de R$ 40,3 milhões (conforme detalhado no item 1.5) e maiores despesas com depreciação e amortização de R$ 35,3 milhões, em função da maior base de ativos.

| Evolução do Lucro Líquido Recorrente com operações continuadas (R$ milhões)



1.7 Endividamento e Alavancagem

O total da Dívida Consolidada da Copel em 30 de setembro de 2026 foi de R$ 25.456,7 milhões, variação de +27,0% 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 setembro de 2026.

| Dívida por Subsidiária

R$ milhões

Gerenciamento de Capital	Copel GeT[2]	Copel DIS	Outras[3]	Total
Dívida Total[1]	8.964,9	11.710,5	4.781,3	25.456,7
Disponibilidade	1.318,5	1.565,2	5.369,8	5.616,5
Dívida Líquida Ajustada	**7.646,4**	**10.145,3**	**(588,5)**	**19.840,2**
Alavancagem				2,7x
Duration (anos)	3,0	3,4	5,3	3,4

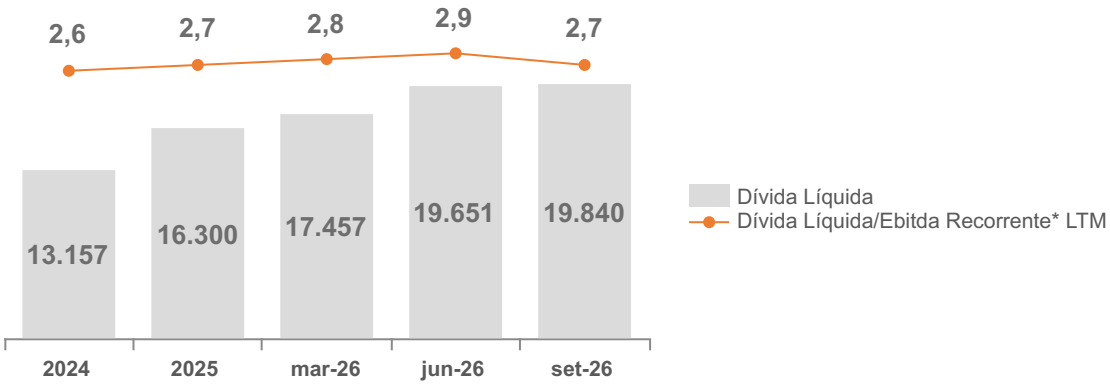
[1] Considera efeito de *swap* sobre debêntures.

[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 setembro de 2026, a alavancagem consolidada da Companhia atingiu 2,7x, correspondente a uma Dívida Líquida de R$ 19.840,2 milhões. Em comparação ao encerramento do 3T25, quando o indicador era de 2,8x, a alavancagem apresentou redução de 0,1x, refletindo a continuidade da disciplina financeira da Companhia. Em relação ao nível registrado ao final de 2025 (2,7x), o indicador 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.

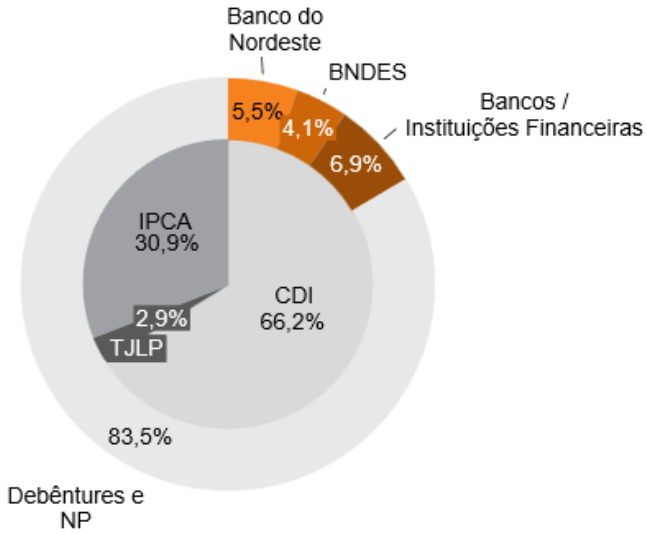
| Dívida Líquida Ajustada/Ebitda Ajustado



*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.

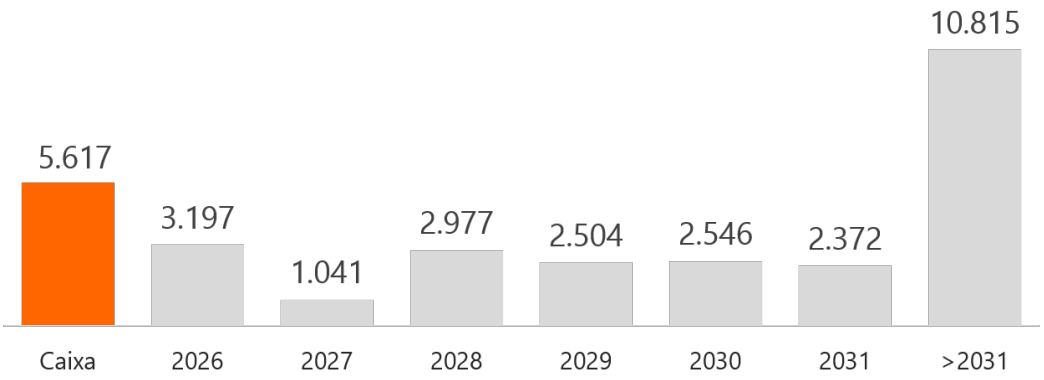
O custo médio da dívida apresentou redução de 60 bps na comparação anual, atingindo 12,62% a.a. em 30.09.2026, frente a 13,22% a.a. em 30.09.2025. O custo médio passou de 92,46% para 88,73% do CDI, evidenciando maior eficiência na gestão dos passivos financeiros e a captura de condições mais competitivas de financiamento.

| Composição e Indexadores da Dívida



| Amortização (R$ milhões)

Prazo Médio: 4,8 anos (vs. 4,9 anos em 2025)



2 Investimentos

No 3T26, o montante realizado do programa de investimentos totalizou R$ 991,1 milhões, sendo 56,5% pela Copel DIS e 43,5% pela Copel GeT, Copel COM e Copel Holding.

R$ milhões

Subsidiária / SPE	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Copel Distribuição	**559,4**	**840,0**	**(33,4)**	**1.477,2**	**2.317,7**	**(36,3)**
Copel Geração e Transmissão	**429,4**	**140,5**	**205,6**	**1.047,1**	**313,7**	**233,8**
Geração	281,2	75,5	272,5	711,5	121,7	484,6
Hidrelétricas	90,8	20,1	351,7	168,7	40,8	313,5
Eólica	25,5	55,4	(54,0)	59,9	80,9	(26,0)
LRCAP	164,9	—	—	482,9	—	—
Transmissão	129,8	54,8	136,9	294,0	168,4	74,6
Melhorias/Reforço [1]	127,5	50,4	153,0	287,7	158,7	81,3
Outros Investimentos	2,3	4,4	(47,7)	6,3	9,7	(35,1)
Demais projetos GeT [2]	18,4	10,2	80,4	41,6	23,6	76,3
Holding	**1,5**	**0,6**	**150,0**	**4,1**	**1,8**	**127,8**
Copel Comercialização	**0,4**	**0,1**	**300,0**	**0,8**	**0,6**	**33,3**
Copel Serviços e outras participações [3]	**0,4**	**0,2**	**100,0**	**0,7**	**1,1**	**(36,4)**
Total	**991,1**	**981,4**	**1,0**	**2.529,9**	**2.634,9**	**(4,0)**

[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.

Na Copel GeT, os destaques dos investimentos no trimestre são: **i.** ampliação da capacidade instalada das usinas hidrelétricas Foz do Areia e Segredo no âmbito do Leilão de Capacidade de Reserva (LRCAP), no montante de R$ 164,9 milhões; **ii.** reforços e melhorias no segmento de transmissão, no montante de R$ 127,5 milhões e **iii.** manutenção e modernização das unidades geradoras das usinas hidrelétricas e aprimoramento da performance dos ativos eólicos, no montante de R$ 90,8 milhões e R$ 25,5 milhões, respectivamente.

3 Copel Geração e Transmissão (Resultado Consolidado)

3.1 Desempenho Econômico-Financeiro

3.1.1 Ebitda

A Copel GeT apresentou um Ebitda recorrente[4] de R$ 688,5 milhões, montante 4,5% ou R$ 32,6 milhões menor que os R$ 721,1 milhões registrados no 3T25.

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

I. **Desvio de Geração:** aumento de R$ 43,6 milhões, decorrente da queda de 10,4% na geração física dos parques eólicos (826 GWh no 3T26 vs. 922 GWh no 3T25). Esse desempenho foi motivado, principalmente, pela maior incidência de *Curtailment*, que passou de 34,1% no 3T25 para 42,3% no 3T26;

II. **Receita de Suprimento com Contratos Bilaterais e Cotas:** redução de R$ 32,6 milhões, explicada principalmente pelo menor volume de energia vendida (-8,1%) do portfólio hídrico entre os períodos, devido às condições menos atrativas para vendas em contratos bilaterais;

III. **Receita com Disponibilidade da Rede Elétrica:** queda de R$ 21,1 milhões (ajustada pelos efeitos do IFRS) em comparação ao 3T25, refletindo, principalmente, os maiores repasses à CDE, por meio da Parcela de Ajuste do Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2026, refletindo o recolhimento acumulado no ciclo desse encargo pelas transmissoras junto aos usuários do sistema de transmissão, com impacto redutor sobre a receita da atividade. O impacto foi parcialmente mitigado pelo aumento médio de 5,8% da RAP das transmissoras no ciclo 2026-2027;

IV. **Custos Gerenciáveis (PMSO) Recorrentes:** aumento de R$ 17,4 milhões, conforme detalhado no item 3.1.2;

V. **Receita com Suprimentos para Leilões:** queda de R$ 3,1 milhões, consequência da revisão do portfólio da Companhia, com alienação de ativos de pequeno porte e oportunidade de negócio com a venda da UHE Baixo Iguaçu; e

VI. **Outras Receitas:** decréscimo de R$ 1,9 milhões, proveniente de serviços prestados de operação e manutenção, receitas com multas, receita de juros efetivos de bônus de outorga e deduções sobre suprimento.

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

I. **Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda:** decréscimo de R$ 42,2 milhões, consequência de um cenário hídrico mais favorável no trimestre (GSF médio de 76,9% no 3T26 ante 65,0% no 3T25);

II. **Receita de Suprimento da CCEE:** aumento de R$ 17,5 milhões no resultado com transações no MCP. O desempenho é justificado, principalmente, pelos ganhos com a modulação horária na Copel GeT;

[4] Excluídos itens não recorrentes e efeitos do IFRS sobre ativos de contratos de transmissão.

III. **Encargos de Uso da Rede Elétrica:** redução de R$ 14,2 milhões, decorrente do avanço da participação do sinal locacional no cálculo da TUST e da otimização dos ativos de geração;

IV. **Provisões e Reversões:** redução de R$ 13,3 milhões, decorrente, principalmente, da menor provisões para litígios cíveis e trabalhistas.

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

R$ milhões

Ebitda Recorrente	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Ebitda	721,3	746,7	(3,4)	2.758,1	2.681,7	2,8
(-/+) Alienação ativos/descruzamento	—	(35,4)	—	—	(345,8)	—
(-/+) Provisão/Reversão indenização PDV	—	—	—	5,5	8,6	(36,0)
(-/+) Equivalência Patrimonial	(94,0)	(35,6)	164,0	(214,9)	(200,9)	7,0
(-/+) Efeito IFRS (Receita Transmissão Societária/Regulatória) - ver item 3.1.4	61,2	45,4	34,8	1,7	121,9	(98,6)
Ebitda Recorrente	**688,5**	**721,1**	**(4,5)**	**2.550,4**	**2.265,5**	**12,6**

3.1.2 Custos Gerenciáveis (PMSO) Recorrentes

O PMSO Recorrente (expurgados os efeitos de itens não recorrentes, provisões e reversões) apresentou um aumento de R$ 17,4 milhões (+8,3%) no 3T26. Essa elevação é explicada, majoritariamente, pelos seguintes fatores favoráveis:

I. **Pessoal e Administradores:** Acréscimo de R$ 18,4 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

II. **Outros Custos e Despesas:** aumento de R$ 9,2 milhões, devido ao maior custo com compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH, decorrente da maior geração hidrelétrica do período.

Esse aumento foi parcialmente amortecido pela redução em:

III. **Serviços de Terceiros:** redução de R$ 11,6 milhões, reflexo da primarização de custos com manutenção do sistema elétrico; e

IV. **Materiais:** decréscimo de R$ 0,7 milhão, devido a menores gastos com materiais destinados à manutenção das eólicas.

R$ milhões

Custos Gerenciáveis Recorrentes*	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Pessoal e administradores	83,8	65,4	28,1	239,3	213,7	12,0
Planos previdenciário e assistencial	19,0	16,9	12,5	58,6	52,4	11,8
Material	7,8	8,6	(8,4)	31,3	24,6	27,0
Serviços de terceiros	46,6	58,2	(20,0)	152,9	191,6	(20,2)
Outros custos e despesas operacionais	69,4	60,2	15,4	168,8	176,6	(4,4)
TOTAL	**226,6**	**209,2**	**8,3**	**650,9**	**658,9**	**(1,2)**

*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 subiram 9,8%, dado o aumento de 81 empregados em comparação com mesmo período do ano anterior e o efeito do reajuste salarial de 5,1% (INPC acumulado 12 meses até setembro/2025).

R$ milhões

Custo Recorrente com Pessoal	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Pessoal e administradores	83,8	65,4	28,1	239,3	213,7	12,0
(-/+) Participação nos lucros/resultados, PPD e ILP	(22,4)	(9,5)	135,8	(54,5)	(32,8)	66,2
TOTAL	**61,4**	**55,9**	**9,8**	**184,8**	**180,9**	**2,2**

3.1.3 Lucro Líquido

R$ milhões

Lucro Líquido	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Lucro Líquido Reportado	180,5	230,4	(21,7)	1.063,6	1.012,0	5,1
(-/+) Alienação ativos/descruzamento	—	(35,4)	(100,0)	—	(345,7)	(100,0)
(-/+) Provisão/Reversão indenização PDV	—	—	—	5,5	8,6	(36,0)
(-/+) Efeito IFRS (Receita Transmissão Societária/Regulatória)	61,2	45,4	34,8	1,7	121,9	(98,6)
(-/+) Ajustes de tributos sobre não recorrentes	(20,8)	(3,4)	—	(2,5)	73,2	(103,4)
Lucro Líquido Recorrente	**220,9**	**237,0**	**(6,8)**	**1.068,3**	**869,9**	**22,8**

O Lucro Líquido Recorrente atingiu R$ 220,9 milhões no 3T26, redução de 6,8% (-R$ 16,1 milhões) na comparação com o 3T25.

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

I. **Ebitda Recorrente:** decréscimo de R$ 32,6 milhões, consequência do aumento do *curtailment,* redução da receita com contratos bilaterais e da menor receita de transmissão*;*

II. **Imposto de Renda e Contribuição Social:** incremento de R$ 39,9 milhões, passando de -R$ 64,2 milhões no 3T25 para -R$ 104,1 milhões no 3T26, explicado principalmente pelo aproveitamento de benefícios fiscais relacionados ao pagamento de Juros sobre o Capital Próprio (JCP) para a Holding no 3T25, evento que não ocorreu no 3T26; e

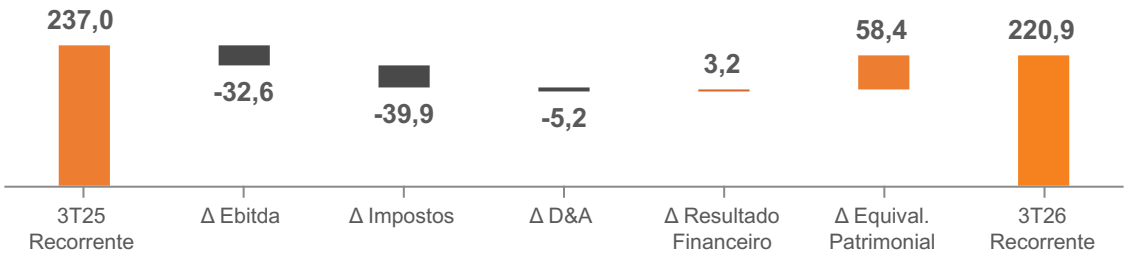
III. **Depreciação e amortização:** aumento de R$ 5,2 milhões, em linha com o maior volume de investimentos realizados entre os períodos.

Em contrapartida, esses efeitos negativos foram parcialmente atenuados por:

I. **Resultado financeiro:** o resultado financeiro líquido registrou variação positiva de R$ 3,2 milhões, passando de uma despesa líquida de R$ 269,1 milhões no 3T25 para R$ 265,8 milhões no 3T26. Esse desempenho é explicado, principalmente, pela redução nas despesas com encargos da dívida, reflexo do menor CDI acumulado entre os períodos (3,37% no 3T26 ante 3,65% no 3T25), que reduziu o custo médio nominal da dívida de 12,97% a.a. para 12,27% a.a., mesmo diante do maior volume médio de endividamento no período e da menor receita com aplicações financeiras; e

II. **Equivalência Patrimonial:** aumento de R$ 58,4 milhões, reflexo direto dos melhores resultados das transmissoras controladas em conjunto, a partir do Reajuste Tarifário Anual de julho de 2026, com aumento médio de 4,72%.

| 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	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Receita Operacional Líquida (R$ milhões)	1.160,8	1.245,6	(6,8)	3.913,8	3.618,2	8,2
Custos e Despesas Operacionais (R$ milhões)	(663,8)	(710,9)	(6,6)	-1.935,7	-1.893,8	2,2
Resultado Operacional (R$ milhões)	263,9	291,2	(9,4)	1.345,2	1.378,0	(2,4)
Lucro Líquido (R$ milhões)	220,9	237,0	(6,8)	1.068,3	869,9	22,8
Ebitda (R$ milhões)	688,5	721,1	(4,5)	2.550,4	2.265,6	12,6
Margem Operacional	22,7%	23,4%	-0,7 p.p.	34,4%	38,1%	-3,7 p.p.
Margem Líquida	19,0%	19,0%	0 p.p.	27,3%	24,0%	3,3 p.p.
Margem Ebitda	59,3%	57,9%	1,4 p.p.	65,2%	62,6%	2,6 p.p.
Programa de Investimento (R$ milhões)	429,4	140,5	205,6	1.047,1	313,7	233,8

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	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
(A) Receita societária[1]	**284,0**	**321,3**	**(11,6)**	**1.060,4**	**797,8**	**32,9**
Receita O&M e Juros efetivos	272,5	318,8	(14,5)	1.038,4	789,1	31,6
Receita e margem de construção	101,0	54,5	85,3	232,7	165,7	40,4
Custo de construção	(89,5)	(52,1)	71,8	(210,6)	(156,9)	34,2
(B) Receita regulatória[1]	**345,3**	**366,6**	**(5,8)**	**1.062,1**	**919,7**	**15,5**
(B-A) Efeito IFRS - Diferença Receita Transmissão Regulatória/Societária	**61,2**	**45,4**	**35,0**	**1,7**	**121,9**	**(98,6)**
(+/-) Efeitos na equivalência patrimonial das transmissoras[2]	(45,6)	11,3	—	(77,1)	(78,7)	(2,0)
Efeito IFRS no segmento Transmissão	**15,6**	**56,7**	**(72,5)**	**(75,4)**	**43,2**	**—**

[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

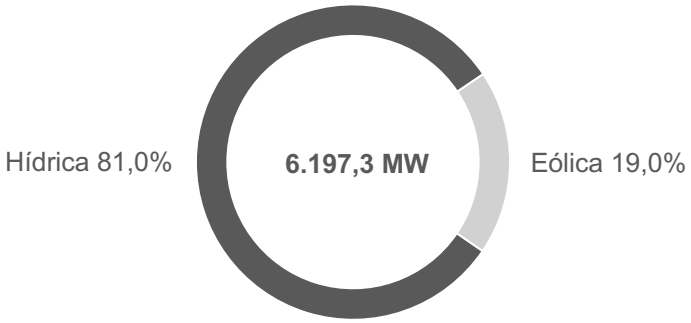
Presente em 9 estados do Brasil, a Copel Geração e Transmissão opera um parque diversificado de usinas hidrelétricas e eólicas, totalizando 6.197,3 MW de potência instalada e 2.679,7 MW médios de garantia física. Já no segmento Transmissão, a Copel detém uma malha total de 9,7 mil km de linhas de transmissão 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.

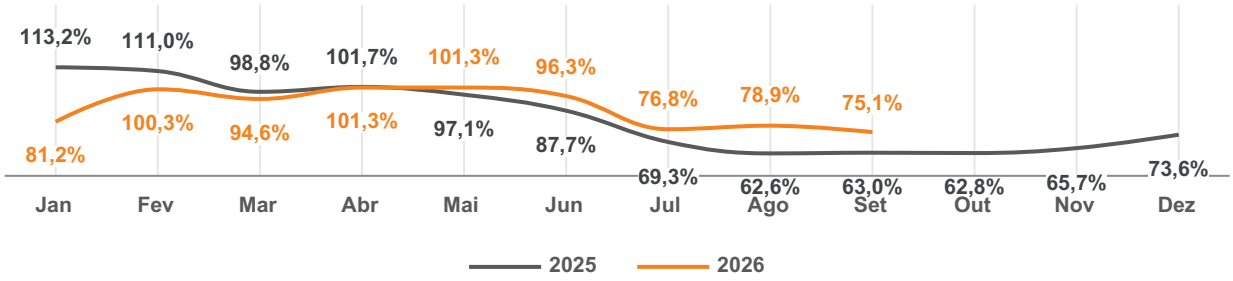


| Capacidade Instalada por Fonte



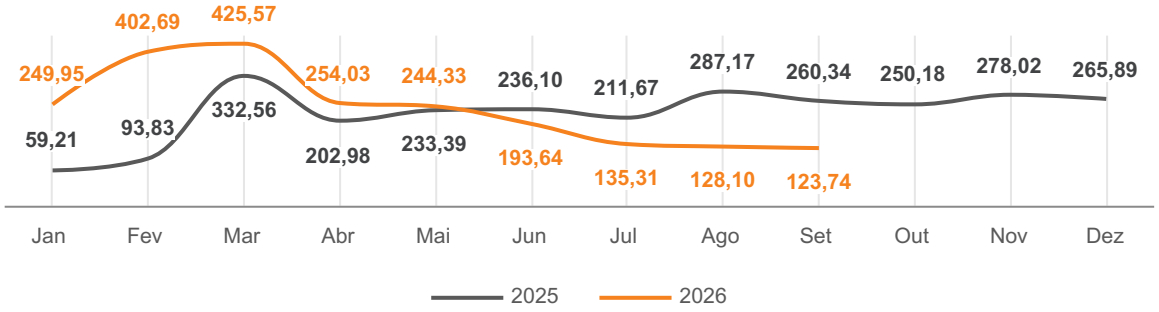
A geração hídrica da Copel Geração e Transmissão S.A. foi 42,1% maior no 3T26 (6.263 GWh, ante 4.406 GWh no 3T25), decorrente das condições hídricas favoráveis no período, influenciadas pela atuação do fenômeno *El Niño*. Nos parques eólicos, a geração foi 10,4% menor no 3T26 (826 GWh, ante 922 GWh no 3T25), consequência essencialmente do aumento do *curtailment* no 3T26 (42,3%, ante 34,1% no 3T25).

| GSF - Generation Scaling Factor (Sazonalizado)



Fonte: CCEE

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



Fonte: CCEE

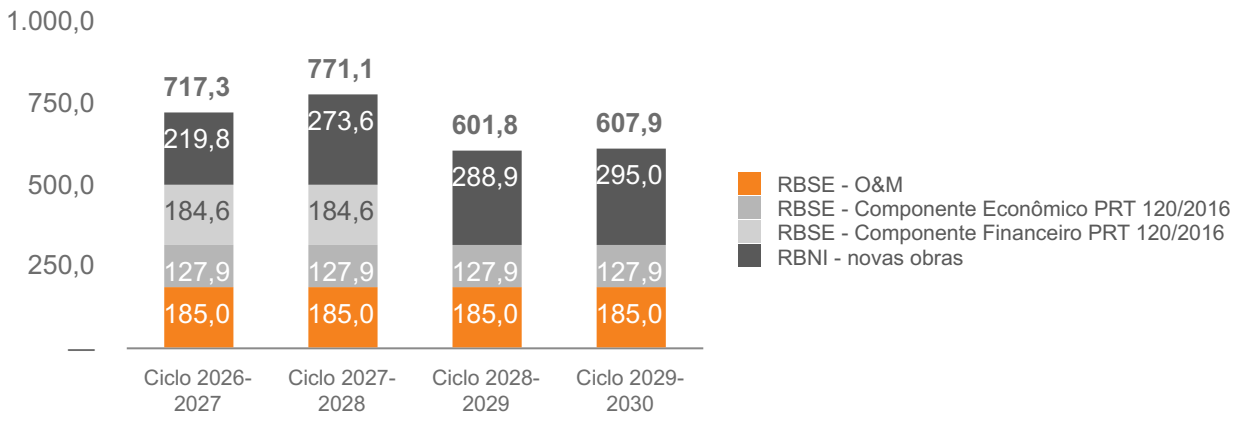
3.2.2 Transmissão

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 16 contratos próprios de linhas da Copel Geração e Transmissão, incluindo as SPEs, 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 - RBSE[5] 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, estabelecida 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.

[5] 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 setembro de 2026, a Copel COM registrou:

- 1.712 clientes ativos distribuídos em 23 estados; e
- 7.762 GWh de energia comercializada, um incremento de 6,8% 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 terceiro trimestre de 2026, o volume de energia vendido do portfólio GeT (hídrico e eólico) foi de 4.801 GWh, representando um aumento de 2,3% comparado ao 3T25. Essa variação decorre da combinação de dois fatores principais:

- Aumento no volume liquidado no mercado de curto prazo (CCEE), impulsionado por um GSF mais favorável no 3T26 frente o verificado no 3T25, o que ampliou a alocação e a venda física de excedentes de energia hídrica; e
- Expansão da carteira comercial e seletividade no Ambiente de Contratação Livre (ACL), com maior capilaridade e originação de novos contratos bilaterais customizados na Comercializadora, superando os impactos de restrições de despacho (*curtailment*) nos parques eólicos.

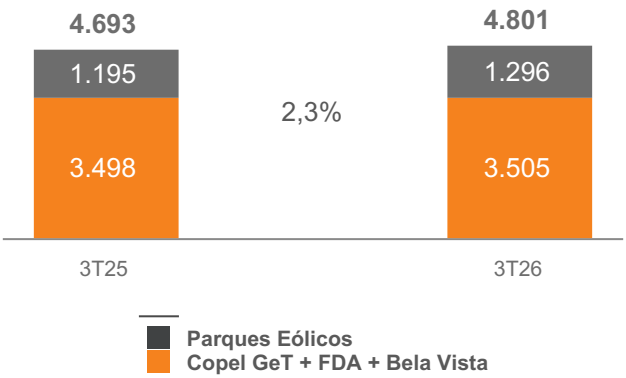
Em contrapartida, a estratégia de contratação de médio e longo prazo segue focada na captura de janelas favoráveis de preços nos horizontes futuros. As atenções estiveram concentradas principalmente no ano de 2027, precificando os reflexos hidrológicos e a volatilidade decorrente da configuração do fenômeno climático *El Niño*, cujo impacto estrutural não deve se estender aos preços a termo de 2028 em diante.

Aliada à expansão de vendas, a rentabilidade alcançada no trimestre é fruto da gestão dinâmica e ativa do portfólio, além do aproveitamento das assimetrias de mercado:

- **Curvas Horárias (Modulação Hídrica):** A geração nos horários de maior valoração e ponta do PLD geraram ganhos de aproximadamente R$ 44,1 milhões no 3T26;
- **Arbitragem de Submercados e *Hedge*:** A desvalorização do submercado Sul resultou em um impacto negativo de R$ 0,2 milhão. Essa redução em relação ao ano anterior, provocada pelo descolamento desfavorável do PLD e pela compressão das margens, foi significativamente minimizada pela realização de *hedges* positivos ao longo do período.

- **Inadimplência:** Mesmo diante de um cenário setorial mais desafiador e de maior aversão ao risco de contraparte, a Copel manteve uma taxa de inadimplência de apenas 0,01% nas vendas de energia, demonstrando a robustez dos seus controles e a qualidade da sua carteira;
- **Monitoramento Ativo de Mercado:** Acompanhamento contínuo por meio de métricas quantitativas de risco — incluindo *Value at Risk* (VaR 95%), limites de *Drawdown* e indicadores de liquidez — assegurando proteção contra exposições desfavoráveis no curto prazo; e
- **Presença Comercial e Soluções Customizadas:** A solidez institucional da Copel, somada a uma força de vendas consultiva e à capacidade de estruturar produtos flexíveis, sustentou o avanço no market share no Ambiente de Contratação Livre (ACL), totalizando 1.712 clientes ativos e 7.762 GWh comercializados (+6,8% a.a.).

| 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 setembro 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 maximizando o resultado ao longo dos ciclos do setor elétrico.

(MW médio)

Balanço de Energia - Copel GeT - set/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	154	177	41	10
Total de recursos próprios + Compras	**2.588**	**2.622**	**2.505**	**2.482**
Total de Vendas	**2.205**	**2.150**	**1.824**	**1.179**
Venda (Regulado)	706	706	706	706
Venda (Regulado) %	27%	27%	28%	28%
Venda (Livre)	1.499	1.444	1.118	473
Venda (Livre) %	58%	55%	45%	20%
Disponibilidade Total	383	472	681	1.303
Disponibilidade Total (%)	15%	18%	27%	52%
Preços médios energia vendida (R$/MWh)[4]	200,11	207,56	210,88	225,51

Referência: setembro/26

[1] Inclui GPS 30% (ex-CCGF). Não inclui Elejor e Foz do Chopim.

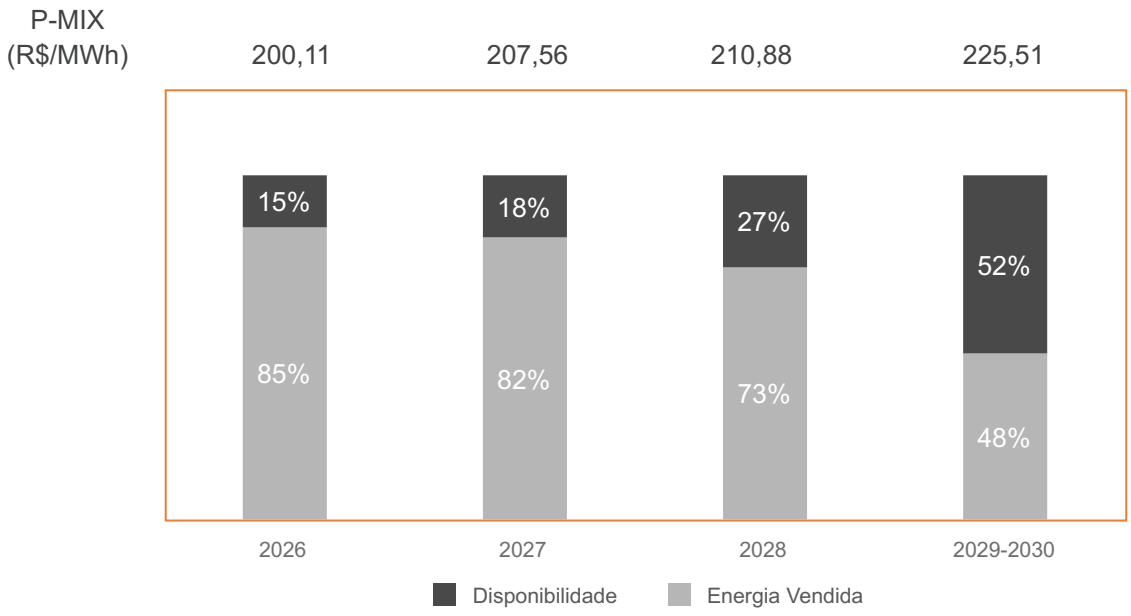
[2] GPS 70% (regime de cotas).

[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)



Disponibilidade	2026	2027	2028	2029-2030
Hídrica (%) [1]	20%	26%	40%	77%

(1) Não inclui: (i) Cotas da UHE GPS (73 MWmed); e (ii) 96% do volume dos contratos da UHE Mauá (ou 184 MWmed), quantidade segurada de variações do GSF.

Notas do Balanço Energético:
(i) descontadas as perdas e o consumo interno;
(ii) consideradas 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 setembro 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 30.09.2026; (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 à média ponderada pelo total de recursos próprios + compras dos respectivos anos.

5 Copel Distribuição

5.1 Desempenho Econômico-Financeiro

5.1.1 Ebitda

A Copel DIS apresentou Ebitda recorrente de R$ 1.107,8 milhões no 3T26, um crescimento de 70,2% (R$ 456,8 milhões) em relação ao 3T25. O desempenho registrado no período foi impulsionado principalmente pela Revisão Tarifária Periódica (RTP/2026) de junho de 2026, que gerou um efeito médio positivo de 8,6% na Parcela B, refletindo sobretudo o reconhecimento da base de ativos do ciclo tarifário, bem como pelo crescimento de 5,8% do mercado fio faturado, já considerando a dedução da energia compensada por Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD). A expansão do mercado foi sustentada por temperaturas mais elevadas, que favoreceram o aumento do consumo, pela continuidade do crescimento da atividade econômica no Paraná e pela ampliação de 1,9% da base de clientes ao longo do período.

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

R$ milhões

Ebitda Recorrente	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Ebitda	1.116,3	687,8	62,3	2.939,7	1.973,6	49,0
(-/+) Provisão/Reversão indenização PDV	—	—	—	13,2	12,2	8,2
(-/+) Valor Novo de Reposição - VNR	(8,5)	(36,9)	(76,8)	(317,3)	(72,7)	336,5
Ebitda Recorrente	**1.107,8**	**650,9**	**70,2**	**2.635,6**	**1.913,1**	**37,8**

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

I. o aumento de R$ 470,9 milhões (+45,9%) na margem bruta de distribuição (conforme detalhado no item 5.1.2), 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.

II. a redução de R$ 14,0 milhões de provisões e reversões pela queda de R$ 34,5 milhões na provisão para litígios, especialmente cíveis, parcialmente compensado pelo aumento de R$ 20,5 milhões em Perdas Esperadas com Crédito e Liquidação Duvidosa (PECLD); e

III. o aumento de R$ 8,6 milhões em outras receitas decorrente principalmente da receita de compartilhamento de infraestrutura;

A variação positiva do Ebitda recorrente entre os períodos analisados foi parcialmente compensada pelo acréscimo de R$ 36,5 milhões (+8,3%) dos Custos Gerenciáveis Recorrentes (PMSO) em relação ao 3T25, conforme detalhado no item 5.1.3.

5.1.2 Margem Bruta de Distribuição:

R$ milhões

Margem Bruta de Distribuição	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Fornecimento de energia elétrica	1.934,9	1.463,7	32,2	5.313,4	4.770,0	11,4
Suprimento de energia elétrica	2,0	183,4	(98,9)	30,2	284,7	(89,4)
Disponibilidade da rede elétrica	2.171,6	1.556,8	39,5	5.614,8	4.782,3	17,4
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais (CVA)	346,7	845,4	(59,0)	1.701,1	1.408,2	20,8
Receita Operacional Líquida de Distribuição	**4.455,2**	**4.049,3**	**10,0**	**12.659,5**	**11.245,2**	**12,6**
(-) Energia Elétrica Comprada para Revenda	2.150,3	2.344,8	(8,3)	6.651,7	6.170,3	7,8
(-) Encargos de Uso da Rede Elétrica	807,7	678,2	19,1	2.225,9	2.024,5	9,9
Margem Bruta de Distribuição	**1.497,2**	**1.026,3**	**45,9**	**3.781,9**	**3.050,4**	**24,0**

Os principais resultados da margem foram:

I. aumento de R$ 614,8 milhões na Receita de Disponibilidade, reflexo do reajuste de 23,91% na TUSD (RTP/2026) e da alta de 5,7% no consumo do mercado fio (sem considerar MMGD). O desempenho do mercado foi sustentado, principalmente, pelas classes residencial e comercial, beneficiado pelas temperaturas mais altas registradas no trimestre e pela contínua expansão da atividade econômica na área de concessão;

II. aumento de R$ 471,2 milhões na Receita de Fornecimento, reflexo do crescimento de 6,2% do consumo de energia no mercado cativo e do efeito do reajuste tarifário de jun/26 que aumentou a tarifa de energia elétrica em 13,39%;

III. queda de R$ 194,5 milhões em Energia Comprada para Revenda devido ao menor consumo de energia nos contratos de Leilão; redução dos custos no MCP devido à queda do PLD dadas as condições hidrológicas mais favoráveis; e ao menor consumo de energia de Itaipu. Esse movimento foi parcialmente compensado pelo maior volume de energia proveniente do sistema de compensação de MMGD entre os períodos;

IV. queda de R$ 498,7 milhões na *CVA* (ativos e passivos financeiros setoriais) consequência da aderência da cobertura tarifária em relação aos custos com a Parcela A, em especial, pela menor aquisição de energia;

V. redução de R$ 181,4 milhões na Receita de Suprimento, reflexo do menor PLD médio no período em análise, que impactou as liquidações no MCP (CCEE) e a receita dos contratos bilaterais; e

VI. aumento de R$ 129,5 milhões em Encargos de Uso da Rede Elétrica**,** em função dos maiores custos relacionados à utilização da infraestrutura de transmissão da Rede Básica, decorrente do aumento de consumo.

5.1.3 Custos Gerenciáveis (PMSO) Recorrentes:

R$ milhões

Custos Gerenciáveis Recorrentes*	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Pessoal e administradores	161,3	115,8	39,2	442,7	387,8	14,2
Planos previdenciário e assistencial	41,8	38,1	9,7	127,2	115,5	10,1
Material	15,7	10,3	52,4	44,1	38,3	15,1
Serviços de terceiros	234,2	216,4	8,2	646,4	617,9	4,6
Outros custos e despesas operacionais	26,0	61,8	(57,9)	103,1	154,7	(33,4)
TOTAL	**478,9**	**442,4**	**8,3**	**1.363,5**	**1.314,2**	**3,8**

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

O PMSO Recorrente (expurgados os efeitos de itens não recorrentes, provisões e reversões) apresentou um acréscimo de R$ 36,5 milhões (+8,3%) no 3T26 quando comparado ao 3T25. Esse aumento é explicado, majoritariamente, pelos seguintes fatores:

I. aumento de R$ 45,4 milhões (+39,2%) nos custos com Pessoal, reflexo, principalmente do reajuste salarial de 5,1% decorrente do Acordo Coletivo de Trabalho (ACT, data-base outubro/2025) e da recomposição do quadro de colaboradores direcionada ao reforço operacional e à melhoria na qualidade dos serviços;

II. aumento de R$ 17,8 milhões nos custos com Serviços de Terceiros, que refletiu a intensificação das manutenções no sistema elétrico, mobilizadas de forma prioritária para mitigar os impactos emergenciais decorrentes do fenômeno climático *El Niño*;

III. aumento de R$ 5,4 milhões com Material, especialmente com materiais elétricos para manutenção e combustíveis, decorrentes das necessidades de manutenção de frotas e suporte às ocorrências emergenciais no período; e

IV. redução de R$ 35,9 milhões com Outros Custos e Despesas Operacionais principalmente em razão da redução nas perdas na desativação de bens e direitos, refletindo o menor montante de baixas de ativos imobilizados da rede de distribuição.

R$ milhões

Custo Recorrente com Pessoal	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Pessoal e administradores	161,3	115,8	39,2	442,7	387,8	14,1
(-/+) Participação nos lucros/resultados, PPD e ILP	(43,3)	(14,8)	192,0	(106,9)	(72,7)	47,2
TOTAL	**118,0**	**101,0**	**16,8**	**335,8**	**315,2**	**6,5**

O custo com pessoal recorrente, desconsiderando os efeitos do PLR, PPD e ILP, apresentou um aumento de R$ 17,0 milhões, refletindo principalmente o reajuste salarial de 5,1% (INPC acumulado 12 meses até setembro/2025).

5.1.4 Lucro Líquido Recorrente:

R$ milhões

Lucro Líquido	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Lucro Líquido	476,5	225,3	111,4	1.174,7	610,7	92,3
(-/+) Provisão/Reversão indenização PDV	—	—	—	13,2	12,2	8,2
(-/+) Valor Novo de Reposição - VNR	(8,6)	(36,9)	(76,7)	(317,3)	(72,7)	336,5
(-/+) Ajustes de tributos sobre não recorrentes	2,9	12,5	(76,8)	103,4	20,6	402,8
Lucro Líquido Recorrente	**470,8**	**201,0**	**134,2**	**974,0**	**570,8**	**70,6**

O Lucro Líquido Recorrente atingiu R$ 470,8 milhões no 3T26, aumento de 134,3% (+R$ 269,9 milhões) na comparação com o 3T25.

O melhor resultado foi impulsionado pelo desempenho operacional registrado no período, com crescimento de R$ 456,8 milhões no Ebitda Recorrente. No âmbito não operacional, o resultado foi influenciado por:

I. O resultado financeiro líquido recuou R$ 30,7 milhões, decorrente de:

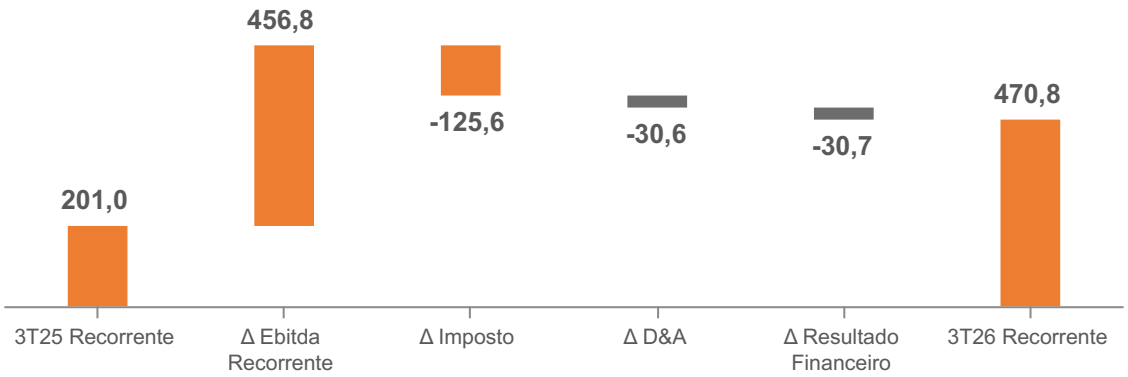
a. Queda de 66,7% nas receitas financeiras (-R$ 129,7 milhões): pressionada pela atualização das curvas de mercado no encerramento do trimestre, resultando em menor ganho líquido com a marcação a mercado (MtM) de instrumentos financeiros da dívida;

b. Redução de 26,5% nas despesas financeiras (-R$ 99,1 milhões): efeito atenuador impulsionado pela queda nas despesas com encargos da dívida diante do menor CDI acumulado (3,37% no 3T26 vs. 3,65% no 3T25), além de menor variação monetária e custos de swap, amortecendo o impacto das captações efetuadas no período.

II. pelo aumento de R$ 30,6 milhões (+17,1%) nas despesas de depreciação e amortização, decorrente da expansão da base de ativos em serviço; e

III. pelo incremento de R$ 125,6 milhões do Imposto de Renda e Contribuição Social, devido ao maior lucro tributável do período.

| Evolução do Lucro Líquido Recorrente (R$ milhões)



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

Principais Indicadores Recorrentes	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Receita Operacional Líquida[1] (R$ milhões)	4.604,4	4.190,0	9,9	13.100,1	11.643,8	12,5
Custos e Despesas Operacionais (R$ milhões)	3.706,8	3.718,5	(0,3)	(11.083,3	(10.250,6)	8,1
Resultado Operacional (R$ milhões)	687,0	291,5	135,7	1.308,4	824,2	58,7
Lucro Líquido (R$ milhões)	470,8	201,0	134,2	974,0	570,8	70,6
Ebitda (R$ milhões)	1.107,7	650,9	70,2	2.635,6	1.913,1	37,8
Margem Operacional	14,9%	7,0%	7,9 p.p.	10,0%	7,1%	2,9 p.p.
Margem Líquida	10,2%	4,8%	5,4 p.p.	7,4%	4,9%	2,5 p.p.
Margem Ebitda	24,1%	15,5%	8,6 p.p.	20,1%	16,4%	3,7 p.p.
Programa de Investimento (R$ milhões)	559,4	840,0	(33,4)	1.477,2	2.317,7	(36,3)

[1] Exclui Receita de Construção, além dos efeitos não recorrentes

5.2 Desempenho Operacional

5.2.1 Mercado Fio (TUSD)

No 3T26, o consumo de energia elétrica no mercado fio da Copel DIS cresceu 5,7% em relação ao mesmo período do ano anterior. O mercado fio faturado, que deduz parte da energia compensada de MMGD, registrou crescimento de 5,8% no 3T26 ante o 3T25. Esse resultado decorre, principalmente, do desempenho positivo nos segmentos residencial e comercial. O crescimento foi influenciado por maiores temperaturas que estimularam o consumo no período, e pela contínua expansão da atividade econômica e de serviços no Paraná. Adicionalmente, uma menor irradiação solar na região reduziu a geração de energia por sistemas de Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD), aumentando a demanda faturada pela rede da Copel.

5.2.2 Mercado Cativo

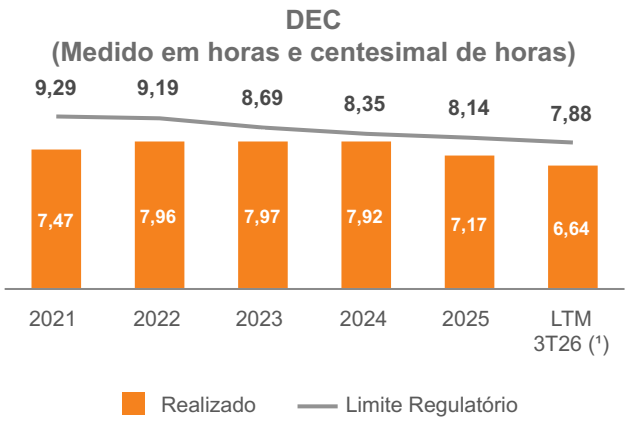
O mercado cativo apresentou aumento de 6,2% no consumo de energia elétrica no 3T26 em relação ao mesmo período do ano anterior. O mercado cativo faturado, que considera a energia compensada de MMGD, apresentou aumento de 6,4% no 3T26, em linha com os fatores que sustentaram a expansão do mercado-fio.

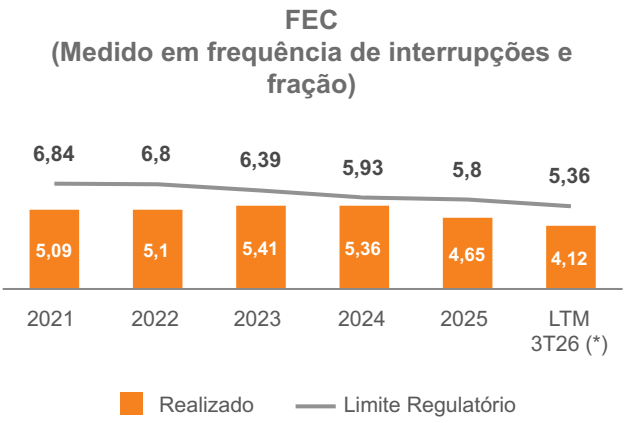
5.2.3 Dados Operacionais

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, o que vem contribuindo para a manutenção dos índices de qualidade na prestação do serviço dentro dos limites regulatórios.

Para o DEC, o resultado acumulado dos últimos 12 meses (LTM) apurado em setembro de 2026 foi de 6,64 horas, enquanto para o FEC foi de 4,12 interrupções, ambos dentro do limite regulatório estabelecido. Cabe destacar que, dentre as parcelas que compõem o período de 12 meses (LTM), os dados referentes ao 3T26 são preliminares.





(¹) Dados preliminares para o 3T26, que compõe o resultado LTM.

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. A tabela abaixo apresenta a evolução das perdas totais (técnicas e não técnicas):

GWh - 12 Meses	set-22	set-23	set-24	set-25[1]	set-26
Energia Injetada	35.216	35.781	39.056	39.610	41.344
Perdas Distribuição	2.651	2.746	3.090	2.948	3.350
Perdas Técnicas[2]	2.038	2.070	2.260	2.292	2.567
Perdas Não Técnicas	614	676	830	656	782

[1] Conforme estabelecido pelo resultado da CP 09/2024 (DSP Nº 1.220/2025)

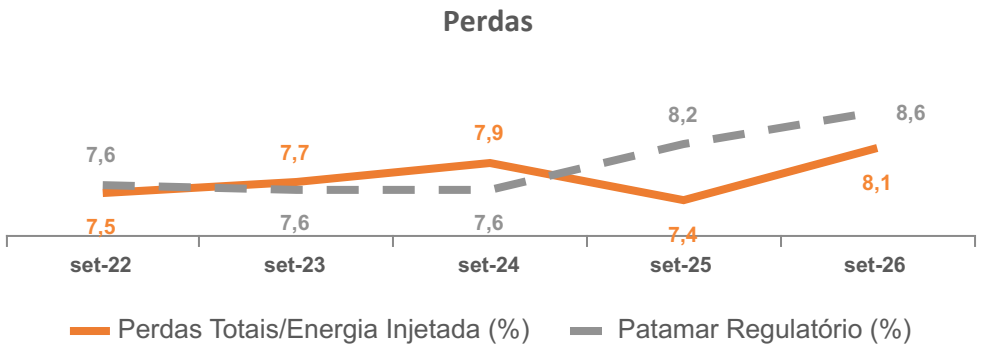
[2] Não inclui perdas da Rede Básica

As Perdas Não Técnicas ocorrem por fatores socioeconômicos, características de mercado e efetividade dos processos de gestão e fiscalização da distribuidora. Para combatê-las, a Copel mantém um programa permanente focado em prevenção, identificação de irregularidades e recuperação de receitas, utilizando equipes especializadas e tecnologias de monitoramento inteligente. Entre as principais iniciativas, destacam-se:

- **Inteligência e Modelagem Analítica:** Uso de dados, alarmes de medidores inteligentes e modelos analíticos para triagem assertiva de anomalias e priorização de inspeções em unidades de média e baixa tensão;
- **Atuação Multidisciplinar:** Integração entre equipes de medição, análise de consumo, inteligência operacional e fiscalização na apuração e regularização de desvios;
- **Investimento em Tecnologia:** Modernização contínua de medidores, equipamentos de campo e ferramentas de monitoramento sistêmico;
- **Capacitação Técnica:** Treinamentos contínuos para aprimoramento das equipes operacionais de combate às fraudes;
- **Engajamento e Conscientização:** Ações educativas e campanhas de conscientização via imprensa e comunicados nas faturas;

- **Articulação Institucional e Legal:** Operações conjuntas com forças de segurança pública e encaminhamento formal de indícios de ilícitos às autoridades competentes, conforme a regulamentação vigente.

Previsto no contrato de concessão, o repasse tarifário de perdas é limitado ao teto regulatório da Aneel. Alinhada a essa meta, a Copel DIS registrou, em setembro de 2026, perdas totais 0,46% abaixo do limite permitido. Esse resultado reflete a revisão de metas da CP 09/24 e os impactos recentes da Revisão Tarifária Periódica (RTP 2026).



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 integra novamente o IDIVERSA B3:** a Copel integra, mais uma vez, a carteira do IDIVERSA B3, o principal índice da Bolsa brasileira voltado a companhias abertas que se destacam pela representatividade e promoção da diversidade. A permanência ininterrupta no indicador, de 2023 até a carteira de 2026, reafirma a importância do fortalecimento das práticas internas sobre o assunto e sua governança.

- **Projeto de capacitação profissional apoiado pela Copel forma 22 refugiadas em Curitiba:** a iniciativa tem o objetivo de promover a inserção de refugiadas no mercado de trabalho brasileiro por meio de capacitação profissional e fortalecimento da autonomia financeira. Com a ação, a empresa reafirma o seu compromisso com a agenda ambiental, social e de governança (ESG), além da promoção dos direitos humanos.

- **Copel é reconhecida entre as empresas mais bem avaliadas do setor elétrico latino-americano:** a Copel foi reconhecida entre as empresas mais bem avaliadas do setor elétrico latino-americano na edição 2026 do Latin America Executive Team. Os resultados refletem a percepção do mercado sobre a qualidade da gestão, da governança corporativa e do relacionamento das empresas com investidores, reunindo avaliações de profissionais que acompanham continuamente o desempenho das companhias abertas da região.

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	3T26	3T25	Δ p.p.	9M26	9M25	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 (tCO2)[1] (*)	—	—	—	3.853,2	4.937,7	(1.084,5)
Emissão de GEE escopo 2 (tCO2)[2] (*)	—	—	—	82.628,1	169.117,0	(86.488,9)

[1]Escopo 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.

[2]Escopo 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.

(*) Valores de Escopo 1 e 2 expressos em variação absoluta (tCO2e), não em p.p.

Indicador Social	3T26	3T25	Δ p.p.	9M26	9M25	Δ p.p.
Mulheres na Copel (% Empregados Próprios)	21,0	22,5	(1,5)	21,0	22,5	(1,5)
Mulheres na Copel (% Empregados Terceiros)	21,3	14,5	6,8	21,3	14,5	6,8
Taxa de frequência de acidentes - TFIFR (% Empregados Próprios)	1,2	0,8	0,4	1,2	0,8	0,4
Taxa de frequência de acidentes - TFIFR (% Empregados Terceiros)	2,1	2,9	(0,8)	2,1	2,9	(0,8)

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	3T26	3T25	Δ p.p.	9M26	9M25	Δ p.p.
Mulheres em cargos de liderança (%)	21,3	22,2	(0,9)	21,3	22,2	(0,9)
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 (%)*	69,0	95,0	(26,0)	69,0	95,0	(26,0)

*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	ISE B3	S&P Global	CDP	ICO2 B3	IDIVERSA B3	SUSTAINALYTICS	MSCI
Ranking	88.21% Posição 10º	CSA Score 84	A	Sim	Sim	Medium Risk	AA
Ano de Referência	2026	2026	2025	2026	2026	2026	2026

7 Outros destaques do período

7.1 Conclusão da alienação da participação na UHE Dona Francisca

Em 06 de agosto, a Companhia concluiu a alienação de sua participação societária na Dona Francisca Energética S.A. para a Gerdau S.A. Com o fechamento da operação, a Copel recebeu o montante integral de R$ 150.719.205,75. O desinvestimento reafirma o compromisso da Copel em otimizar seu portfólio, simplificar sua estrutura societária e concentrar investimentos em ativos estratégicos. Maiores informações acesse o Comunicado ao Mercado 13/26.

7.2 Copel é maior empresa do Paraná e a 5ª maior do Sul

Em 13 de outubro foi divulgado o ranking das 100 Maiores Empresas do Paraná na edição 2026, realizado pelo Grupo AMANHÃ em parceria com a PwC Brasil, que consolida a Copel como a maior empresa do Paraná e a quinta maior da Região Sul. O reconhecimento reflete o compromisso da Copel com a qualidade dos serviços, a disciplina financeira e investimentos.

7.3 Copel é premiada como melhor Geradora e Transmissora de Energia do Brasil

Em 21 de outubro, a Companhia foi reconhecida pelo ONS como a melhor geradora hidrelétrica, Foz do Areia ficou com a segunda colocação, e a melhor transmissora de energia em corrente alternada do país, durante a cerimônia de entrega do Prêmio ONS de Qualidade na Operação. A premiação reconhece agentes que se destacam pela contribuição à segurança, à confiabilidade e à eficiência do Sistema Interligado Nacional (SIN).

7.4 Copel é premiada por qualidade e transparência contábeis

Em 14 de outubro, a Companhia recebeu o Troféu Transparência 2026, concedido pela Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (ANEFAC) em reconhecimento à qualidade, clareza e consistência das informações divulgadas ao mercado e à sociedade.

7.5 Copel é destaque nacional por desempenho em sustentabilidade, clima e diversidade

A Copel foi reconhecida pela Brasil, Bolsa, Balcão (B3) por integrar simultaneamente as carteiras de 2026 do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE B3), do Índice Carbono Eficiente (ICO2 B3) e do Índice de Diversidade (IDIVERSA B3). O resultado reflete avanços da companhia em governança corporativa, transparência, gestão das mudanças climáticas e promoção da diversidade e inclusão, critérios avaliados pela B3 na composição dos principais indicadores de sustentabilidade do mercado brasileiro.

7.6 Copel conquista Prêmio Conexões que Inspiram

A Copel conquistou o 2º lugar na 6ª edição do Prêmio Conexões que Inspiram com o programa Iluminando Gerações, iniciativa voltada à conscientização de crianças e adolescentes sobre o uso seguro e eficiente da energia elétrica. Com mais de 50 anos de história, o programa atende estudantes do 3º ao 9º ano do Ensino Fundamental, promovendo conhecimento sobre segurança com energia elétrica, consumo consciente e preservação dos recursos naturais. A iniciativa teve origem no trabalho voluntário de colaboradores da Companhia, que identificaram a importância de orientar crianças sobre os riscos relacionados à eletricidade. Ao longo dos anos, a ação evoluiu para um programa estruturado, permanente e de amplo alcance social, reforçando o compromisso da Copel com a educação, a segurança e o desenvolvimento das comunidades atendidas.

Promovido pela Comunidade de Voluntariado Corporativo (CBVC), o Prêmio Conexões que Inspiram reconhece organizações que estimulam o engajamento de seus colaboradores em ações capazes de gerar impacto positivo e transformação social sustentável.

7.7 Criação da Vice-Presidência de Operações

O Conselho de Administração aprovou a criação da Vice-Presidência de Operações, que integra a gestão operacional da Companhia aos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Para liderar a Vice-Presidência de Operações foi indicado o Sr. Rogério Pereira Jorge, o executivo, atual Diretor-Geral da Copel GeT, possui mais de 28 anos de experiência no setor elétrico brasileiro e, caso aprovado, será investido na nova Vice-Presidência em 4 de janeiro de 2027. Maiores informações Comunicado ao Mercado 15/26.

7.8 Deslistagem das Ações da Latibex

Em 30 de outubro, o Conselho de Administração da BME Markets & Exchanges aprovou o pedido de deslistagem das ações de emissão da Copel no Mercado de Valores Latino Americanos (Latibex), segmento da Bolsa de Madrid. A deslistagem está alinhada com a estratégia da Copel de simplificação societária. Maiores informações acesse o Fato Relevante 07/26.

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	Resultado por Subsidiária
DRE	DRE Copel GeT
DRE	DRE Copel DIS
Fluxo de Caixa	DRE Copel COM
Ebitda e Resultado Financeiro	

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

Para acessar, clique aqui



RESULTADO CONSOLIDADO - DRE

R$ mil

Demonstração do Resultado	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**6.953.118**	**6.811.177**	**2,1**	**20.938.880**	**18.928.417**	**10,6**
Fornecimento de energia elétrica	2.274.955	1.878.258	21,1	6.251.490	5.982.373	4,5
Suprimento de energia elétrica	1.277.379	1.241.556	2,9	4.078.554	3.357.229	21,5
Disponibilidade da rede elétrica	2.307.857	1.752.729	31,7	6.265.165	5.212.408	20,2
Receita de construção	623.105	952.822	(34,6)	1.844.596	2.435.282	(24,3)
Valor justo dos ativos da concessão	8.557	36.909	(76,8)	317.327	72.651	336,8
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	346.698	845.437	(59,0)	1.701.132	1.408.164	20,8
Outras receitas operacionais	114.567	103.466	10,7	480.616	460.310	4,4
(-/+) Ajustes para recorrentes	(518.777)	(898.992)	(42,3)	(2.157.436)	(2.402.235)	(10,2)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA RECORRENTE	**6.434.341**	**5.912.185**	**8,8**	**18.781.444**	**16.526.182**	**13,6**
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	**(5.535.744)**	**(5.866.333)**	**(5,6)**	**(16.554.826)**	**(15.545.166)**	**6,5**
Energia elétrica comprada para revenda	(3.003.390)	(3.083.439)	(2,6)	(8.928.810)	(7.899.201)	13,0
Encargos de uso da rede elétrica	(788.857)	(687.026)	14,8	(2.217.539)	(2.080.127)	6,6
Pessoal e administradores	(293.242)	(212.592)	37,9	(824.501)	(704.166)	17,1
Planos previdenciário e assistencial	(63.754)	(57.932)	10,0	(194.537)	(176.884)	10,0
Material	(24.055)	(19.122)	25,8	(77.281)	(64.036)	20,7
Serviços de terceiros	(287.462)	(287.408)	—	(832.487)	(848.418)	(1,9)
Depreciação e amortização	(411.796)	(376.524)	9,4	(1.221.068)	(1.092.755)	11,7
Provisões e reversões	(57.640)	(85.565)	(32,6)	(249.735)	(240.010)	4,1
Custo de construção	(611.566)	(950.376)	(35,7)	(1.822.593)	(2.426.558)	(24,9)
Outros custos e despesas operacionais	6.018	(106.349)	(105,7)	(186.275)	(13.011)	1.331,7
(-/+) Ajustes para recorrentes	495.548	915.025	(45,8)	1.725.468	2.101.794	(17,9)
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS RECORRENTES	**(5.040.196)**	**(4.951.308)**	**1,8**	**(14.829.358)**	**(13.443.372)**	**10,3**
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	**92.983**	**37.329**	**149,1**	**218.651**	**202.001**	**8,2**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS	**1.510.357**	**982.173**	**53,8**	**4.602.705**	**3.585.252**	**28,4**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS RECORRENTE	**1.487.128**	**998.206**	**49,0**	**4.170.737**	**3.284.811**	**27,0**
RESULTADO FINANCEIRO	**(482.851)**	**(442.561)**	**9,1**	**(1.341.297)**	**(1.290.947)**	**3,9**
Receitas financeiras	118.472	352.570	(66,4)	1.241.314	1.025.522	21,0
Despesas financeiras	(601.323)	(795.131)	(24,4)	(2.582.611)	(2.316.469)	11,5
(-/+) Ajustes para recorrentes	—	—	—	(284.424)	—	—
RESULTADO FINANCEIRO RECORRENTE	**(482.851)**	**(442.561)**	**9,1**	**(1.625.721)**	**(1.290.947)**	**25,9**
LUCRO OPERACIONAL	**1.027.506**	**539.612**	**90,4**	**3.261.408**	**2.294.305**	**42,2**
LUCRO OPERACIONAL RECORRENTE	**1.004.277**	**555.645**	**80,7**	**2.545.016**	**1.993.864**	**27,6**
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	**(339.075)**	**(175.437)**	**93,3**	**(831.474)**	**(691.901)**	**20,2**
Imposto de renda e contribuição social	(282.627)	(72.813)	288,2	(538.230)	(225.119)	139,1
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(56.448)	(102.624)	(45,0)	(293.244)	(466.782)	(37,2)
(-/+) Ajustes para recorrentes	7.898	(5.450)	(244,9)	243.573	102.151	138,4
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL RECORRENTE	**(331.177)**	**(180.887)**	**83,1**	**(587.901)**	**(589.750)**	**(0,3)**
LUCRO LÍQUIDO COM OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	**688.431**	**364.175**	**89,0**	**2.429.934**	**1.602.404**	**51,6**
LUCRO LÍQUIDO COM OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE RECORRENTE	**673.100**	**374.758**	**79,6**	**1.957.115**	**1.404.114**	**39,4**
LUCRO LÍQUIDO COM OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	**—**	**18.898**	**—**	**—**	**18.898**	**—**
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	**688.431**	**383.073**	**79,7**	**2.429.934**	**1.621.304**	**49,9**
LUCRO LÍQUIDO RECORRENTE	**673.100**	**393.656**	**71,0**	**1.957.115**	**1.423.012**	**37,5**
EBITDA DAS OP. EM CONTINUIDADE	**1.922.153**	**1.358.697**	**41,5**	**5.823.773**	**4.678.007**	**24,5**
EBITDA RECORRENTE	**1.805.941**	**1.337.401**	**35,0**	**5.173.154**	**4.175.565**	**23,9**

RESULTADO CONSOLIDADO - Balanço Patrimonial

R$ mil

Ativo	set.-26	dez.-25	Δ%
CIRCULANTE	**13.156.274**	**10.881.654**	**20,9**
Caixa e equivalentes de caixa	5.052.790	3.130.363	61,4
Títulos e Valores Mobiliários	4.090	895	357,0
Cauções e depósitos vinculados	9	9	—
Clientes	4.604.220	4.300.957	7,1
Dividendos a receber	175.038	141.297	23,9
Ativos Financeiros Setoriais	825.317,0	400.463	106,1
Contas a receber vinculadas à concessão	14.931	12.867	16,0
Ativos de contrato	433.063	392.594	10,3
Valor justo na compra e venda de energia	271.285	263.645	2,9
Outros créditos	832.075	1.050.086	(20,8)
Estoques	153.825	173.398	(11,3)
Imposto de Renda e Contribuição Social	295.322	502.825	(41,3)
Outros tributos a recuperar	428.788	426.106	0,6
Despesas antecipadas	65.521	60.972	7,5
Partes Relacionadas	—	—	—
Ativos classificados como mantidos para venda	—	25.177	(100,0)
NÃO CIRCULANTE	**51.362.489**	**49.532.802**	**3,7**
Realizável a Longo Prazo	**20.533.136**	**19.065.339**	**7,7**
Títulos e Valores Mobiliários	658.100	690.886	(4,7)
Outros investimentos temporários	43.837	30.627	43,1
Clientes	155.227	162.189	(4,3)
Depósitos judiciais	346.865	373.949	(7,2)
Ativos Financeiros Setoriais	872.199	400.463	117,8
Contas a receber vinculadas à concessão	5.153.759	4.590.579	12,3
Ativos de contrato	9.854.271	9.202.412	7,1
Valor justo na compra e venda de energia	696.338	597.856	16,5
Outros créditos	900.971	794.296	13,4
Imposto de renda e contribuição social	105.122	102.589	2,5
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	786.592	991.404	(20,7)
Outros tributos a recuperar	943.585	1.127.582	(16,3)
Despesas antecipadas	16.270	507	3.109,1
Investimentos	**2.935.635**	**2.849.002**	**3,0**
Imobilizado	**8.518.086**	**8.145.552**	**4,6**
Intangível	**19.119.111**	**19.206.609**	**(0,5)**
Direito de uso de ativos	**256.521**	**266.300**	**(3,7)**
TOTAL DO ATIVO	**64.518.763**	**60.414.456**	**6,8**

R$ mil

Passivo	set.-26	dez.-25	Δ%
CIRCULANTE	**9.562.853**	**11.062.317**	**(13,6)**
Obrigações sociais e trabalhistas	320.234	310.773	3,0
Partes relacionadas	—	—	—
Fornecedores	3.353.099	3.059.667	9,6
Imposto de renda e contribuição social	216.336	81.875	164,2
Outras obrigações fiscais	502.803	677.273	(25,8)
Empréstimos e financiamentos	1.223.290	217.827	461,6
Debêntures	1.973.410	1.850.538	6,6
Instrumentos financeiros derivativos	—	3.657	(100,0)
Dividendos a pagar	4.810	2.325.889	(99,8)
Benefícios pós-emprego	121.307	118.854	2,1
Encargos setoriais a recolher	16.523	60.108	(72,5)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	84.209	99.244	(15,1)
Contas a pagar vinculadas à concessão	44.418	147.205	(69,8)
Passivos financeiros setoriais	—	883.990	(100,0)
Passivo de arrendamentos	62.906	58.741	7,1
Valor justo na compra e venda de energia	258.867	262.821	(1,5)
Outras contas a pagar	1.084.624	784.575	38,2
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	296.017	119.280	148,2
NÃO CIRCULANTE	**30.102.265**	**26.260.161**	**14,6**
Obrigações sociais e trabalhistas	10.430	4.764	118,9
Partes relacionadas	—	—	—
Fornecedores	135.933	133.544	—
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.070.813	1.982.596	4,4
Outras Obrigações fiscais	190.316	239.448	(20,5)
Empréstimos e financiamentos	3.016.852	3.150.592	(4,2)
Debêntures	19.176.226	14.796.386	29,6
Empréstimos financeiros derivativos	—	19.878	(100,0)
Benefícios pós-emprego	1.378.500	1.359.303	1,4
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	413.322	311.856	32,5
Contas a pagar vinculadas à concessão	330.835	959.122	(65,5)
Passivo de arrendamentos	221.311	234.221	(5,5)
Valor justo na compra e venda de energia	359.505	268.621	33,8
Outras contas a pagar	294.493	204.537	44,0
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	520.335	661.273	(21,3)
Provisões para litígios	1.983.394	1.934.020	2,6
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**24.853.645**	**23.091.978**	**7,6**
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	**24.835.849**	**23.130.019**	**7,4**
Capital social	12.821.758	12.821.758	—
Reservas de capital	59.890	18.638	221,3
Ajustes de avaliação patrimonial	265.429	287.992	(7,8)
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	2.392.443	—	—
Atribuível aos acionistas não controladores	**17.796**	**(38.041)**	**(146,8)**
TOTAL DO PASSIVO	**64.518.763**	**60.414.456**	**6,8**

RESULTADO CONSOLIDADO - Fluxo de Caixa

R$ mil

	30.09.2026	30.09.2025
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Lucro líquido do período proveniente de operações em continuidade	**2.429.934**	**1.602.406**
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do exercício com a geração de caixa das atividades operacionais:	**3.814.139**	**3.241.320**
Encargos e variações monetárias não realizadas – líquidas	2.294.242	2.045.697
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	(94.889)	(94.742)
Resultado dos contratos de concessão de transmissão	(826.416)	(563.403)
Imposto de renda e contribuição social	538.230	225.118
Imposto de renda e contribuição social diferidos	293.244	466.781
Resultado da equivalência patrimonial	(218.651)	(202.001)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	189.038	172.717
Apropriação de programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	169.092	148.920
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	(317.327)	(72.651)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(1.874.526)	(1.551.696)
Depreciação e amortização	1.221.068	1.092.755
Provisão decorrente do programa de demissão voluntária	18.894	20.979
Incentivos de longo prazo	42.214	10.416
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	249.735	240.010
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	(2.357)	(1.348)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	(19.192)	(24.973)
Ajuste a valor justo de instrumentos da dívida e Hedge (swap)	89.889	16.779
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	1.042	2.093
Baixas de ativos de contrato	6.081	7.289
Resultado das baixas de imobilizado	1.464	4.551
Resultado das baixas de intangíveis	45.786	75.985
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos – líquido	408	—
Resultado de pactuação do uso do bem público	(298.295)	—
Resultado da alienação de ativos	(117.269)	(356.278)
Outros	(7.300)	(24.084)
Redução (aumento) dos ativos	**392.121**	**697.545**
Clientes	467.899	353.483
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	63.214	164.241
Depósitos judiciais	50.353	46.386
Ativos financeiros setoriais	197.334	502.571
Outros créditos	(154.322)	(78.927)
Estoques	19.573	(28.589)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	(279.477)	(181.801)
Outros tributos a recuperar	47.859	(85.411)
Despesas antecipadas	(20.312)	4.971
Partes relacionadas	—	621
Aumento (redução) dos passivos	**(397.439)**	**166.499**
Obrigações sociais e trabalhistas	3.338	(51.271)
Partes relacionadas	—	—
Fornecedores	(157.669)	404.953
Outras obrigações fiscais	399.194	833.298
Benefícios pós-emprego	(167.388)	(149.503)
Encargos setoriais a recolher	(43.585)	56.088
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	(100.262)	(199.080)
Contas a pagar vinculadas à concessão	(499.893)	(84.955)
Outras contas a pagar	342.510	(380.539)
Provisões para litígios quitadas	(173.684)	(262.492)

CAIXA GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	**3.808.821**	**4.105.364**
Imposto de renda e contribuição social pagos	(403.769)	(249.631)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	(230.535)	(359.006)
Encargos de debêntures pagos	(1.491.051)	(963.399)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos	(22.520)	(24.081)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	**1.660.946**	**2.509.247**
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Aplicações financeiras	16.316	(88.352)
Aquisições de ativos de contrato	-1.371.059	-2.210.701
Aquisição de controladas, líquida do caixa adquirido	0	-190.433
Aquisição de investimentos	—	(1.060.804)
Alienação de investimentos	512.792	914.795
Redução de capital em investidas	—	294
Aquisições de imobilizado	(619.981)	(108.137)
Aquisições de intangível	(37.293)	(26.319)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	**(1.499.225)**	**(2.769.657)**
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Ingressos de empréstimos e financiamentos	1.550.000	—
Custos de transação na captação de empréstimos e financiamentos	(851)	—
Ingressos de debêntures emitidas	5.000.000	5.000.000
Custos de transação na emissão de debêntures	(120.205)	(66.366)
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	(706.973)	(1.202.171)
Amortizações de principal de debêntures	(927.696)	(2.448.147)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	(61.575)	(49.859)
Recompra de ações próprias	—	(70.040)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(2.971.994)	(1.249.037)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	**1.760.706**	**(85.620)**
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**1.922.427**	**(346.030)**
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	3.130.363	4.161.939
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5.052.790	3.815.007
Caixa e equivalentes de caixa proveniente de ativos classificados como mantidos para venda	—	902
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**1.922.427**	**(346.030)**

RESULTADO CONSOLIDADO - Ebitda Recorrente e Resultado Financeiro

R$ mil

EBITDA Recorrente	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
EBITDA	**1.922,2**	**1.358,7**	**41,5**	**5.823,8**	**4.678,0**	**24,5**
(-/+) Valor justo na compra e venda de energia	40,1	42,9	(6,5)	(25,0)	(25,0)	—
(-/+) Provisão/Reversão indenização PDV	—	—	—	21,0	21,0	—
(-/+) Alienação ativos/descruzamento	(110,0)	(35,4)	210,7	(345,7)	(345,7)	—
(-/+) Equivalência Patrimonial	93,0	(37,3)	(349,3)	(202,0)	(202,0)	—
(-/+) Valor Novo de Reposição - VNR	(8,6)	(36,9)	(76,7)	(72,7)	(72,7)	—
(-/+) Efeito IFRS (Receita Transmissão Societária/ Regulatória	61,2	45,4	34,8	121,9	121,9	—
EBITDA RECORRENTE	**1.997,9**	**1.337,4**	**49,4**	**5.321,3**	**4.175,5**	**27,4**

	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Receitas Financeiras	**118.472**	**352.570**	**-66,4**	**1.241.314**	**1.025.522**	**21,0**
Renda de aplicações financeiras	164.900	176.485	(6,6)	502.480	520.551	(3,5)
Repactuação do uso do bem público (NE nº 23)	—	—	—	298.295	—	—
Juros e acréscimos moratórios sobre faturas	62.176	83.284	(25,3)	236.962	246.843	(4,0)
Juros sobre impostos a compensar	19.405	37.409	(48,1)	80.730	120.716	(33,1)
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	7	4.450	(99,8)	235	38.802	(99,4)
Rendimentos e atualização monetária de depósitos judiciais	9.235	11.099	(16,8)	28.990	32.926	(12,0)
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	54.783	16.280	236,5	105.571	32.222	227,6
Ajuste a valor justo das debêntures (NE nº 20)	(192.116)	20.033	—	—	20.033	—
Efeito de swap sobre debêntures (NE nº 20)	6.858	—	—	6.858	—	—
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre receitas financeiras	(13.035)	(14.714)	(11,4)	(52.755)	(43.507)	21,3
Outras receitas financeiras	6.259	18.244	(65,7)	33.948	56.936	(40,4)
Despesas Financeiras	**(601.323)**	**(795.131)**	**(24,4)**	**(2.582.611)**	**(2.316.469)**	**11,5**
Variação monetária e encargos da dívida	(572.609)	(655.907)	(12,7)	(2.110.526)	(1.869.617)	12,9
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	(7.656)	(33.792)	(77,3)	(67.349)	(121.537)	(44,6)
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	—	—	—	—	(77.774)	(100,0)
Atualização monetária de litígios (NE nº 26.1)	(46.226)	(24.784)	—	(120.455)	(57.080)	—
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins (NE nº 12.3)	(15.980)	(6.852)	133,2	(37.982)	(52.717)	(28,0)
Ajuste a valor justo das debêntures (NE nº 20)	(59.407)	—	—	(43.429)	—	—
Efeito de swap sobre debêntures (NE nº 20)	124.142	(36.812)	—	(53.318)	(36.812)	—
Juros sobre passivo de arrendamentos (NE nº 24.2)	(7.378)	(8.055)	(8,4)	(22.784)	(25.009)	(8,9)
Juros sobre parcelamento de tributos	(6.425)	(7.097)	—	(18.648)	(20.269)	—
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 22)	(6.423)	(6.600)	(2,7)	(18.648)	(18.209)	2,4
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	(3.700)	(10.175)	—	(66.990)	(10.231)	—
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	—	—	—	—	—	—
Outras despesas financeiras	339	(5.057)	(106,7)	(22.482)	(27.214)	(17,4)
Resultado Financeiro	**(482.851)**	**(442.561)**	**9,1**	**(1.341.297)**	**(1.290.947)**	**3,9**

RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA - DRE GET

R$ mil

Demonstração do Resultado	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**1.189.005**	**1.252.299**	**(5,1)**	**4.122.751**	**3.653.229**	**12,9**
Suprimento de energia elétrica	814.469	878.430	(7,3)	2.842.014	2.678.548	6,1
Disponibilidade da rede elétrica	270.069	316.159	(14,6)	1.031.260	781.932	31,9
Receita de construção	101.003	54.530	85,2	232.651	165.671	40,4
Outras receitas operacionais	3.464	3.180	8,9	16.826	27.078	(37,9)
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	**(753.286)**	**(727.611)**	**3,5**	**(2.151.851**	**(1.713.548**	**25,6**
Energia elétrica comprada para revenda	(137.548)	(179.725)	(23,5)	(337.919)	(290.395)	16,4
Encargos de uso da rede elétrica	(111.284)	(125.444)	(11,3)	(355.748)	(386.559)	(8,0)
Pessoal e administradores	(83.771)	(65.370)	28,1	(244.873)	(222.269)	10,2
Planos previdenciário e assistencial	(18.990)	(16.887)	12,5	(58.571)	(52.369)	11,8
Material	(7.835)	(8.550)	(8,4)	(31.289)	(24.628)	27,0
Serviços de terceiros	(46.614)	(58.239)	(20,0)	(152.890)	(191.576)	(20,2)
Depreciação e amortização	(191.594)	(186.411)	2,8	(572.289)	(541.112)	5,8
Provisões e reversões	3.241	(10.073)	(132,2)	(18.792)	(16.842)	11,6
Custo de construção	(89.464)	(52.084)	71,8	(210.648)	(156.947)	34,2
Outros custos e despesas operacionais	(69.427)	(24.828)	179,6	(168.832)	169.149	(199,8)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	**93.986**	**35.603**	**164,0**	**214.913**	**200.940**	**7,0**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS	**529.705**	**560.291**	**(5,5)**	**2.185.813**	**2.140.621**	**2,1**
RESULTADO FINANCEIRO	**(265.835)**	**(269.049)**	**(1,2)**	**(840.628)**	**(762.640)**	**10,2**
Receitas financeiras	24.059	109.843	(78,1)	358.469	335.363	6,9
Despesas financeiras	(289.894)	(378.892)	(23,5)	(1.199.097)	(1.098.003)	9,2
LUCRO OPERACIONAL	**263.870**	**291.242**	**(9,4)**	**1.345.185**	**1.377.981**	**(2,4)**
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	**(83.343)**	**(60.816)**	**37,0**	**(281.620)**	**(365.997)**	**(23,1)**
Imposto de renda e contribuição social	(78.048)	(69.124)	12,9	(198.537)	(199.814)	(0,6)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(5.295)	8.308	—	(83.083)	(166.183)	(50,0)
LUCRO LÍQUIDO operações continuadas	**180.527**	**230.426**	**(21,7)**	**1.063.565**	**1.011.984**	**5,1**
LUCRO LÍQUIDO operações descontinuadas	**—**	**18.898**	**—**	**—**	**18.898**	**—**
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	**180.527**	**249.324**	**(27,6)**	**1.063.565**	**1.030.882**	**3,2**
EBITDA	**721.299**	**746.702**	**(3,4)**	**2.758.102**	**2.681.733**	**2,8**

RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA - DRE DIS

R$ mil

Demonstração do Resultado	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**5.135.030**	**5.125.169**	**0,2**	**15.029.387**	**13.986.101**	**7,5**
Fornecimento de energia elétrica	1.934.866	1.463.734	32,2	5.313.391	4.770.004	11,4
Suprimento de energia elétrica	1.993	183.393	(98,9)	30.178	284.740	(89,4)
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD)	2.171.646	1.556.805	39,5	5.614.835	4.782.283	17,4
Receita de construção	522.102	898.292	(41,9)	1.611.945	2.269.611	(29,0)
Valor justo dos ativos da concessão	8.557	36.909	(76,8)	317.327	72.651	336,8
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	346.698	845.437	(59,0)	1.701.132	1.408.164	20,8
Outras receitas operacionais	149.168	140.599	6,1	440.579	398.648	10,5
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	**(4.228.857)**	**(4.616.771)**	**(8,4)**	**(12.708.458**	**(12.532.390**	**1,4**
Energia elétrica comprada para revenda	(2.150.312)	(2.344.772)	(8,3)	(6.651.729)	(6.170.339)	7,8
Encargos de uso da rede elétrica	(807.742)	(678.247)	19,1	(2.225.881)	(2.024.457)	9,9
Pessoal e administradores	(161.255)	(115.838)	39,2	(455.911)	(399.998)	14,0
Planos previdenciário e assistencial	(41.844)	(38.056)	10,0	(127.176)	(115.521)	10,1
Material	(15.685)	(10.255)	52,9	(44.154)	(38.275)	15,4
Serviços de terceiros	(234.176)	(216.410)	8,2	(646.373)	(617.866)	4,6
Depreciação e amortização	(210.080)	(179.433)	17,1	(618.752)	(519.851)	19,0
Provisões e reversões	(59.683)	(73.628)	(18,9)	(223.435)	(221.736)	0,8
Custo de construção	(522.102)	(898.292)	(41,9)	(1.611.945)	(2.269.611)	(29,0)
Outros custos e despesas operacionais	(25.978)	(61.840)	(58,0)	(103.102)	(154.736)	(33,4)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS	**906.173**	**508.398**	**78,2**	**2.320.929**	**1.453.711**	**59,7**
RESULTADO FINANCEIRO	**(210.627)**	**(179.977)**	**17,0**	**(708.373)**	**(569.070)**	**24,5**
Receitas financeiras	64.708	194.454	(66,7)	514.911	519.387	(0,9)
Despesas financeiras	(275.335)	(374.431)	(26,5)	(1.223.284)	(1.088.457)	12,4
LUCRO OPERACIONAL	**695.546**	**328.421**	**111,8**	**1.612.556**	**884.641**	**82,3**
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	**(219.055)**	**(103.077)**	**112,5**	**(437.788)**	**(273.909)**	**59,8**
Imposto de renda e contribuição social	(190.459)	—	—	(249.929)	—	—
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(28.596)	(103.077)	(72,3)	(187.859)	(273.909)	(31,4)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	**476.491**	**225.344**	**111,5**	**1.174.768**	**610.732**	**92,4**
EBITDA	**1.116.253**	**687.831**	**62,3**	**2.939.681**	**1.973.562**	**49,0**

RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA - DRE COM

R$ mil

Demonstração do Resultado	3T26	3T25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**1.283.572**	**1.122.386**	**14,4**	**3.822.682**	**3.209.841**	**19,1**
Fornecimento de energia elétrica	340.207	414.694	(18,0)	938.437	1.212.945	(22,6)
Suprimento de energia elétrica	982.900	750.140	31,0	2.862.909	1.969.890	45,3
Outras receitas operacionais	(39.535)	(42.448)	(6,9)	21.336	27.006	(21,0)
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	**(1.294.573)**	**(1.172.599)**	**10,4**	**(3.774.722)**	**(3.153.561)**	**19,7**
Energia elétrica comprada para revenda	(1.283.547)	(1.162.277)	10,4	(3.741.762)	(3.125.498)	19,7
Pessoal e administradores	(9.005)	(5.504)	63,6	(22.985)	(14.340)	60,3
Planos previdenciário e assistencial	(478)	(429)	11,4	(1.413)	(1.302)	8,5
Material	(15)	(113)	(86,7)	(50)	(222)	(77,5)
Serviços de terceiros	(1.111)	(724)	53,5	(3.204)	(2.730)	17,4
Depreciação e amortização	(492)	(500)	(1,6)	(1.498)	(1.387)	8,0
Provisões e reversões	820	(314)	(361,1)	627	(1.552)	(140,4)
Outros custos e despesas operacionais	(745)	(2.738)	(72,8)	(4.437)	(6.530)	(32,1)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS	**(11.001)**	**(50.213)**	(78,1)	**47.960**	**56.280**	(14,8)
RESULTADO FINANCEIRO	**2.999**	**9.190**	**(67,4)**	**11.563**	**28.799**	**(59,8)**
Receitas financeiras	3.163	9.322	(66,1)	12.052	29.213	(58,7)
Despesas financeiras	(164)	(132)	24,2	(489)	(414)	18,1
LUCRO OPERACIONAL	**(8.002)**	**(41.023)**	**(80,5)**	**59.523**	**85.079**	**(30,0)**
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	**(485)**	**13.985**	**(103,5)**	**(20.578)**	**(29.105)**	**(29,3)**
Imposto de renda e contribuição social	(15.419)	(963)	1501,1	(15.419)	(21.069)	(26,8)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	14.934	14.948	(0,1)	(5.159)	(8.036)	(35,8)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	**(8.487)**	**(27.038)**	**(68,6)**	**38.945**	**55.974**	**(30,4)**
EBITDA	**(10.509)**	**(49.713)**	**— %**	**49.458**	**57.667**	**(14,2)%**



COPEL

Pura Energia



RESULTS

3Q26

Highlights 3Q26

Operational Performance

42.1% increase

in hydroelectric generation (vs. 3Q25)

Billed Grid Market

(DisCo) **5.8% growth**

Benefits of investments in the asset base **Grid resilience** in managing the effects of extreme weather events

Financial results

Recurring Ebitda

R$ 1,805.9 million
+35.0% compared to 3Q25

Net Recurring Income

R$ 673.1 million
+79.6% compared to 3Q25

Capex

R$ 991.1 million
in 3Q26

Financial Leverage

2.7x (net debt to Ebitda) as of September 30, 2026, in line with the new parameters of the optimal capital structure

Shareholder returns

ONS Quality Award for Operations

Best Hydroelectric (FDA 2nd place) and **Two-Time Champion** among **Transmission** Companies in AC Power

Anefac Award 2026

Copel wins the **"Brazilian Accounting Oscar"** for the 4th consecutive year

B3 ESG Highlight 2026

Copel is included in three major sustainability indices: **ISE, ICO2, and IDIVERSA** simultaneously

Financial Indicators

R$ million

Key Financial Highlights	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Ebitda (R$ million)	1,922.2	1,358.7	41.5	5,823.8	4,678.0	24.5
Recurring Ebitda (R$ million)	1,805.9	1,337.4	35.0	5,173.2	4,175.5	23.9
Net Income (R$ million)[1]	688.4	364.2	89.0	2,429.9	1,602.4	51.6
Net Recurring Income (R$ million)	673.1	374.8	79.6	1,957.1	1,404.1	39.4
EPS - Earnings per share (R$)[2]	0.23	0.12	91.7	0.80	0.54	48.1
Return on Equity (ROE)[3]	2.8%	1.7%	1.1 p.p.	9.8%	7.0%	2.8 p.p.
Ebitda margin	27.6%	19.9%	7.7 p.p.	27.8%	24.7%	3.1 p.p.
Recurring Ebitda Margin	28.1%	22.6%	5.5 p.p.	27.5%	25.3%	2.2 p.p.
Recurring Operating Margin	14.2%	8.8%	5.4 p.p.	10.4%	8.5%	1.9 p.p.
Book value per share (R$)[4]	8.36	7.79	7.3	8.36	7.79	7.3
Net Debt-to-Equity Ratio[5]	79.9%	74.9%	5 p.p.	79.9%	74.9%	5 p.p.
Current Ratio	1.4	1.0	40.0	1.3	1.0	30.0
Leverage	2.7x	2.8x[5]	—	2.7x	2.8x[5]	—

[1] Excludes net income from discontinued operations, which amounted to R$ 18.9 million in 3Q25 and 9M25; 2 Net income attributable to shareholders of the parent company / shares outstanding. 3 Includes shareholders' equity at the end of the period. 4 Shareholders' equity at the end of the period / shares outstanding. 5 Net debt / equity at the end of the period.

Results Webcast

November 13, 2026
10h BRT

Access link

CPLE
B3 LISTED NM

Climate
CDP
A List
2025

S&P Global
Companhia Paranaense de Energia - COPEL
Electric Utilities
Industry Mover
Corporate Sustainability Assessment (CSA) 2025
84/100

S&P Global
Companhia Paranaense de Energia - COPEL
Electric Utilities
Top 10%
Corporate Sustainability Assessment (CSA) 2025 Score
84/100



Summary

1 Consolidated Results **3**
1.1 Ebitda 3
1.2 Operating Revenue 5
1.3 Operating Costs and Expenses 6
1.3.1 Manageable Costs (PMSO) 7
1.4 Equity Income Result 9
1.5 Financial Results 9
1.6 Consolidated Net Income 10
1.7 Debt and Leverage 11
2 Investments **13**
3 Copel Geração e Transmissão **14**
3.1 Economic and Financial Performance 14
3.1.1 Ebitda 14
3.1.2 Recurring Manageable Costs (PMSO) 15
3.1.3 Recurring Net Income 16
3.1.4 IFRS effect on the Transmission segment 17
3.2 Operational Performance 18
3.2.1 Generation 18
3.2.2 Transmission 19
4 Trading Strategy **21**
4.1 Business Context 21
4.2 Commercial Performance 21
5 Copel Distribuição (DisCo) **24**
5.1 Economic and Financial Performance 24
5.1.1 Ebitda 24
5.1.2 Gross Distribution Margin: 25
5.1.3 Recurring Manageable Costs (PMSO) 26
5.1.4 Net Recurring Income 27
5.2 Operational Performance 28
5.2.1 Grid Market (TUSD) 28
5.2.2 Captive Market 28
5.2.3 Operational data 28
6 ESG performance **31**
6.1 ESG in Copel's Strategy 31
6.2 Recent highlights 32
6.3 Indicators 32
6.4 Ratings, Rankings and Indexes 33
7 Other highlights from the period **34**
8. Exhibits **37**

1 Consolidated Results

Consolidated Results consist of the combined operations of Copel (Holding), Copel Geração e Transmissão S.A. (GenCo), Copel Distribuição S.A. (DisCo), Copel Comercialização S.A. (TradeCo), and other equity interests[1]. The following analyses refer to the third quarter of 2026 (3Q26) compared to the same period in 2025 (3Q25). 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.

1.1 Ebitda

Copel reported Recurring Ebitda[2] of R$ 1,805.9 million in 3Q26, representing a 35.0% increase compared to the R$ 1,337.4 million reported in 3Q25.

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 the distribution segment (DisCo), which rose 70.2% (+R$ 456.8 million), and in the trading segment (TradeCo), which increased by R$ 36.4 million.

Performance highlights by segment in 3Q26:

DisCo (Copel Distribuição S.A.)

DisCo's Recurring Ebitda totaled R$ 1,107.7 million, a 70.2% increase (+R$ 456.8 million) compared to 3Q25. This result was primarily due to the following factors:

- **Periodic Tariff Reset (RTP/2026):** an average effect of +8.6% on Part B, reflecting, above all, the recognition of the asset base for the rate cycle; and
- **Billed Grid Market** revenue**:** a 5.8% increase between the periods analyzed, driven by higher temperatures recorded during the quarter, the continued economic expansion in the concession area, and growth in the customer base.

Further details on DisCo's performance are available in section 5.1.1.

GenCo (Copel Geração e Transmissão S.A.)

GenCo's recurring Ebitda totaled R$ 688.5 million in 3Q26, a decrease of 4.5% — or R$ 32.6 million — compared to 3Q25, reflecting primarily: **i.** the impacts of stricter curtailment restrictions on wind power generation, which resulted in an increase of R$ 43.6 million in the generation variance line item (physical loss of 10.4%, totaling 826 GWh in 3Q26 vs. 922 GWh in 3Q25); **ii.** the lower volume of energy sold under bilateral contracts, resulting in a decrease of R$ 32.6 million in supply revenue; and **iii.** a decrease of R$ 21.1 million, resulting primarily from higher transfers to the Energy Development Account (CDE) through the 2026 Annual Tariff Adjustment (ATA) Adjustment Installment, reflecting the cumulative amount collected during the cycle by transmission companies from users of the transmission system for this charge, which had a reducing effect on revenue from this activity.

[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 TradeCo, new replacement value resulting from the present value adjustment of DisCo's indemnifiable assets (VNR), equity income accounting, and the effects of IFRS on transmission contract assets.

These negative impacts were partially offset by a R$ 42.2 million reduction in costs related to the purchase of energy for resale, driven by a higher GSF (Generation Scaling Factor) and a lower Spot Price (PLD) recorded in 3Q26 compared to 3Q25. Additionally, there was an improvement of R$ 17.5 million in operating results in the Short-Term Market (MCP). Both factors stem from the more favorable hydrological conditions observed during the period.

Further details on GenCo's performance are available in section 3.1.1.

TradeCo (Copel Comercialização S.A.)

TradeCo's Recurring Ebitda increased by R$ 36.4 million compared to 3Q25, reflecting primarily a R$ 37.0 million expansion in the sales margin. This result stems primarily from the higher volume of energy sold during the quarter (+6.8%), with sales under bilateral contracts standing out (+30.9%).

Centrais Elétricas Rio Jordão (Elejor)

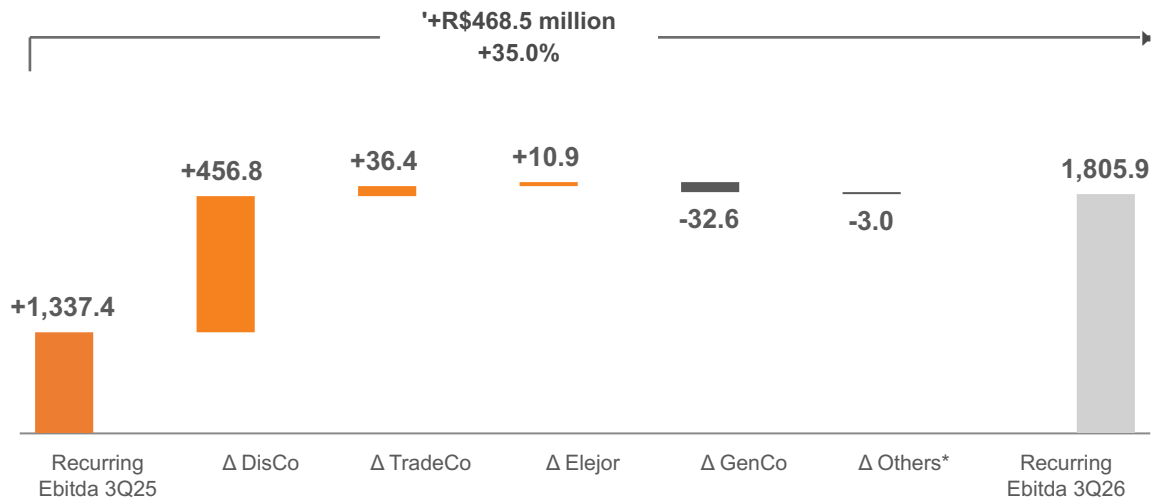
Elejor's Recurring Ebitda grew by R$ 10.9 million compared to 3Q25, totaling R$ 31.2 million. This performance was primarily driven by higher average selling prices during the quarter.

The adjustment items considered for the calculation of Consolidated Recurring Ebitda are shown in the table below:

R$ million

Consolidated Recurring Ebitda	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Ebitda	1,922.2	1,358.7	41.5	5,823.8	4,678.0	24.5
(-/+) Fair value on purchase and sale of energy (MTM)	40.1	42.9	(6.5)	(19.2)	(25.0)	(23.2)
(-/+) Provision/Reversal for Voluntary Separation Program (VSP) indemnity	—	—	—	18.9	21.0	(10.0)
(-/+) Disposal of assets / asset swap	(116.0)	(35.4)	227.7	(116.0)	(345.7)	(66.4)
(-/+) Equity income	(93.0)	(37.3)	149.1	(218.7)	(202.0)	8.3
(-/+) New Replacement Value (VNR)	(8.6)	(36.9)	(76.7)	(317.3)	(72.7)	336.5
(-/+) IFRS effect (Corporate/Regulatory Transmission Revenue)	61.2	45.4	34.8	1.7	121.9	(98.6)
Recurring Ebitda	**1,805.9**	**1,337.4**	**35.0**	**5,173.2**	**4,175.5**	**23.9**

Consolidated Recurring Ebitda (R$ million)



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

1.2 Operating Revenue

Net Recurring Operating Revenue totaled **R$ 6,434.3 million in 3Q26**, **an increase of 8.8%** compared to the R$ **5,912.2** million recorded in 3Q25. This metric excludes the effects of IFRS on the power transmission segment, the Fair Value of Indemnifiable Assets/New Replacement Value (VNR), mark-to-market (MTM) adjustments to power purchase and sale contracts, DisCo's construction revenue, and any non-recurring effects.

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

I. **Grid Availability Revenue: R$ 580.1 million (+32.2%)**, driven by the adjustment to the Distribution Usage Rate (TUSD) resulting from the 2026 Periodic Tariff Reset (RTP) and by 5.7% growth in DisCo's Grid Market. This performance was partially offset by a R$ 21.1 million decrease in transmission revenue, adjusted for the IFRS effect, due to higher transfers to the Energy Development Account (CDE) through the adjustment installment of RTA/2026;

II. **Revenue from sales to final customers: R$ 396.7 million (+21.1%)**, reflecting the adjustment of the energy tariff based on the RTP/2026 and a 6.2% increase in DisCo's Captive Market; and

III. **Revenue from sales to distributors and energy traders: increased by R$ 35.8 million (+2.9%)** compared to 3Q25, driven primarily by a 30.9% increase in energy sales under bilateral contracts at TradeCo — generating an additional R$ 256.4 million — and by a R$ 17.5 million increase in net income from Short-Term Market (MCP) transactions at GenCo, due to higher settlements in 3Q26 compared to 3Q25. This positive performance was partially offset by a 41.2% increase (+R$ 43.6 million) in losses from generation variances at wind farms, due to higher *curtailment* in 3Q26, and by a R$ 187.8 million decrease in DisCo's energy settlements at the CCEE.

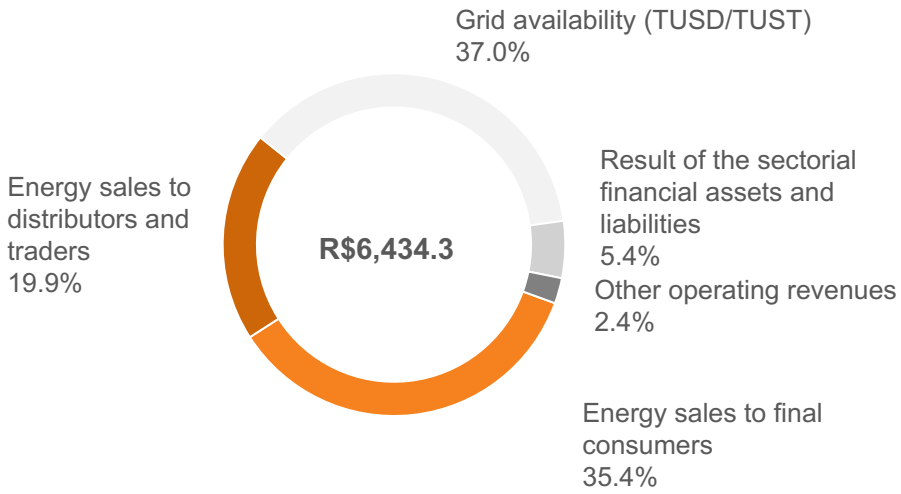
The increase in Net Recurring Operating Revenue was partially offset by lower results from Sector Financial Assets and Liabilities (CVA), which decreased by R$ 498.7 million, explained by the reduction in energy purchased for resale between the periods and by the lower need to restore tariff coverage following RTP/2026 at DisCo.

The following table presents the reconciliation of Operating Revenue:

R$ mm

Operating Revenue	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Net Operating Revenue	6,953.1	6,811.2	2.1	20,938.9	18,928.4	10.6
(-) New Replacement Value (VNR)	8.6	36.9	(76.7)	317.3	72.7	336.5
(-) DisCo's Construction Revenue	522.1	898.3	(41.9)	1,611.9	2,269.6	(29.0)
(-) Fair value in energy trading	40.1	42.9	(6.5)	(19.2)	(25.0)	(23.2)
(-/+) Transmission segment's revenue (IFRS Effect)	(28.2)	(6.7)	320.9	(209.0)	(35.0)	497.1
Recurring Net Operating Revenue	**6,434.3**	**5,912.2**	**8.8**	**18,781.5**	**16,526.1**	**13.6**

| Net operating revenue

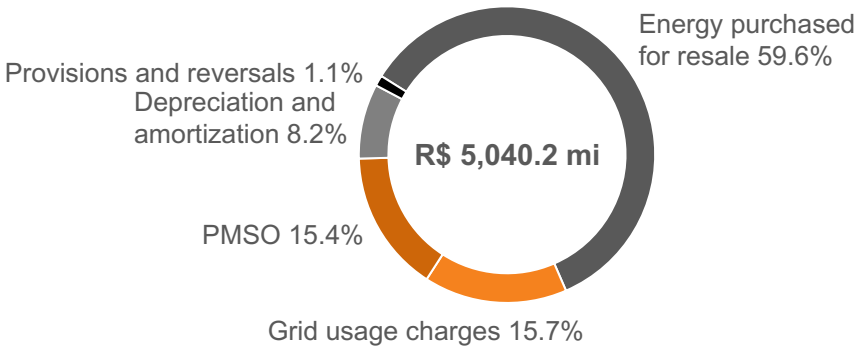


1.3 Operating Costs and Expenses

In 3Q26, Recurring Operating Costs and Expenses (excluding construction costs) totaled **R$ 5,040.2 million, an increase of 1.8%** compared to the R$ 4,951.3 million recorded in 3Q25.

The main cost driver in the quarter was energy purchased for resale, which accounted for 59.6% of the total. Next were grid usage charges (15.7%), PMSO expenses (15.4%), and other operating expenses (9.3%).

| Breakdown of Costs and Expenses



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

I. **Electric Grid Usage Charges:** an increase of R$ 101.8 million (+14.8%), resulting primarily from adjustments to Basic Grid charges and a higher incidence of Reserve Energy Charges (EER) at DisCo.

II. **Manageable Costs (PMSO):** an increase of R$ 59.8 million (+8.3%) compared to 3Q25, totaling R$ 778.5 million, driven primarily by expenses related to Personnel and Materials, partially offset by a reduction in Other Operating Costs and Expenses (as detailed in section 1.3.1);

III. **Depreciation and Amortization:** an increase of R$ 35.3 million (+9.4%), primarily reflecting the expansion of the asset base in service resulting from the Company's robust investment program, particularly at DisCo, in line with the regulatory strategy of the 6th Tariff Review

Cycle, concluded on June 24, 2026, which aimed to expand the Regulatory Asset Base, contributing to the creation of value for shareholders while reinforcing the quality, reliability, and safety of energy supply to consumers;

IV. **Electricity purchased for resale:** a decrease of R$ 80.1 million (-2.6%), resulting primarily from:

i. a decrease of R$ 194.5 million in energy purchases from DisCo, reflecting lower expenses at the CCEE due to improved hydrological conditions and a lower Spot Price (PLD), in addition to a reduction in energy purchased through the Surplus and Deficit Compensation Mechanism (MCSD) auctions and the lower cost of energy purchased from Itaipu HPP; and

ii. a decrease of R$ 42.2 million in energy purchases by GenCo, due primarily to improved hydrological conditions between quarters, resulting in a reduction in the PLD.

This reduction was partially offset by the higher volume from distributed micro and mini generation (MMGD) at DisCo and by the increase in energy costs for resale under bilateral contracts at TradeCo;

V. **Provisions and Reversals:** a decrease of R$ 27.9 million (-32.6%), due primarily to lower provisions for the Company's civil and labor litigation, partially offset by additions to Expected Credit Losses and Bad Debt (PECLD), totaling R$ 20.5 million, concentrated at DisCo as a result of increased energy consumption between the periods.

1.3.1 Manageable Costs (PMSO)

In 3Q26, PMSO totaled R$ 778.5 million, an increase of R$ 59.8 million (+8.3%) compared to 3Q25, reflecting the trends in the following components:

I. **Personnel:** an increase of R$ 80.6 million (+37.9%), driven by a 5.1% salary adjustment based on the National Consumer Price Index (INPC), as provided for in the 2025–2026 Collective Bargaining Agreement, and by the expansion of the workforce, which grew by 8.1% (4,594 employees at the end of 3Q26 versus 4,250 in 3Q25), particularly in operational and strategic areas. These hires are in line with the Company's strategy to support the growth of its operations, strengthen the quality, reliability, and safety of the services provided, and expand its capacity to serve customers;

II. **Social Security and Welfare:** an increase of R$ 5.8 million (+10.0%) due to the adjustment of the index for social security benefits and contributions in December 2025 and the organic expansion of the workforce; and

III. **Materials:** an increase of R$ 4.9 million (+26.0%), resulting primarily from higher purchases of electrical components and equipment at DisCo, aimed at supporting the expansion and maintenance of the distribution network, as well as strengthening the Company's ability to respond to incidents related to severe weather conditions recorded in the concession area throughout the quarter.

The increase in PMSO was partially offset by a decrease of R$ 31.7 million (-22.4%) in the "Other Operating Costs and Expenses" line item, reflecting primarily lower losses from asset decommissioning at DisCo, due to the larger investment program recorded in 3Q25 compared to investments in 3Q26.

The table below presents manageable costs with a comparison between quarters and year-to-date::

R$ million

Recurring Manageable Costs*	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Staff and management	293.2	212.6	37.9	805.6	683.2	17.9
Pension and Welfare Plans	63.7	57.9	10.0	194.5	176.9	9.9
Material	24.1	19.1	26.0	77.3	64.0	20.8
Third-party services	287.5	287.4	—	832.5	848.4	(1.9)
Other operating costs and expense	110.0	141.7	(22.4)	302.3	358.8	(15.7)
TOTAL	**778.5**	**718.7**	**8.3**	**2,212.2**	**2,131.3**	**3.8**

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

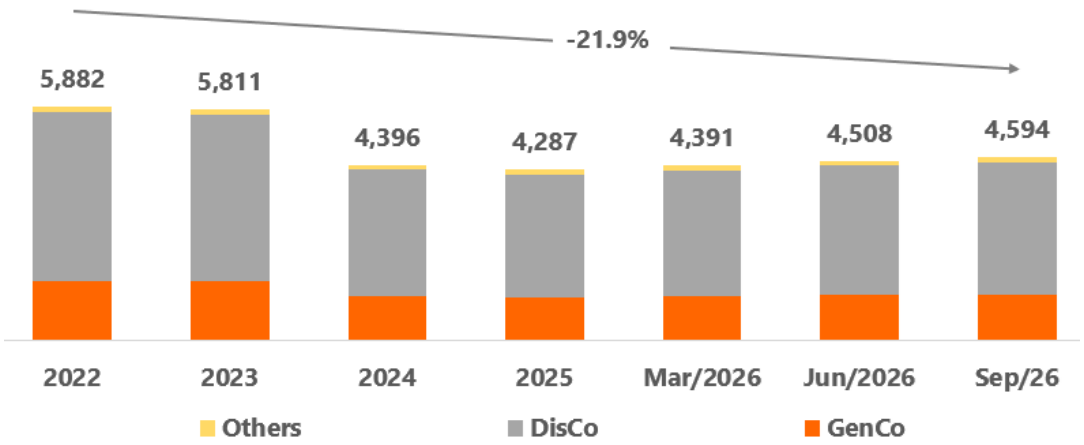
Excluding the non-cash effects of provisions for variable compensation (Performance Bonus (PPD), Profit-Sharing (PLR), and Long-Term Incentives (ILP)), recurring expenses related to Staff and management showed a nominal increase of R$ 17.5 million (+9.4%) quarter-over-quarter. This change stems primarily from the 5.1% salary adjustment provided for in the Collective Bargaining Agreement (ACT 2025), effective as of October 2025, and from the expansion of the workforce.

Excluding the inflationary effect of the ACT 2025, the real growth in recurring personnel costs was 4.0%, reflecting an 8.1% strategic expansion of the workforce, primarily at DisCo and GenCo. This trend is aligned with the ongoing pursuit of operational efficiency, increased execution capacity, and the maintenance of the quality of services offered to customers.

R$ million

Recurring Personnel Costs	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Staff and management	293.2	212.6	37.9	805.6	683.2	17.9
(-/+) Profit sharing, PPD, and ILP	(88.6)	(25.5)	247.5	(214.7)	(110.0)	95.2
TOTAL	**204.6**	**187.1**	**9.4**	**590.9**	**573.2**	**3.1**

| Changes in the workforce



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

1.4 Equity Income Result

Equity Income from affiliates and jointly controlled ventures totaled **R$ 93.0 million in 3Q26**, representing a 149.1% increase compared to the R$ 37.3 million recorded in the same period of the previous year. This result is a direct reflection of the improved performance of GenCo's jointly controlled utilities, following the Annual Tariff Reset in July 2026, which resulted in an average increase of 4.72%.

1.5 Financial Results

Net Recurring Financial Result was a negative R$ 482.9 million in 3Q26, compared to the negative result of R$ 442.5 million reported in 3Q25. The 9.1% decrease in recurring financial income is primarily explained by a reduction of R$ 234.1 million in **financial income**, as follows:

I. **DisCo:** a decrease of R$ 129.7 million due primarily to: **i.** a R$ 130.5 million reduction in the fair value adjustment of debt derivatives, impacted by the restatement of market curves at the end of the period, which resulted in a lower net mark-to-market gain on financial instruments compared to the previous quarter; **ii.** a decrease of R$ 14.5 million in interest on tax credits, related primarily to the restatement of the PIS and COFINS tax credits; and **iii.** lower income from financial investments of R$ 12.2 million. This result was partially offset by a R$ 38.5 million increase in net interest income from Sector Financial Assets and Liabilities, reflecting RTP/2026.

II. **GenCo:** a decrease of R$ 85.8 million, primarily due to a reduction in the fair value adjustment of debt financial instruments.

III. **Holding:** a decrease of R$ 16.8 million, primarily due to lower revaluation of accounts receivable related to the sale of Compagas, with a negative variation of R$ 15.4 million, following the receipt of the final installment from the divestiture in 3Q26.

This result from financial income was partially offset by a R$ 193.8 million decrease in **financial expenses**, primarily due to following decreases:

I. **DisCo:** R$ 99.1 million, reflecting: **i.** a lower fair value adjustment and swap effects on debt, totaling R$ 81.7 million; **ii.** a decrease of R$ 13.0 million in monetary variation and debt charges, due to the reduction in the CDI between the periods; and **iii.** a decline of R$ 11.1 million in the monetary restatement of litigation.

II. **GenCo:** R$ 89.0 million, due to a reduction of R$ 76.9 million in monetary variation and debt charges, primarily resulting from the increased capitalization of charges under fixed assets in the LRCAP and the lower fair value adjustment and swap effects of debt derivatives, totaling R$ 36.6 million. This result was partially offset by an increase in the monetary variation of litigation.

The table below presents Recurring Financial Income with a comparison between quarters and year-to-date:

R$ million

Recurring Financial Results	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Financial Revenues[1]	118.5	352.6	(66.4)	956.9	1,025.5	(6.7)
Financial Expenses	(601.4)	(795.1)	(24.4)	(2,582.6)	(2,316.5)	11.5
Total Financial Result	**(482.9)**	**(442.5)**	**9.1**	**(1,625.7)**	**(1,291.0)**	**25.9**

[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 net income of R$ 688.4 million in 3Q26, compared to R$ 364.2 million in 3Q25, an increase of 89.0% (+R$ 324.2 million)[3]. This result is primarily attributable to the following factors:

I. improved operating performance, with reported Ebitda of R$ 1,922.2 million (+41.5%), compared to Ebitda of R$ 1,358.7 million in 3Q25;

II. an increase of R$ 55.7 million in Equity Income.

This result was partially offset by higher expenses related to **i.** tax payments of R$ 163.6 million, due to improved operating performance; **ii.** a lower financial result of R$ 40.3 million; and **iii.** higher depreciation and amortization expense of R$ 35.3 million, resulting from a larger asset base due to growth in invested capital between the periods, particularly at DisCo.

The main adjustments to net income in 3Q26 were:

| Reconciliation of net recurring income in 3Q26 (R$ million)

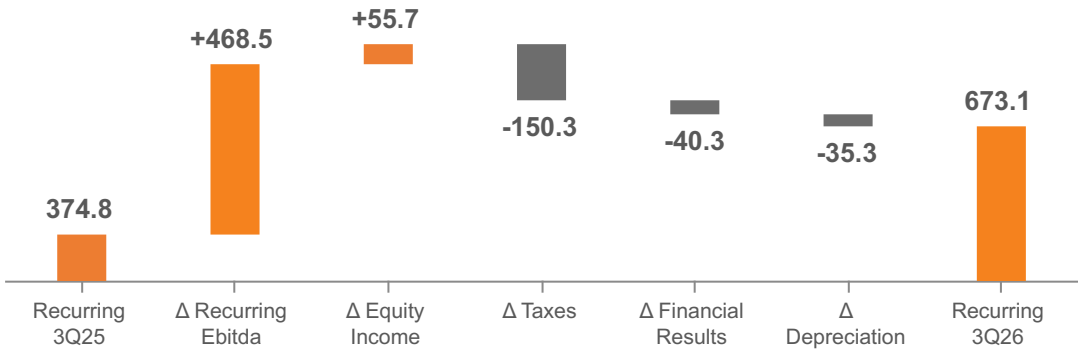
R$ million

Net Income	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Net Income	688.4	364.2	89.0	2,429.9	1,602.4	51.6
(-/+) Fair value on the purchase and sale of energy (MTM)	40.1	42.9	(6.5)	(19.2)	(25.0)	(23.2)
(-/+) Provision/Reversal for Voluntary Separation Program (VSP) indemnity	—	—	—	18.9	21.0	(10.0)
(-/+) Disposal of assets/asset swap	(116.0)	(35.4)	227.7	(116.0)	(345.7)	(66.4)
(-/+) Renegotiation of the Elejor UBP	—	—	—	(284.4)	—	—
(-/+) New Replacement Value (VNR)	(8.5)	(36.9)	(76.8)	(317.3)	(72.7)	336.5
(-/+) IFRS Effect (Corporate/Regulatory Transmission Revenue)	61.2	45.4	34.8	1.7	121.9	(98.6)
(-/+) Tax adjustments on non-recurring items	7.9	(5.4)	—	243.5	102.2	138.3
Recurring Net Income	**673.1**	**374.8**	**79.6**	**1,957.1**	**1,404.1**	**39.4**

Excluding non-recurring effects and non-cash items — such as VNR, MTM, and IFRS adjustments at the transmission company — Net Recurring Income from continuing operations grew 79.6% compared to 3Q25, reaching R$ 673.1 million. This performance was driven by an increase in Recurring Ebitda of R$ 468.5 million and improved Equity Income from affiliated and/or jointly controlled entities, which added R$ 55.7 million (as detailed in item 1.4). These effects were partially offset by a R$ 150.3 million increase in income tax and social contribution on net income paid on recurring items, a lower net financial result of R$ 40.3 million (as detailed in item 1.5), and higher depreciation and amortization expenses of R$ 35.3 million, due to the larger asset base.

[3] Result considers continuing operations

| Change in Net Recurring Income (R$ million)



1.7 Debt and Leverage

Copel's total consolidated debt as of September 30, 2026, was R$ 25,452.1 million, an increase of +27.0% compared to the amount recorded on December 31, 2025, of R$ 20,038.9 million. The following table and charts show the indebtedness of Copel and its subsidiaries as of September 30, 2026.

| Debt by subsidiary

R$ million

Capital Management	GenCo[2]	DisCo	Others[3]	Total
Total Debt[1]	8,964.9	11,710.5	4,781.3	25,456.7
Availability	1,318.5	1,565.2	5,369.8	5,616.5
Adjusted Net Debt	**7,646.4**	**10,145.3**	**(588.5)**	**19,840.2**
Leverage				2.7x
Duration (years)	3.0	3.4	5.3	3.4

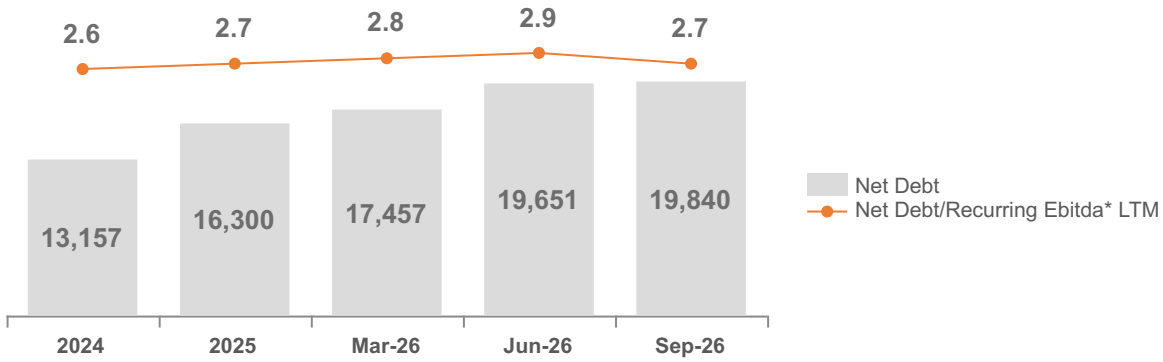
[1] Includes the effect of swaps on debentures.

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 September 30, 2026, the Company's consolidated leverage ratio stood at 2.7x, corresponding to net debt of R$ 19,835.6 million. Compared to the end of 3Q25, when the ratio stood at 2.8x, leverage decreased by 0.1x, reflecting the Company's continued financial discipline. Compared to the level recorded at the end of 2025 (2.7x), the ratio remained stable. The ratio 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, as per the update to the parameters guiding the optimal capital structure and the Dividend Policy published in a Material Fact on July 15, 2026.

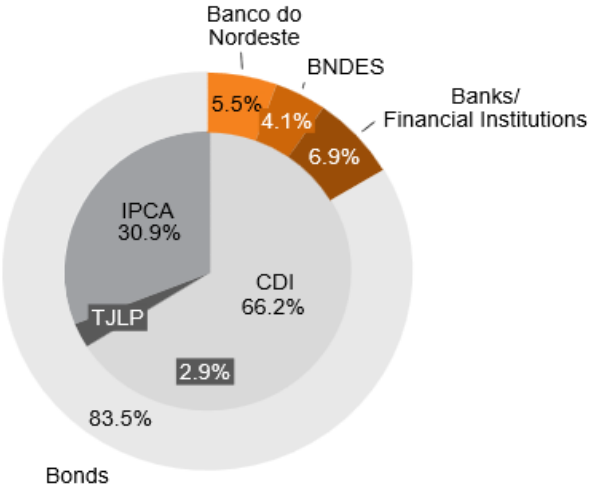
| Adjusted Net Debt/Recurring Ebitda



*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.

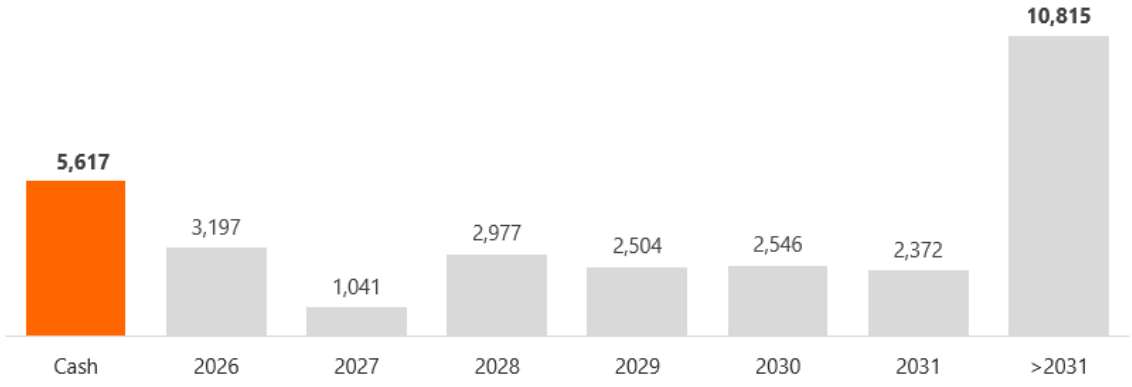
The average cost of debt decreased by 60 basis points year-over-year, reaching 12.62% p.a. as of September 30, 2026, compared to 13.22% p.a. as of September 30, 2025. The average cost fell from 92.46% to 88.73% of the CDI, reflecting greater efficiency in the management of financial liabilities and the securing of more competitive financing terms.

| Debt Composition and Indexers



| Amortization (R$ million)

Average term: 4.8 years (vs. 4.9 years in 2025)



2 Investments

In 3Q26, the amount spent under the investment program totaled R$ 991.1 million, with 56.5% coming from DisCo and 43.5% from GenCo, TradeCo, and Copel Holding.

R$ million

Subsidiary / SPE	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
DisCo	**559.4**	**840.0**	**(33.4)**	**1,477.2**	**2,317.7**	**(36.3)**
GenCo	**429.4**	**140.5**	**205.6**	**1,047.1**	**313.7**	**233.8**
Generation	281.2	75.5	272.5	711.5	121.7	484.6
Hydroelectric	90.8	20.1	351.7	168.7	40.8	313.5
Wind	25.5	55.4	(54.0)	59.9	80.9	(26.0)
LRCAP	164.9	—	—	482.9	—	—
Transmission	129.8	54.8	136.9	294.0	168.4	74.6
Improvements/Reinforcement[1]	127.5	50.4	153.0	287.7	158.7	81.3
Other Investments	2.3	4.4	(47.7)	6.3	9.7	(35.1)
Other GenCo Projects[2]	18.4	10.2	80.4	41.6	23.6	76.3
Copel (Holding)	**1.5**	**0.6**	**150.0**	**4.1**	**1.8**	**127.8**
TradeCo	**0.4**	**0.1**	**300.0**	**0.8**	**0.6**	**33.3**
Copel Serviços and other equity interests[3]	**0.4**	**0.2**	**100.0**	**0.7**	**1.1**	**(36.4)**
Total	**991.1**	**981.4**	**1.0**	**2,529.9**	**2,634.9**	**(4.0)**

[1] Includes Facility Modernization Plan - PMI.

[2] Includes modernization of COGT (GenCo's Operations Center), digital transformation, and investment in the operational network of 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 DisCo are primarily allocated to the modernization and renewal of the distribution network, using standardized technologies to support automation equipment. Among the benefits are 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 by DisCo during the quarter was allocated to investments in electrical assets.

At GenCo, the highlights of the quarter's investments are: **i.** expansion of the installed capacity of the Foz do Areia and Segredo hydroelectric plants under the Capacity Reserve Auction (LRCAP), totaling R$ 164.9 million; **ii.** reinforcements and improvements in the transmission segment, totaling R$ 127.5 million; and **iii.** maintenance and modernization of the generating units at hydroelectric plants and performance enhancements for wind power assets, totaling R$ 90.8 million and R$ 25.5 million, respectively.

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

3.1 Economic and Financial Performance

3.1.1 Ebitda

GenCo reported a recurring Ebitda[4] of R$ 688.5 million, an amount 4.5% or R$ 32.6 million lower than the R$ 721.1 million recorded in 3Q25.

This result primarily reflects the combination of the following factors:

I. **Generation Change:** an increase of R$ 43.6 million, resulting from a 10.4% decline in physical generation from wind farms (826 GWh in 3Q26 vs. 922 GWh in 3Q25). This performance was driven primarily by a higher *curtailment* rate, which rose from 34.1% in 3Q25 to 42.3% in 3Q26;

II. **Revenue from Supply under Bilateral Contracts and Quotas:** a decrease of R$ 32.6 million, primarily due to the lower volume of energy sold (-8.1%) from the hydro portfolio between the periods, resulting from less attractive conditions for sales under bilateral contracts;

III. **Grid Availability Revenue:** a decrease of R$ 21.1 million (adjusted for the effects of IFRS) compared to 3Q25, reflecting primarily higher payments to the CDE, through the 2026 Annual Tariff Adjustment (ATA) Adjustment Installment, which reflects the cumulative amount collected by transmission companies from transmission system users for this charge during the cycle, resulting in a reduction in revenue from this activity. The impact was partially offset by the 5.8% average increase in transmission companies' RAP for the 2026–2027 cycle;

IV. **Recurring Manageable Costs (PMSO):** an increase of R$ 17.4 million, as detailed in section 3.1.2;

V. **Revenue from Auction Supplies:** a decrease of R$ 3.1 million, resulting from a review of the Company's portfolio, including the disposal of small-scale assets and a business opportunity arising from the sale of the Baixo Iguaçu Hydroelectric Plant; and

VI. **Other Revenue:** a decrease of R$ 1.9 million, stemming from operation and maintenance services, revenue from fines, interest income on concession bonus, and deductions on supply.

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

I. **Cost of Electricity Purchased for Resale:** a decrease of R$ 42.2 million, resulting from a more favorable hydrological scenario during the quarter (average GSF of 76.9% in 3Q26 compared to 65.0% in 3Q25);

II. **CCEE Supply Revenue:** a R$ 17.5 million increase in earnings from MCP transactions. This performance is primarily attributable to gains from time-of-use pricing at GenCo;

III. **Electric Grid Usage Charges:** a decrease of R$ 14.2 million, resulting from the increased weight of the locational signal in the TUST calculation and the optimization of generation assets;

[4] Excluding non-recurring items and the effects of IFRS on transmission contract assets.

IV. Provisions and Reversals: a decrease of R$ 13.3 million, resulting primarily from lower provisions for civil and labor litigation.

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

R$ million

Recurring Ebitda	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Ebitda	721.3	746.7	(3.4)	2,758.1	2,681.7	2.8
(-/+) Disposal and swap of assets	—	(35.4)	—	—	(345.8)	—
(-/+) Reversal/provision for Voluntary Separation Program (VSP) indemnity	—	—	—	5.5	8.6	(36.0)
(-/+) Equity income	(94.0)	(35.6)	164.0	(214.9)	(200.9)	7.0
(-/+) IFRS effect (Corporate/Regulatory Transmission Revenue) - see item 3.1.4	61.2	45.4	34.8	1.7	121.9	(98.6)
Recurring Ebitda	**688.5**	**721.1**	**(4.5)**	**2,550.4**	**2,265.5**	**12.6**

3.1.2 Recurring Manageable Costs (PMSO)

Recurring PMSO (excluding the effects of non-recurring items, provisions, and reversals) increased by R$ 17.4 million (+8.3%) in 3Q26. This increase is primarily attributable to the following favorable factors:

I. Staff and management: An increase of R$ 18.4 million, resulting from a higher provision for variable compensation, comprising Profit Sharing (PLR), the Performance Bonus (PPD), and the Long-Term Incentive (ILP), driven by the Company's improved operating performance during the period; and

II. Other Costs and Expenses: an increase of R$ 9.2 million, due to higher costs related to financial compensation for the use of water resources (CFURH), resulting from increased hydroelectric generation during the period.

This increase was partially offset by a reduction in:

III. Third-Party Services: a decrease of R$ 11.6 million, reflecting the insourcing of maintenance costs of the electrical system; and

IV. Materials: a decrease of R$ 0.7 million, due to lower spending on materials for wind turbine maintenance.

R$ million

Recurring Manageable Costs*	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Staff and management	83.8	65.4	28.1	239.3	213.7	12.0
Pension and welfare plans	19.0	16.9	12.5	58.6	52.4	11.8
Material	7.8	8.6	(8.4)	31.3	24.6	27.0
Third-party services	46.6	58.2	(20.0)	152.9	191.6	(20.2)
Other operating costs and expenses	69.4	60.2	15.4	168.8	176.6	(4.4)
TOTAL	**226.6**	**209.2**	**8.3**	**650.9**	**658.9**	**(1.2)**

*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, PPD, and ILP, personnel costs rose 9.8%, due to an increase of 81 employees compared with the same period last year and the effect of a 5.1% salary adjustment (cumulative INPC for the 12 months through September 2025).

R$ million

Recurring Personnel costs	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Staff and management	83.8	65.4	28.1	239.3	213.7	12.0
(-/+) Profit sharing, PPD and ILP	(22.4)	(9.5)	135.8	(54.5)	(32.8)	66.2
TOTAL	**61.4**	**55.9**	**9.8**	**184.8**	**180.9**	**2.2**

3.1.3 Recurring Net Income

R$ million

Net Income	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Reported Net Income	180.5	230.4	(21.7)	1,063.6	1,012.0	5.1
(-/+) Disposal of assets/asset swap	—	(35.4)	(100.0)	—	(345.7)	(100.0)
(-/+) Provision/Reversal for Voluntary Separation Program (VSP) indemnity	—	—	—	5.5	8.6	(36.0)
(-/+) IFRS effect (Revenue from Corporate/Regulatory Transfers)	61.2	45.4	34.8	1.7	121.9	(98.6)
(-/+) Tax adjustments on non-recurring items	(20.8)	(3.4)	—	(2.5)	73.2	(103.4)
Recurring Net Income	**220.9**	**237.0**	**(6.8)**	**1,068.3**	**869.9**	**22.8**

Recurring Net Income totaled R$ 220.9 million in 3Q26, a decrease of 6.8% (-R$ 16.1 million) compared to 3Q25.

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

I. **Recurring Ebitda:** a decrease of R$ 32.6 million, resulting from an increase in *curtailment,* a reduction in revenue from bilateral contracts, and lower transmission revenue*;*

II. **Income Tax and Social Contribution:** an increase of R$ 39.9 million, rising from -R$ 64.2 million in 3Q25 to -R$ 104.1 million in 3Q26, explained primarily by the utilization of tax benefits related to the payment of Interest on Equity (IoE) to the holding company in 3Q25, an event that did not occur in 3Q26; and

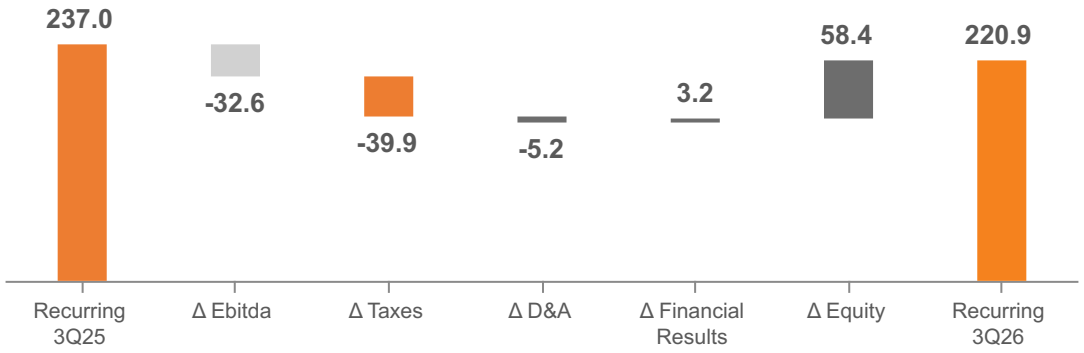
III. **Depreciation and amortization:** an increase of R$ 5.2 million, in line with the higher volume of investments made between the periods.

Conversely, these negative effects were partially offset by:

I. **Net financial income:** Net financial income showed an increase of R$ 3.2 million, shifting from a net expense of R$ 269.1 million in 3Q25 to R$ 265.8 million in 3Q26. This performance is mainly explained by the reduction in debt service expenses, reflecting the lower cumulative CDI between the periods (3.37% in 3Q26 compared to 3.65% in 3Q25), which reduced the average nominal cost of debt from 12.97% p.a. to 12.27% p.a., even in the face of higher average debt levels during the period and lower income from financial investments; and

II. **Equity Income:** an increase of R$ 58.4 million, a direct result of improved results from jointly controlled transmission companies, following the Annual Tariff Review in July 2026, with an average increase of 4.72%.

| Change in Net Recurring Income (R$ million)



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

R$ million

Recurring Key Indicators	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Net Operating Revenue (R$ million)	1,160.8	1,245.6	(6.8)	3,913.8	3,618.2	8.2
Operating Costs and Expenses (R$ million)	(663.8)	(710.9)	(6.6)	-1,935.7	-1,893.8	2.2
Operating Result (R$ million)	263.9	291.2	(9.4)	1,345.2	1,378.0	(2.4)
Net Income (R$ million)	220.9	237.0	(6.8)	1,068.3	869.9	22.8
Ebitda (R$ million)	688.5	721.1	(4.5)	2,550.4	2,265.6	12.6
Operating Margin	22.7%	23.4%	-0.7 p.p.	34.4%	38.1%	-3.7 p.p.
Net Margin	19.0%	19.0%	0 p.p.	27.3%	24.0%	3.3 p.p.
Ebitda Margin	59.3%	57.9%	1.4 p.p.	65.2%	62.6%	2.6 p.p.
Investment Program (R$ million)	429.4	140.5	205.6	1,047.1	313.7	233.8

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	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
(A) Corporate revenue[1]	**284.0**	**321.3**	**(11.6)**	**1,060.4**	**797.8**	**32.9**
O&M revenue and effective interest	272.5	318.8	(14.5)	1,038.4	789.1	31.6
Construction revenue and margin	101.0	54.5	85.3	232.7	165.7	40.4
Cost of construction	(89.5)	(52.1)	71.8	(210.6)	(156.9)	34.2
(B) Regulatory revenue[1]	**345.3**	**366.6**	**(5.8)**	**1,062.1**	**919.7**	**15.5**
(B-A) IFRS effect - Difference between regulatory and corporate revenue	**61.2**	**45.4**	**35.0**	**1.7**	**121.9**	**(98.6)**
(+/-) Effects on Equity of transmission companies[2]	(45.6)	11.3	—	(77.1)	(78.7)	(2.0)
IFRS effect in Transmission business	**15.6**	**56.7**	**(72.5)**	**(75.4)**	**43.2**	**—**

[1] Net of taxes and charges.

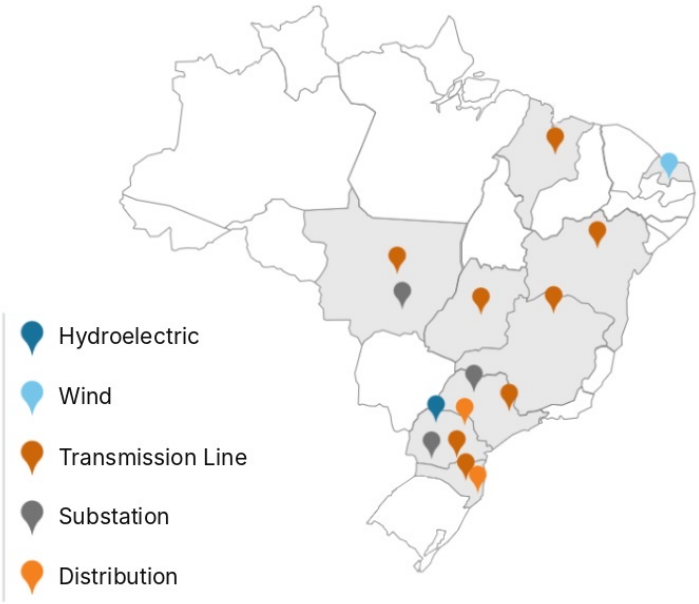
[2] Difference between corporate and regulatory profit of jointly owned subsidiaries in the transmission segment, proportional to GenCo's stake in the ventures.

3.2 Operational Performance

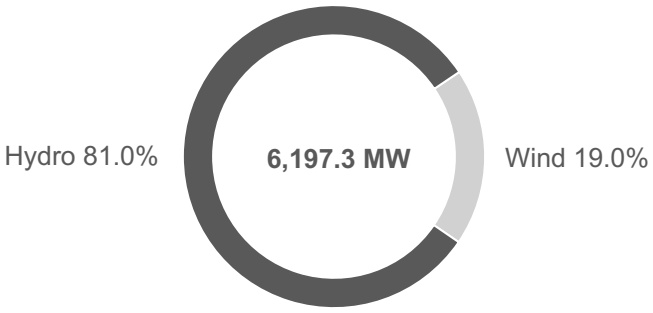
Operating in 9 Brazilian states, GenCo manages a diversified portfolio of hydroelectric and wind power plants, totaling 6,197.3 MW of installed capacity and an average of 2,679.7 MW of Physical Guarantee. In the Transmission segment, Copel operates a network totaling 9,700 km of transmission lines and 53 basic grid substations, based on its equity interests.

3.2.1 Generation

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

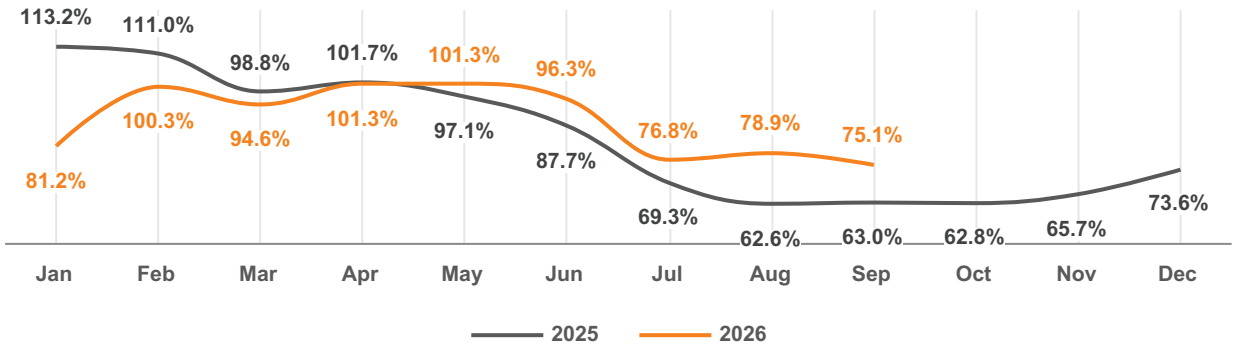


| Installed Capacity by Source



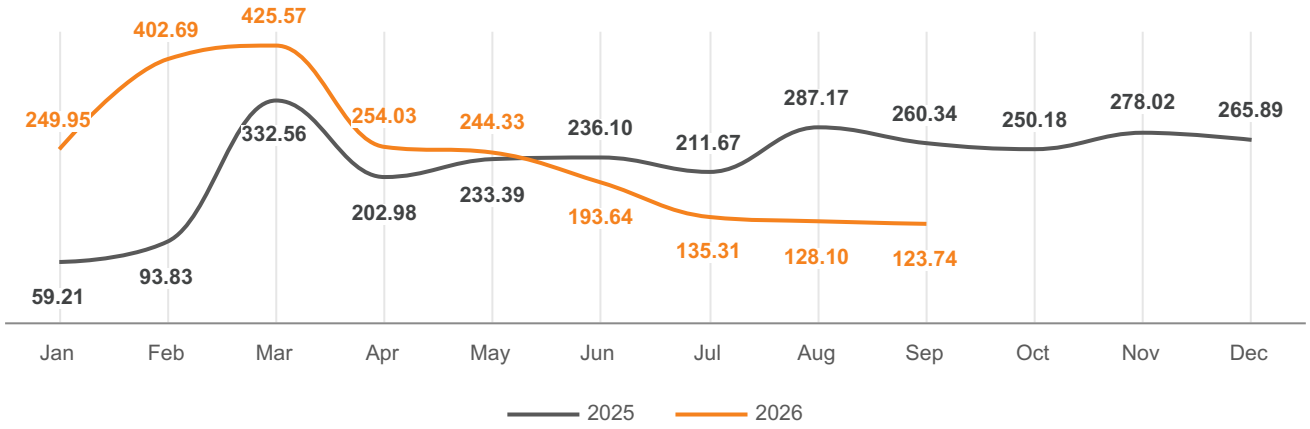
GenCo's hydroelectric generation was 42.1% higher in 3Q26 (6,263 GWh, compared to 4,406 GWh in 3Q25), due to favorable hydrological conditions during the period, influenced by the *El Niño* phenomenon. At wind farms, generation was 10.4% lower in 3Q26 (826 GWh, compared to 922 GWh in 3Q25), primarily due to increased curtailment in 3Q26 (42.3%, compared to 34.1% in 3Q25).

| GSF - Generation Scaling Factor (Seasonalized)



source: CCEE

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



source: CCEE

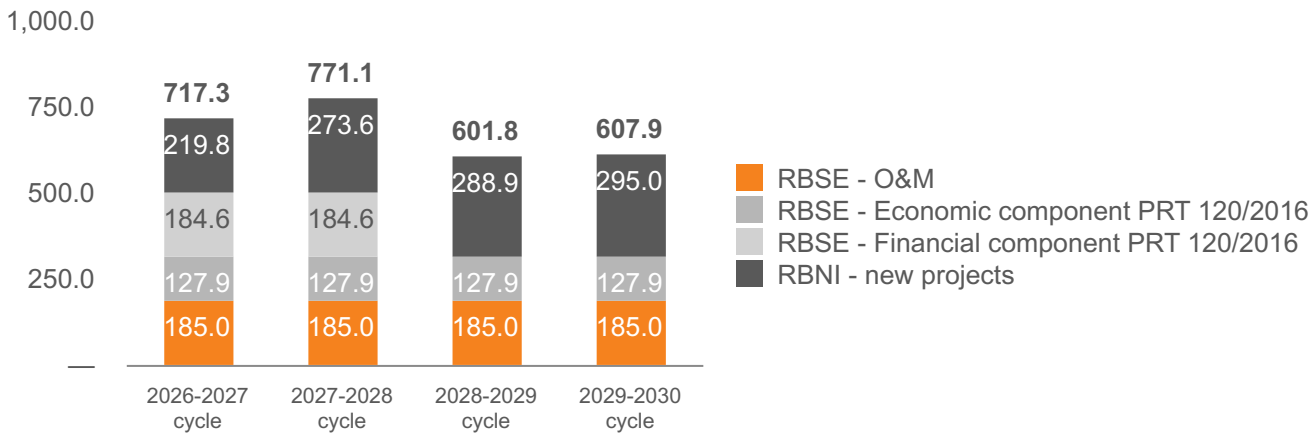
3.2.2 Transmission

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, Copel provides services to projects operated by other utilities. The transmission projects comprise 16 contracts for GenCo's own transmission lines, including its special-purpose entities (SPEs), as well as the 6 SPEs in which GenCo holds an equity interest.

RBSE

Below we describe the cash flow for the portion of revenue related to the Basic Network of the Existing System (RBSE)[5] for the upcoming cycles. It is important to note that these figures 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 figures 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.

[5] 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.



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 Trading Strategy

4.1 Business Context

Copel's marketing strategy 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 TradeCo, Copel consolidates its presence 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 Spot 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 September 30, 2026, the TradeCo reported:

- 1,712 active customers across 23 states; and
- 7,762 GWh of energy sold, an increase of 6.8% compared to the same period the previous year. The result reflects the portfolio's commercial selectivity, prioritizing margin optimization and the balance between scale, risk, and profitability.

4.2 Commercial Performance

In the third quarter of 2026, the volume of energy sold from the GenCo's portfolio (hydro and wind) totaled 4,801 GWh, representing a 2.3% increase compared to 3Q25. This change stems from a combination of two main factors:

- An increase in the volume settled on the short-term market (CCEE), driven by a more favorable GSF in 3Q26 compared to 3Q25, which expanded the allocation and physical sale of hydroelectric power surpluses; and
- Expansion of the commercial portfolio and selectivity in the Free Contracting Environment (ACL), with greater reach and the origination of new customized bilateral contracts by the TradeCo, offsetting the impacts of wind power curtailment.

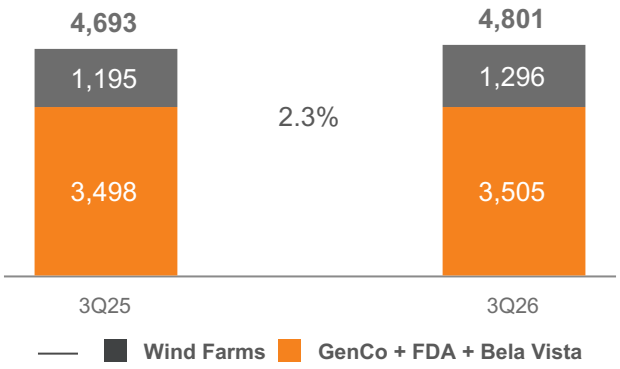
Conversely, the medium and long-term contracting strategy remains focused on capturing favorable price windows in future time horizons. Attention was primarily focused on the year 2027, pricing in the hydrological effects and volatility resulting from the *El Niño* climate phenomenon, whose structural impact is not expected to extend to forward prices from 2028 onward.

Combined with sales growth, the profitability achieved in the quarter is the result of dynamic and active portfolio management, as well as the exploitation of market asymmetries:

- **Hourly Curves (Hydro Modulation):** Generation during the hours of highest value and peak PLD generated gains of approximately R$ 44.1 million in 3Q26;
- **Submarket Arbitrage and Hedging:** The depreciation of the Southern submarket resulted in a negative impact of R$ 0.2 million. This year-over-year decline, caused by an unfavorable divergence from the PLD and margin compression, was significantly mitigated by positive hedging transactions throughout the period.

- **Delinquency:** Even in the face of a more challenging industry environment and greater aversion to counterparty risk, Copel maintained a delinquency rate of just 0.01% on energy sales, demonstrating the robustness of its controls and the quality of its portfolio;
- **Active Market Monitoring:** Continuous monitoring using quantitative risk metrics — including *Value at Risk* (VaR 95%), *drawdown* limits, and liquidity indicators — ensuring protection against unfavorable short-term exposures; and
- **Commercial Presence and Customized Solutions:** Copel's institutional strength, combined with a consultative sales force and the ability to structure flexible products, supported growth in market share in the Free Contracting Environment (ACL), totaling 1,712 active customers and 7,762 GWh sold (+6.8% year-over-year).

| 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 and power purchase and sale agreements in effect as of September 30, 2026. The breakdown of the contracted portfolio and average selling prices illustrates how Copel manages hydrological, regulatory, and market risks, balancing cash flow predictability with commercial flexibility to operate efficiently and maximize earnings throughout the electricity sector's cycles.

(MWavg)

Energy balance - GenCo - Sep./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	154	177	41	10
Total Own Resources + Purchases	**2,588**	**2,622**	**2,505**	**2,482**
Total Sold	**2,205**	**2,150**	**1,824**	**1,179**
Sales (Regulated)	706	706	706	706
Sales (Regulated) %	27%	27%	28%	28%
Sales (Free Market)	1,499	1,444	1,118	473
Sales (Free Market) %	58%	55%	45%	20%
Total Available	383	472	681	1,303
Total Available (%)	15%	18%	27%	52%
Average price of energy sold (R$/MWh)(4)	200.11	207.56	210.88	225.51

Reference: September/26

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

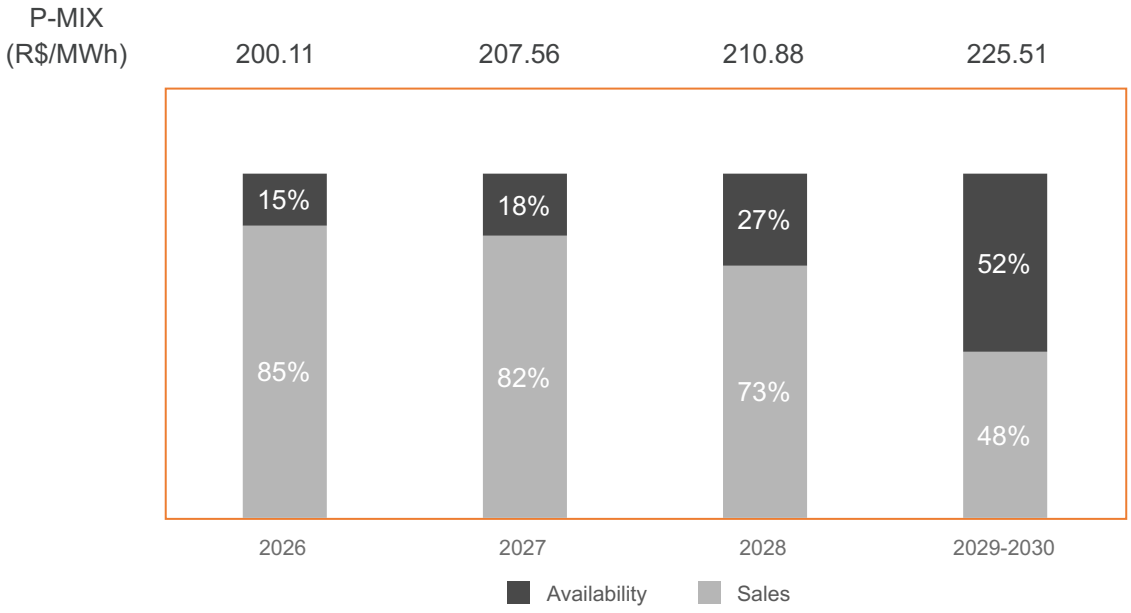
(2) GPS 70% (quota regime).

(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)



Availability	2026	2027	2028	2029-2030
Hydro (%)[1]	20%	26%	40%	77%

(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.

Energy Balance Notes:
(i) net of losses and internal consumption;
(ii) assuming constant GFs for wind SPEs across all periods;
(iii) taking into account energy purchases in each period;
(iv) prices were adjusted according to contractual adjustment indices, from the respective reference dates through September 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 September 30, 2026, was taken into account; (viii) the Mauá Hydroelectric Plant has 96% GSF insurance;
(ix) short-term ballast sales transactions are not considered; and
(X) for the 2029–2030 figures, this refers to the weighted average of total own resources plus purchases for the respective years.

5 Copel Distribuição (DisCo)

5.1 Economic and Financial Performance

5.1.1 Ebitda

DisCo reported a recurring Ebitda of R$ 1,107.7 million in 3Q26, an increase of 70.2% (R$ 456.8 million) compared to 3Q25. Performance during the period was driven primarily by the Periodic Tariff Reset (RTP/2026) of June 2026, which generated an average positive effect of 8.6% on Part B, primarily reflecting the recognition of the asset base for the rate cycle, as well as by the 5.8% growth in the Billed Grid Market, already taking into account the deduction of energy offset by Mini and Micro Distributed Generation (MMGD). Market expansion was driven by higher temperatures, which boosted consumption; continued economic growth in Paraná; and a 1.9% increase in the customer base over the period.

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

R$ million

Recurring Ebitda	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Ebitda	1,116.3	687.8	62.3	2,939.7	1,973.6	49.0
(-/+) Provision/Reversal for Voluntary Separation Program (VSP) indemnity	—	—	—	13.2	12.2	8.2
(-/+) New Replacement Value (VNR)	(8.5)	(36.9)	(76.8)	(317.3)	(72.7)	336.5
Recurring Ebitda	**1,107.8**	**650.9**	**70.2**	**2,635.6**	**1,913.1**	**37.8**

The increase in recurring Ebitda was driven by a combination of the following factors:

I. an increase of R$ 470.9 million (+45.9%) in the distribution gross margin (as detailed in item 5.1.2), an indicator that reflects the amount retained by the distributor to cover the costs of its operations, after deducting costs directly associated with the purchase of electricity and Sector Charges.

II. a reduction of R$ 13.9 million in provisions and reversals due to a R$ 34.5 million decrease in the provision for litigation, partially offset by a R$ 20.5 million increase in Expected Credit Losses and Bad Debt (PECLD); and

III. an increase of R$ 8.6 million in other revenue, resulting primarily from infrastructure-sharing revenue;

The increase in recurring Ebitda between the periods analyzed was partially offset by a R$ 36.5 million (+8.3%) increase in Recurring Manageable Costs (PMSO) compared to 3Q25, as detailed in section 5.1.3

5.1.2 Gross Distribution Margin:

R$ million

Gross Distribution Margin	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Electricity sales to final customers	1,934.9	1,463.7	32.2	5,313.4	4,770.0	11.4
Electricity sales to distributors and energy traders	2.0	183.4	(98.9)	30.2	284.7	(89.4)
Electricity Grid Availability	2,171.6	1,556.8	39.5	5,614.8	4,782.3	17.4
Net income from Sector Financial Assets and Liabilities	346.7	845.4	(59.0)	1,701.1	1,408.2	20.8
Net Operating Revenue from Distribution	**4,455.2**	**4,049.3**	**10.0**	**12,659.5**	**11,245.2**	**12.6**
(-) Electricity Purchased for Resale	2,150.3	2,344.8	(8.3)	6,651.7	6,170.3	7.8
(-) Electricity Grid Usage Charges	807.7	678.2	19.1	2,225.9	2,024.5	9.9
Gross Distribution Margin	**1,497.2**	**1,026.3**	**45.9**	**3,781.9**	**3,050.4**	**24.0**

The key results for the margin were:

I. a R$ 614.8 million increase in Revenue from Available Funds, reflecting the 23.91% adjustment in the TUSD (RTP/2026) and the 5.7% increase in consumption in the Grid Market (excluding MMGD). Market performance was driven primarily by the residential and commercial segments, benefiting from higher temperatures recorded during the quarter and the continued expansion of economic activity within the concession area;

II. an increase of R$ 471.2 million in Revenue from electricity sales to final customers, reflecting a 6.2% growth in energy consumption in the Captive Market and the effect of the June 2026 rate adjustment, which raised the electricity rate by 13.39%;

III. a decrease of R$ 194.5 million in Energy Purchased for Resale due to lower energy consumption under auction contracts; reduced costs in the MCP due to the decline in the PLD resulting from more favorable hydrological conditions; and lower energy consumption at Itaipu. This change was partially offset by the higher volume of energy from the MMGD compensation system between the periods;

IV. a decrease of R$ 498.7 million in CVA (Sector Financial Assets and Liabilities) as a result of the tariff hedge covering costs related to Part A, particularly due to lower energy purchases;

V. a reduction of R$ 181.4 million in Revenue from electricity sales to to distributors and energy traders, reflecting the lower average PLD during the period under review, which impacted settlements in the MCP (CCEE) and revenue from bilateral contracts; and

VI. an increase of R$ 129.5 million in Electricity Grid Usage Charges, due to higher costs related to the use of the Basic Grid's transmission infrastructure, resulting from increased consumption.

5.1.3 Recurring Manageable Costs (PMSO)

R$ million

Recurring Manageable Costs (PMSO) [1]	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Staff and management	161.3	115.8	39.2	442.7	387.8	14.2
Pension and welfare plans	41.8	38.1	9.7	127.2	115.5	10.1
Material	15.7	10.3	52.4	44.1	38.3	15.1
Third-party services	234.2	216.4	8.2	646.4	617.9	4.6
Other operating costs and expenses	26.0	61.8	(57.9)	103.1	154.7	(33.4)
TOTAL	**478.9**	**442.4**	**8.3**	**1,363.5**	**1,314.2**	**3.8**

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

Recurring PMSO (excluding the effects of non-recurring items, provisions, and reversals) increased by R$ 36.5 million (+8.3%) in 3Q26 compared to 3Q25. This increase is primarily explained by the following factors:

I. a R$ 45.4 million (+39.2%) increase in Personnel costs, primarily reflecting the 5.1% salary adjustment resulting from the Collective Bargaining Agreement (ACT, effective as of October 2025) and the restructuring of the workforce aimed at strengthening operations and improving service quality;

II. an increase of R$ 17.8 million in third-party service costs, reflecting the intensification of maintenance on the electrical system, which was prioritized to mitigate the emergency impacts resulting from the *El Niño* climate phenomenon;

III. an increase of R$ 5.4 million in Materials, particularly electrical supplies for maintenance and fuel, resulting from fleet maintenance needs and support for emergency incidents during the period; and

IV. a decrease of R$ 35.9 million in Other Operating Costs and Expenses, mainly due to lower losses from the decommissioning of assets and rights, reflecting the lower number of fixed asset write-offs in the distribution network.

R$ million

Recurring Personnel Costs	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Staff and management	161.3	115.8	39.2	442.7	387.8	14.1
(-/+) Profit sharing, PPD and ILP*	(43.3)	(14.8)	192.0	(106.9)	(72.7)	47.2
TOTAL	**118.0**	**101.0**	**16.8**	**335.8**	**315.2**	**6.5**

Recurring personnel expenses, excluding the effects of profit-sharing (PLR), performance-based bonuses (PPD), and long-term incentives (ILP), increased by R$ 17.0 million, primarily reflecting a 5.1% salary adjustment (cumulative INPC for the 12 months through September 2025).

5.1.4 Net Recurring Income

R$ million

Net Income	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Net Income	476.5	225.3	111.4	1,174.7	610.7	92.3
(-/+) Provision/Reversal for Voluntary Separation Program (VSP) indemnity	—	—	—	13.2	12.2	8.2
(-/+) New Replacement Value (VNR)	(8.6)	(36.9)	(76.7)	(317.3)	(72.7)	336.5
(-/+) Tax Adjustments on Non-Recurring Items	2.9	12.5	(76.8)	103.4	20.6	402.8
Recurring Net Income	**470.8**	**201.0**	**134.2**	**974.0**	**570.8**	**70.6**

Net Recurring Income reached R$ 470.8 million in 3Q26, an increase of 134.3% (+R$ 269.9 million) compared to 3Q25.

This improved result was driven by the company's operating performance during the period, with a R$ 456.8 million increase in Recurring Ebitda. On the non-operating side, the result was influenced by:

I. Net financial income declined by R$ 30.7 million, due to:

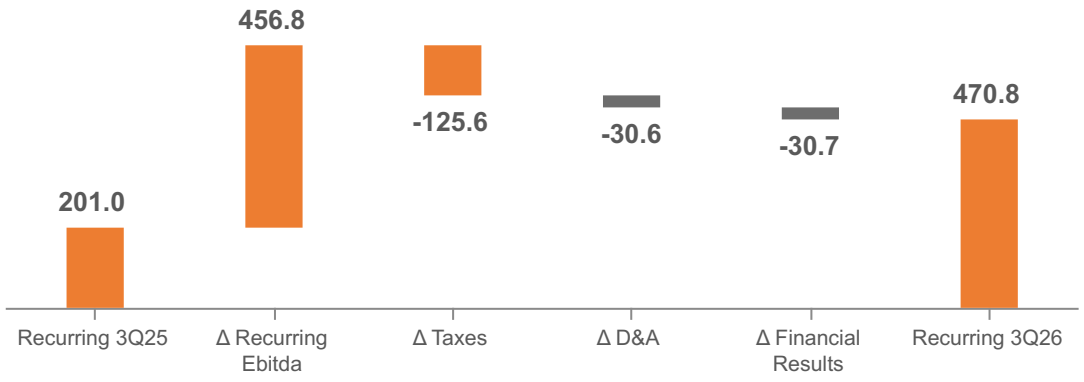
a. A 66.7% decline in financial income (-R$ 129.7 million): driven by the adjustment of market curves at the end of the quarter, resulting in lower net gains from the mark-to-market (MtM) valuation of debt instruments;

b. A 26.5% reduction in financial expenses (-R$ 99.1 million): a mitigating effect driven by lower debt service expenses due to the lower cumulative CDI (3.37% in 3Q26 vs. 3.65% in 3Q25), in addition to lower currency fluctuations and swap costs, offsetting the impact of funding raised during the period.

II. by a R$ 30.6 million (+17.1%) increase in depreciation and amortization expenses, resulting from the expansion of the asset base in service; and

III. by a R$ 125.6 million increase in income tax and social contribution, due to higher taxable income for the period.

| Change in Net Recurring Income (R$ million)



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

Recurring Key Indicators	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
Net Operating Revenue[1] (R$ million)	4,604.4	4,190.0	9.9	13,100.1	11,643.8	12.5
Operating Costs and Expenses (R$ million)	3,706.8	3,718.5	(0.3)	(11,083.3)	(10,250.6)	8.1
Operating Income (R$ million)	687.0	291.5	135.7	1,308.4	824.2	58.7
Net income (R$ million)	470.8	201.0	134.2	974.0	570.8	70.6
Ebitda (R$ million)	1,107.7	650.9	70.2	2,635.6	1,913.1	37.8
Operating Margin	14.9%	7.0%	7.9 p.p.	10.0%	7.1%	2.9 p.p.
Net Margin	10.2%	4.8%	5.4 p.p.	7.4%	4.9%	2.5 p.p.
Ebitda Margin	24.1%	15.5%	8.6 p.p.	20.1%	16.4%	3.7 p.p.
Investment Program (R$ million)	559.4	840.0	(33.4)	1,477.2	2,317.7	(36.3)

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

5.2 Operational Performance

5.2.1 Grid Market (TUSD)

In 3Q26, electricity consumption in DisCo's Grid Market (TUSD) grew 5.7% compared to the same period last year. Billed Grid Market revenue, which excludes a portion of the energy offset by MMGD, increased by 5.8% in 3Q26 compared to 3Q25. This result stems primarily from strong performance in the residential and commercial segments. This growth was driven by higher temperatures, which boosted consumption during the period, and by the continued expansion of economic activity and services in Paraná. Additionally, lower solar radiation in the region reduced energy generation from Mini and Micro Distributed Generation (MMGD) systems, increasing the demand billed by Copel's grid.

5.2.2 Captive Market

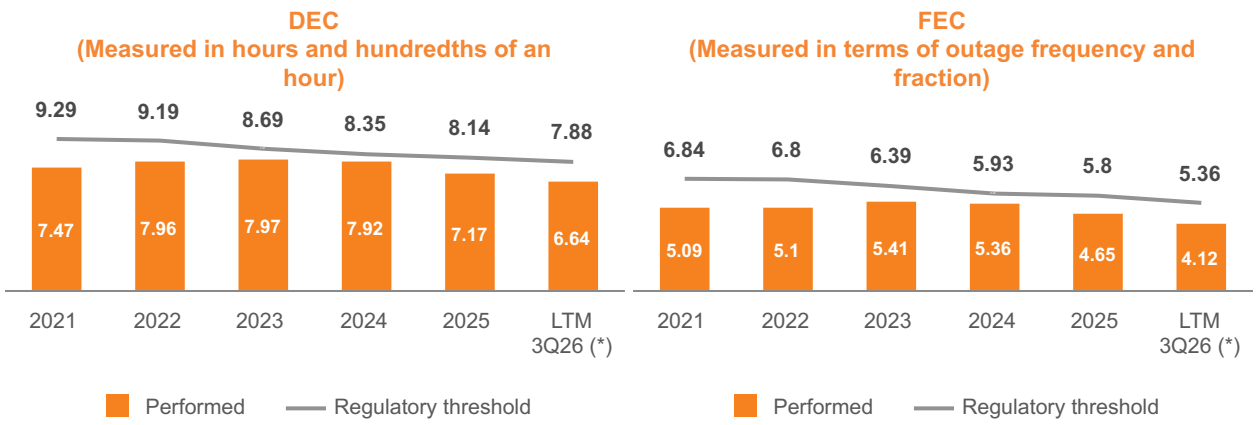
The Captive Market saw a 6.2% increase in electricity consumption in 3Q26 compared to the same period of the previous year. Billed Captive Market consumption, which includes energy offset by MMGD, rose 6.4% in 3Q26, in line with the factors that drove the expansion of the Grid Market.

5.2.3 Operational data

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 cumulative result for the last 12 months (LTM) calculated in September 2026 was 6.64 hours, while for the FEC it was 4.12 outages, both within the established regulatory limit. It should be noted that, among the periods comprising the 12-month period (LTM), the data for 3Q26 are preliminary.



(1) Preliminary data for 3Q26, which is included in the LTM results.

Losses - Distribution losses can be defined as the difference between the electricity purchased by distributors and that billed to their consumers, 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. The table below shows the trend in total losses (technical and non-technical):

GWh - 12 Months	Sep-22	Sep-23	Sep-24	Sep-25[1]	Sep-26
Injected Energy	35,216	35,781	39,056	39,610	41,344
Distribution Losses	2,651	2,746	3,090	2,948	3,350
Technical Losses[2]	2,038	2,070	2,260	2,292	2,567
Non-Technical Losses	614	676	830	656	782

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

[2] Does not include losses from the Basic Network

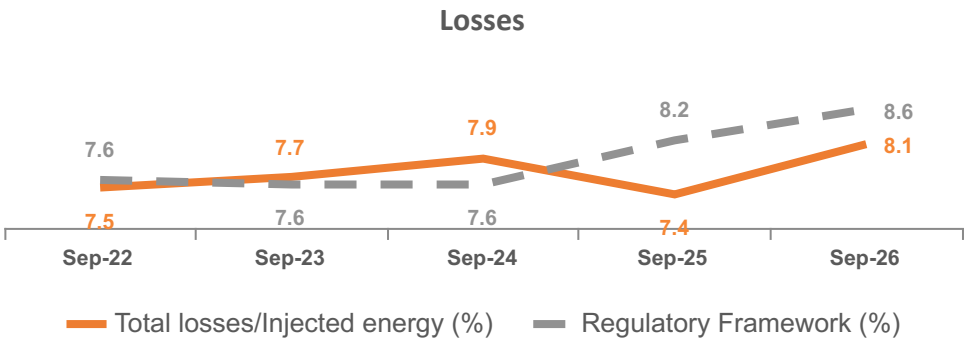
Non-Technical Losses, calculated as the difference between total losses and technical losses, are associated, among other factors, with the socioeconomic conditions of the concession areas, the characteristics of the market served, and the effectiveness of the distributor's management and oversight processes.

In this context, Copel maintains a Permanent Program to Combat Non-Technical Losses, developed by specialized multidisciplinary teams and supported by measurement, monitoring, and analytical intelligence technologies, with a focus on preventing, identifying, and rectifying irregularities, recovering revenue, and improving operational efficiency. Among the key initiatives are:

- **Intelligence and Analytical Modeling:** Use of data, smart meter alarms, and analytical models for the effective screening of anomalies and prioritization of inspections at medium and low-voltage facilities;
- **Multidisciplinary Approach:** Integration among measurement, consumption analysis, operational intelligence, and inspection teams in the investigation and resolution of discrepancies;
- **Investment in Technology:** Continuous modernization of meters, field equipment, and systemic monitoring tools;
- **Technical Training:** Ongoing training to enhance the capabilities of operational teams combating fraud;

- **Engagement and Awareness:** Educational initiatives and awareness campaigns through the media and notices on bills;
- **Institutional and Legal Coordination:** Joint operations with public security forces and formal referral of evidence of illegal activity to the competent authorities, in accordance with current regulations.

As provided for in the concession agreement, the pass-through of losses via rates is limited to Aneel's regulatory cap. In line with this target, DisCo reported total losses in September 2026 that were 0.46% below the permitted limit. This result reflects the revised targets set forth in CP 09/24 and the recent impacts of the Periodic Tariff Reset (RTP 2026).



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 and on 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 comprehensive culture of sustainability, driven by 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 guide projects and initiatives, such as the *Carbon Neutrality Plan*, through which the Company is taking steps to offset 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 sphere, the *"People"* pillar is central, with a focus 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 toward employees and stakeholders, while also strengthening engagement with communities.

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

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

In this way, Copel integrates its strategy across the board, committed to sustainable development, creating 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 is once again included in the IDIVERSA B3:** Copel has once again been included in the IDIVERSA B3 portfolio, the Brazilian stock exchange's leading index focused on publicly traded companies that stand out for their commitment to and promotion of diversity. Its uninterrupted inclusion in the index—from 2023 through the 2026 portfolio—reaffirms the importance of strengthening internal practices and governance in this area.
- **Professional training program supported by Copel trains 22 female refugees in Curitiba:** The initiative aims to promote the integration of female refugees into the Brazilian labor market through professional training and the strengthening of financial autonomy. Through this initiative, the company reaffirms its commitment to the environmental, social, and governance (ESG) agenda, as well as the promotion of human rights.
- **Copel is recognized as one of the highest-rated companies in the Latin American electricity sector:** Copel was recognized as one of the highest-rated companies in the Latin American electricity sector in the 2026 edition of the Latin America Executive Team. The results reflect the market's perception of the quality of management, corporate governance, and companies' relationships with investors, based on evaluations by professionals who continuously monitor the performance of publicly traded companies in the region.

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	3Q26	3Q25	Δp.p	9M26	9M25	Δ
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 (tCO2)[1] (*)	–	—	—	3,853.2	4,937.7	(1,084.5)
Scope 2 GHG emissions (tCO2)[2] (*)	–	—	—	82,628.1	169,117.0	(86,488.9)

[1]Scope 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.

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

(*) Scope 1 and 2 values expressed as absolute change (tCO2e), rather than p.p.

Social Indicator	3Q26	3Q25	Δp.p	9M26	9M25	Δp.p
Women at Copel (% of Own Employees)	21.0	22.5	(1.5)	21.0	22.5	(1.5)
Women at Copel (% Third-Party Employees)	21.3	14.5	6.8	21.3	14.5	6.8
Accident frequency rate - TFIFR (% Own Employees)	1.2	0.8	0.4	1.2	0.8	0.4
Accident frequency rate - TFIFR (% Third-Party Employees)	2.1	2.9	(0.8)	2.1	2.9	(0.8)

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	3Q26	3Q25	Δp.p	9M26	9M25	Δp.p
Women in leadership positions (%)	21.3	22.2	(0.9)	21.3	22.2	(0.9)
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 (%)*	69.0	95.0	(26.0)	69.0	95.0	(26.0)

*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	ISE B3	S&P Global	CDP	ICO2 B3	IDIVERSA B3	SUSTAINALYTICS	MSCI
Ranking	88.21% Ranked 10th	CSA Score 84	A	Yes	Yes	Medium Risk	AA
Reference Year	2026	2026	2025	2026	2026	2026	2026

7 Other highlights from the period

7.1 Conclusion of the divestment of equity interest in HPP Dona Francisca

On August 6, the Company concluded the sale of its equity interest in Dona Francisca Energética S.A. to Gerdau S.A. Upon the closing of the transaction, Copel received the full amount of R$ 150,719,205.75. The divestment reaffirms Copel's commitment to optimizing its portfolio, simplifying its corporate structure, and focusing investments on strategic assets. For more information, please access Notice to the Market 13/26.

7.2 Copel is the largest company in Paraná and the 5th largest in the South

On October 13, the 2026 edition of the ranking of the 100 Largest Companies in Paraná was released. Created by Grupo AMANHÃ in partnership with PwC Brasil, the ranking consolidates Copel as the largest company in Paraná and the fifth largest in the Southern Region. This recognition reflects Copel's commitment to service quality, financial discipline, and investments.

7.3 Copel is awarded for accounting quality and transparency

On October 14, the Company received the 2026 Transparency Trophy, awarded by the National Association of Finance, Administration, and Accounting Executives (Anefac) in recognition of the quality, clarity, and consistency of the information disclosed to the market and society.

7.4 Copel is awarded as the best Power Generation and Transmission Company in Brazil

On October 21, the Company was recognized by the ONS (National Grid Operator) as the best hydroelectric power generator - with Foz do Areia securing second place - and the best alternating current transmission utility in the country during the ONS Operational Quality Award ceremony. The award recognizes agents that stand out for their contribution to the safety, reliability, and efficiency of the National Interconnected System (SIN).

7.5 Copel Receives National Recognition for Its Performance in Sustainability, Climate, and Diversity

Copel was recognized by Brasil, Bolsa, Balcão - B3 for simultaneously being included in the 2026 portfolios of the Corporate Sustainability Index (ISE B3), the Carbon Efficiency Index (ICO2 B3), and the Diversity Index (Idiversa B3). This achievement reflects the company’s progress in corporate governance, transparency, climate change management, and the promotion of diversity and inclusion — criteria evaluated by B3 in determining the key sustainability indicators for the Brazilian market.

7.6 Copel Wins the “Connections That Inspire” Award

Copel took 2nd place in the 6th edition of the “Connections That Inspire” Award for its “Iluminando Gerações” (Lighting Up Generations) program, an initiative aimed at raising awareness among children and adolescents about the safe and efficient use of electricity. With over 50 years of history, the program serves students in grades 3 through 9 of elementary school, promoting knowledge

about electrical safety, conscious consumption, and the preservation of natural resources. The initiative originated from the volunteer work of the Company's employees, who recognized the importance of educating children about the risks associated with electricity. Over the years, the initiative has evolved into a structured, ongoing program with broad social reach, reinforcing Copel's commitment to education, safety, and the development of the communities it serves.

Organized by the Corporate Volunteer Community (CBVC), the "Connections That Inspire" Award recognizes organizations that encourage their employees to engage in initiatives capable of generating positive impact and sustainable social transformation.

7.7 Creation of the Vice-Presidency of Operations

The Board of Directors approved the creation of the Vice-Presidency of Operations, which integrates the Company's operational management with the generation, transmission, distribution, and trading segments. To lead the Vice-Presidency of Operations, Mr. Rogério Pereira Jorge was nominated. The executive, currently the Chief Executive Officer of Copel GenCo, has over 28 years of experience in the Brazilian electricity sector and, if approved, will be inaugurated into the new Vice-Presidency on January 4, 2027. For more information, please access Notice to the Market 15/26.

7.8 Delisting of Latibex Shares

On October 30, the Board of Directors of BME Markets & Exchanges approved the request for the delisting of shares issued by Copel on the Latin American Stock Market (Latibex), a segment of the Madrid Stock Exchange. The delisting is aligned with Copel's corporate simplification strategy. For further information, please access Material Fact 07/26.

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	Result by Subsidiary
INCOME STATEMENTS	GENCO INCOME STATEMENT
BALANCE SHEET	DISCO INCOME STATEMENT
CASH FLOW	TRADECO INCOME STATEMENT
EBITDA AND FINANCIAL RESULT	

The remaining tables are available on the Investor Relations website.

To access them, click here.



CONSOLIDATED RESULTS - Income Statement

R$ '000

Income Statement	3Q26	3Q25	Δ%	9M26	9M25	Δ%
OPERATING REVENUES	**6,953,118**	**6,811,177**	**2.1**	**20,938,880**	**18,928,417**	**10.6**
Electricity sales to final customers	2,274,955	1,878,258	21.1	6,251,490	5,982,373	4.5
Electricity sales to distributors	1,277,379	1,241,556	2.9	4,078,554	3,357,229	21.5
Use of the main distribution and transmission grid	2,307,857	1,752,729	31.7	6,265,165	5,212,408	20.2
Construction revenue	623,105	952,822	(34.6)	1,844,596	2,435,282	(24.3)
Fair value of assets from the indemnity for the concession	8,557	36,909	(76.8)	317,327	72,651	336.8
Result of Sectorial financial assets and liabilities	346,698	845,437	(59.0)	1,701,132	1,408,164	20.8
Other operating revenues	114,567	103,466	10.7	480,616	460,310	4.4
(-/+) Recurring Adjustments	(518,777)	(898,992)	(42.3)	(2,157,436)	(2,402,235)	(10.2)
RECURRING NET OPERATING REVENUE	**6,434,341**	**5,912,185**	**8.8**	**18,781,444**	**16,526,182**	**13.6**
OPERATING COSTS AND EXPENSES	**(5,535,744)**	**(5,866,333)**	**(5.6)**	**(16,554,826)**	**(15,545,166)**	**6.5**
Electricity purchased for resale	(3,003,390)	(3,083,439)	(2.6)	(8,928,810)	(7,899,201)	13.0
Charge of the main distribution and transmission grid	(788,857)	(687,026)	14.8	(2,217,539)	(2,080,127)	6.6
Personnel and management	(293,242)	(212,592)	37.9	(824,501)	(704,166)	17.1
Pension and healthcare plans	(63,754)	(57,932)	10.0	(194,537)	(176,884)	10.0
Materials and supplies	(24,055)	(19,122)	25.8	(77,281)	(64,036)	20.7
Third-party services	(287,462)	(287,408)	—	(832,487)	(848,418)	(1.9)
Depreciation and amortization	(411,796)	(376,524)	9.4	(1,221,068)	(1,092,755)	11.7
Provisions and reversals	(57,640)	(85,565)	(32.6)	(249,735)	(240,010)	4.1
Construction cost	(611,566)	(950,376)	(35.7)	(1,822,593)	(2,426,558)	(24.9)
Other cost and expenses	6,018	(106,349)	(105.7)	(186,275)	(13,011)	1331.7
(-/+) Recurring Adjustments	495,548	915,025	(45.8)	1,725,468	2,101,794	(17.9)
RECURRING OPERATING COSTS AND EXPENSES	**(5,040,196)**	**(4,951,308)**	**1.8**	**(14,829,358)**	**(13,443,372)**	**10.3**
EQUITY IN EARNINGS OF SUBSIDIARIES	**92,983**	**37,329**	**149.1**	**218,651**	**202,001**	**8.2**
PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND TAXES	**1,510,357**	**982,173**	**53.8**	**4,602,705**	**3,585,252**	**28.4**
PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND RECURRING TAXES	**1,487,128**	**998,206**	**49.0**	**4,170,737**	**3,284,811**	**27.0**
FINANCIAL RESULTS	**(482,851)**	**(442,561)**	**9.1**	**(1,341,297)**	**(1,290,947)**	**3.9**
Financial income	118,472	352,570	(66.4)	1,241,314	1,025,522	21.0
Financial expenses	(601,323)	(795,131)	(24.4)	(2,582,611)	(2,316,469)	11.5
(-/+) Recurring Adjustments	—	—	—	(284,424)	—	—
RECURRING FINANCIAL RESULT	**(482,851)**	**(442,561)**	**9.1**	**(1,625,721)**	**(1,290,947)**	**25.9**
OPERATIONAL EXPENSES/ INCOME	**1,027,506**	**539,612**	**90.4**	**3,261,408**	**2,294,305**	**42.2**
RECURRING OPERATING INCOME	**1,004,277**	**555,645**	**80.7**	**2,545,016**	**1,993,864**	**27.6**
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT	**(339,075)**	**(175,437)**	**93.3**	**(831,474)**	**(691,901)**	**20.2**
Income tax and social contribution on profit	(282,627)	(72,813)	288.2	(538,230)	(225,119)	139.1
Deferred income tax and social contribution on profit	(56,448)	(102,624)	(45.0)	(293,244)	(466,782)	(37.2)
(-/+) Recurring Adjustments	7,898	(5,450)	(244.9)	243,573	102,151	138.4
RECURRING INCOME TAX AND SOCIAL SECURITY CONTRIBUTIONS	**(331,177)**	**(180,887)**	**83.1**	**(587,901)**	**(589,750)**	**(0.3)**
NET INCOME continuing operations	**688,431**	**364,175**	**89.0**	**2,429,934**	**1,602,404**	**51.6**
REPORTED NET INCOME continuing operations	**673,100**	**374,758**	**79.6**	**1,957,115**	**1,404,114**	**39.4**
NET INCOME discontinued operations	**—**	**18,898**	**—**	**—**	**18,898**	**—**
NET INCOME	**688,431**	**383,073**	**79.7**	**2,429,934**	**1,621,304**	**49.9**
NET RECURRING INCOME	**673,100**	**393,656**	**71.0**	**1,957,115**	**1,423,012**	**37.5**
Ebitda continued operations	**1,922,153**	**1,358,697**	**41.5 %**	**5,823,773**	**4,678,007**	**24.5 %**
RECURRING EBITDA	**1,805,941**	**1,337,401**	**35.0 %**	**5,173,154**	**4,175,565**	**23.9 %**

CONSOLIDATED RESULTS - Balance Sheet

R$ '000

Assets	Sep-26	Dec-25	Δ%
CURRENT	**13,156,274**	**10,881,654**	**20.9**
Cash and cash equivalents	5,052,790	3,130,363	61.4
Bonds and securities	4,090	895	357.0
Collaterals and escrow accounts	9	9	—
Customers	4,604,220	4,300,957	7.1
Dividends receivable	175,038	141,297	23.9
Sectorial financial assets	825,317.0	400,463	106.1
Account receivable related to concession	14,931	12,867	16.0
Contract Assets	433,063	392,594	10.3
Fair value in energy purchase and sale operations	271,285	263,645	2.9
Other current receivables	832,075	1,050,086	(20.8)
Inventories	153,825	173,398	(11.3)
Income tax and social contribution	295,322	502,825	(41.3)
Other current recoverable taxes	428,788	426,106	0.6
Prepaid expenses	65,521	60,972	7.5
Related parties	—	—	—
Assets held for sale	—	25,177	(100.0)
NON-CURRENT	**51,362,489**	**49,532,802**	**3.7**
Long Term Assets	**20,533,136**	**19,065,339**	**7.7**
Bonds and securities	658,100	690,886	(4.7)
Other temporary investments	43,837	30,627	43.1
Customers	155,227	162,189	(4.3)
Judicial deposits	346,865	373,949	(7.2)
Sectoral financial assets	872,199	400,463	117.8
Account receivable related to concession	5,153,759	4,590,579	12.3
Contract Assets	9,854,271	9,202,412	7.1
Fair value in energy purchase and sale operations	696,338	597,856	16.5
Other non-current receivables	900,971	794,296	13.4
Income tax and social contribution	105,122	102,589	2.5
Deferred income tax and social contribution	786,592	991,404	(20.7)
Other non-current recoverable taxes	943,585	1,127,582	(16.3)
Prepaid expenses	16,270	507	3,109.1
Investments	**2,935,635**	**2,849,002**	**3.0**
Property, plant and equipment, net	**8,518,086**	**8,145,552**	**4.6**
Intangible assets	**19,119,111**	**19,206,609**	**(0.5)**
Right to use an asset	**256,521**	**266,300**	**(3.7)**
TOTAL	**64,518,763**	**60,414,456**	**6.8**

R$ '000

CURRENT	Sep-26	Dec-25	Δ%
CURRENT LIABILITIES	**9,562,853**	**11,062,317**	**(13.6)**
Payroll, social charges and accruals	320,234	310,773	3.0
Accounts payable to related parties	—	—	—
Accounts payable to suppliers	3,353,099	3,059,667	9.6
Income tax and social contribution payable	216,336	81,875	164.2
Other taxes due	502,803	677,273	(25.8)
Loans and financing	1,223,290	217,827	461.6
Debentures	1,973,410	1,850,538	6.6
Derivative financial instruments	—	3,657	(100.0)
Dividend payable	4,810	2,325,889	(99.8)
Post-employment benefits	121,307	118,854	2.1
Sectorial charges payable	16,523	60,108	(72.5)
Research and development and Energy efficiency	84,209	99,244	(15.1)
Accounts payable related to concession	44,418	147,205	(69.8)
Sectorial financial liabilities	—	883,990	(100.0)
Lease liability	62,906	58,741	7.1
Fair value in the purchase and sale of power	258,867	262,821	(1.5)
Other accounts payable	1,084,624	784,575	38.2
Provision for allocation of PIS and Cofins credits	296,017	119,280	148.2
NONCURRENT LIABILITIES	**30,102,265**	**26,260,161**	**14.6**
Payroll, social charges and accruals	10,430	4,764	118.9
Accounts payable to related parties	—	—	—
Accounts payable to suppliers	135,933	133,544	—
Deferred income tax and social contribution	2,070,813	1,982,596	4.4
Other taxes due	190,316	239,448	(20.5)
Loans and financing	3,016,852	3,150,592	(4.2)
Debentures	19,176,226	14,796,386	29.6
Derivative financial instruments	—	19,878	(100.0)
Post-employment benefits	1,378,500	1,359,303	1.4
Research and development and Energy efficiency	413,322	311,856	32.5
Accounts payable related to concession	330,835	959,122	(65.5)
Lease liability	221,311	234,221	(5.5)
Fair value in the purchase and sale of power	359,505	268,621	33.8
Other accounts payable	294,493	204,537	44.0
Provision for allocation of PIS and Cofins credits	520,335	661,273	(21.3)
Provisions for legal claims and other provisions	1,983,394	1,934,020	2.6
EQUITY	24,853,645	23,091,978	7.6
Attributable to controlling shareholders	**24,835,849**	**23,130,019**	**7.4**
Share capital	**12,821,758**	**12,821,758**	**—**
Capital reserves	59,890	18,638	221.3
Equity valuation adjustments	265,429	287,992	(7.8)
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	2,392,443	—	—
Attributable to non-controlling interests	17,796	(38,041)	(146.8)
TOTAL LIABILITIES & EQUITY	**64,518,763**	**60,414,456**	**6.8**

CONSOLIDATED RESULTS - Cash Flow

R$ '000

	09.30.2026	09.30.2025
CASH FLOWS FROM OPERATIONAL ACTIVITIES		
Net income from continuing operations	**2,429,934**	**1,602,406**
Adjustments to reconcile net income for the period with cash generation from operating activities:	**3,814,139**	**3,241,320**
Unrealized charges and monetary variations - net	2,294,242	2,045,697
Interest – bonus from the grant of concession agreements under the quota system	(94,889)	(94,742)
Result of transmission concession contracts	(826,416)	(563,403)
Income tax and social contribution	538,230	225,118
Deferred income tax and social contribution	293,244	466,781
Equity in earnings of investees	(218,651)	(202,001)
Appropriation of post-employment benefits obligations	189,038	172,717
Appropriation of research and development and energy efficiency programs	169,092	148,920
Recognition of fair value of assets from the indemnity for the concession	(317,327)	(72,651)
Sectorial financial assets and liabilities result	(1,874,526)	(1,551,696)
Depreciation and amortization	1,221,068	1,092,755
Provision arising from the voluntary separation program	18,894	20,979
Long-Term Incentive Plan - ILP	42,214	10,416
Net operating estimated losses, provisions and reversals	249,735	240,010
Realization of added value in business combinations	(2,357)	(1,348)
Fair value in energy purchase and sale operations	(19,192)	(24,973)
Fair value adjustment of debt instruments and Hedge (Swap)	89,889	16,779
Result of write-offs of accounts receivable related to concession	1,042	2,093
Result of write-offs or disposal of contract assets	6,081	7,289
Result of write-offs or disposal of property, plant and equipment	1,464	4,551
Result of write-offs or disposal of intangible assets	45,786	75,985
Result of write-offs of use rights of assets and liabilities of leases – net	408	—
Result from asset sales and business combinations	(298,295)	—
Results from asset sales	(117,269)	(356,278)
Others	(7,300)	(24,084)
Decrease (increase) in assets	**392,121**	**697,545**
Trade accounts receivable	467,899	353,483
Dividends and interest on own capital received	63,214	164,241
Judicial deposits	50,353	46,386
Sectorial financial assets	197,334	502,571
Other receivables	(154,322)	(78,927)
Inventories	19,573	(28,589)
Income tax and social contribution recoverable	(279,477)	(181,801)
Other taxes recoverable	47,859	(85,411)
Prepaid expenses	(20,312)	4,971
Related parties	—	621
Increase (decrease) in liabilities	**(397,439)**	**166,499**
Payroll, social charges and accruals	3,338	(51,271)
Related parties	—	—
Suppliers	(157,669)	404,953
Other taxes	399,194	833,298
Post-employment benefits	(167,388)	(149,503)
Sectorial charges due	(43,585)	56,088
Research and development and energy efficiency	(100,262)	(199,080)
Payable related to the concession	(499,893)	(84,955)
Other accounts payable	342,510	(380,539)
Provisions for legal claims	(173,684)	(262,492)

CASH GENERATED BY OPERATING ACTIVITIES	**3,808,821**	**4,105,364**
Income tax and social contribution paid	(403,769)	(249,631)
Loans and financing - interest due and paid	(230,535)	(359,006)
Debentures - interest due and paid	(1,491,051)	(963,399)
Lease liabilities - interest paid	(22,520)	(24,081)
NET CASH GENERATED FROM OPERATING ACTIVITIES	**1,660,946**	**2,509,247**
CASH FLOWS FROM INVESTMENT ACTIVITIES		
Financial investments	16,316	(88,352)
Additions to contract assets	-1,371,059	-2,210,701
Additions to property, plant and equipment	0	-190,433
Additions to intangible assets	—	(1,060,804)
Acquisitions of subsidiaries, net of cash acquired	512,792	914,795
Acquisition of investments	(619,981)	(108,137)
Investment disposal	(37,293)	(26,319)
NET CASH USED FROM INVESTING ACTIVITIES	**(1,499,225)**	**(2,769,657)**
CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES		
Loans and financing obtained from third parties	1,550,000	—
Transaction costs of loans and financing obtained from third parties	(851)	—
Issue of debentures	5,000,000	5,000,000
Transaction costs in the issuing of debentures	(120,205)	(66,366)
Payments of principal - loans and financing	(706,973)	(1,202,171)
Payments of principal - debentures	(927,696)	(2,448,147)
Payments of principal of lease liabilities	(61,575)	(49,859)
Share buyback	—	(70,040)
Dividends and interest on own capital paid	(2,971,994)	-1,249,037
NET CASH GENERATED (USED) FROM FINANCING ACTIVITIES	**1,760,706**	**(85,620)**
TOTAL EFFECTS ON CASH AND CASH EQUIVALENTS	**1,922,427**	**(346,030)**
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	5,052,790	3,815,007
Cash and cash equivalents from assets classified as held for sale	—	902
CHANGE IN CASH AND CASH EQUIVALENTS	**1,922,427**	**(346,030)**

CONSOLIDATED RESULTS - Recurring Ebitda and Financial Result

R$ '000

RECURRING EBITDA	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
EBITDA	**1,922.2**	**1,358.7**	**4147 %**	**5,823.8**	**4,678.0**	**2449 %**
(-/+) Fair value in the purchase and sale of energy	40.1	42.9	(6.5)	(25.0)	(25.0)	—
(-/+) Provision (reversal) Voluntary Separation Program	—	—	—	21.0	21.0	—
(-/+) Assets disposal /swap	(110.0)	(35.4)	210.7	(345.7)	(345.7)	—
(-/+) Equity Income	93.0	(37.3)	(349.3)	(202.0)	(202.0)	—
(-/+)NRV	(8.6)	(36.9)	(76.7)	(72.7)	(72.7)	—
(+/-)Difference in Revenue from Corporate/Regulatory Transfer	**61.2**	**45.4**	**34.8**	**121.9**	**121.9**	**—**
RECURRING EBITDA	**1,998**	**1,337**	**49.4**	**5,321**	**4,176**	**27.4**

	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
Financial Revenues	**118,472**	**352,570**	**(66.4)**	**1,241,314**	**1,025,522**	**21.0**
Income from investments held for trading	164,900	176,485	(6.6)	502,480	520,551	(3.5)
Renegotiation of use of public property (Note 23)	—	—	—	298,295	—	—
Late fees on electricity bills	62,176	83,284	(25.3)	236,962	246,843	(4.0)
Interest on taxes to be compensated	19,405	37,409	(48.1)	80,730	120,716	(33.1)
Monetary restatement and adjustment to present value of accounts payable related to concession	7	4,450	(99.8)	235	38,802	(99.4)
Income and monetary restatement of judicial deposits	9,235	11,099	(16.8)	28,990	32,926	(12.0)
Income from sectorial assets and liabilities (Note 8)	54,783	16,280	236.5	105,571	32,222	227.6
Fair value adjustment of debentures (Note 20)	(192,116)	20,033	—	—	20,033	—
Effect of a swap on debentures (Note 20)	6,858	—	—	6,858	—	—
(-) Pis/Pasep and Cofins on revenues	(13,035)	(14,714)	(11.4)	(52,755)	(43,507)	21.3
Other financial revenues	6,259	18,244	(65.7)	33,948	56,936	(40.4)
Financial Expenses	(601,323)	(795,131)	(24.4)	(2,582,611	(2,316,469	11.5
Monetary variation, foreign exchange and debt service charges	(572,609)	(655,907)	(12.7)	(2,110,526)	(1,869,617)	12.9
Monetary variation and adjustment to present value of accounts payable related to concession	(7,656)	(33,792)	(77.3)	(67,349)	(121,537)	(44.6)
Income from sectorial assets and liabilities (Note 8)	—	—	—	—	(77,774)	(100.0)
Monetary variation of litigation (Note 26.1)	(46,226)	(24,784)	—	(120,455)	(57,080)	—
Uptade of provision for allocation of Pis and Cofins credits (Note 12.3)	(15,980)	(6,852)	133.2	(37,982)	(52,717)	(28.0)
Adjust the fair value of debentures (Note 20)	(59,407)	—	—	(43,429)	—	—
Swap effect on debentures (Note 20)	124,142	(36,812)	—	(53,318)	(36,812)	—
Interest on lease liabilities (Note 24.2)	(7,378)	(8,055)	(8.4)	(22,784)	(25,009)	(8.9)
Interest on tax installments	(6,425)	(7,097)	—	(18,648)	(20,269)	—
Interest on R&D and PEE (note 22)	(6,423)	(6,600)	(2.7)	(18,648)	(18,209)	2.4
Pis/ Pasep and Cofins taxes over interest on equity	(3,700)	(10,175)	—	(66,990)	(10,231)	—
Exchange rate fluctuation on the purchase of electricity from Itaipu	—	—	—	—	—	—
Other financial expenses	339	(5,057)	(106.7)	(22,482)	(27,214)	(17.4)
Financial income (expenses)	**(482,851)**	**(442,561)**	**9.1**	**(1,341,297**	**(1,290,947**	**3.9**

RESULT BY SUBSIDIARY - COPEL GET (GENCO)

R$ '000

Income Statement	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
OPERATING REVENUES	**1,189,005**	**1,252,299**	**(5.1)**	**4,122,751**	**3,653,229**	**12.9**
Electricity sales to distributors	814,469	878,430	(7.3)	2,842,014	2,678,548	6.1
Use of the main transmission grid	270,069	316,159	(14.6)	1,031,260	781,932	31.9
Construction revenue	101,003	54,530	85.2	232,651	165,671	40.4
Other operating revenues	3,464	3,180	8.9	16,826	27,078	(37.9)
OPERATING COSTS AND EXPENSES	**(753,286)**	**(727,611)**	**3.5**	**(2,151,851**	**(1,713,548**	**25.6**
Electricity purchased for resale	(137,548)	(179,725)	(23.5)	(337,919)	(290,395)	16.4
Charges of main distribution and transmission grid	(111,284)	(125,444)	(11.3)	(355,748)	(386,559)	(8.0)
Personnel and management	(83,771)	(65,370)	28.1	(244,873)	(222,269)	10.2
Pension and healthcare plans	(18,990)	(16,887)	12.5	(58,571)	(52,369)	11.8
Materials and supplies	(7,835)	(8,550)	(8.4)	(31,289)	(24,628)	27.0
Third-party services	(46,614)	(58,239)	(20.0)	(152,890)	(191,576)	(20.2)
Depreciation and amortization	(191,594)	(186,411)	2.8	(572,289)	(541,112)	5.8
Provisions and reversals	3,241	(10,073)	(132.2)	(18,792)	(16,842)	11.6
Construction cost	(89,464)	(52,084)	71.8	(210,648)	(156,947)	34.2
Other cost and expenses	(69,427)	(24,828)	179.6	(168,832)	169,149	(199.8)
EQUITY IN EARNINGS OF SUBSIDIARIES	**93,986**	**35,603**	**164.0**	**214,913**	**200,940**	**7.0**
PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND TAXES	**529,705**	**560,291**	**(5.5)**	**2,185,813**	**2,140,621**	**2.1**
FINANCIAL RESULTS	**(265,835)**	**(269,049)**	**(1.2)**	**(840,628)**	**(762,640)**	**10.2**
Financial income	24,059	109,843	(78.1)	358,469	335,363	6.9
Financial expenses	(289,894)	(378,892)	(23.5)	(1,199,097)	(1,098,003)	9.2
OPERATIONAL EXPENSES/ INCOME	**263,870**	**291,242**	**(9.4)**	**1,345,185**	**1,377,981**	**(2.4)**
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT	**(83,343)**	**(60,816)**	**37.0**	**(281,620)**	**(365,997)**	**(23.1)**
Income tax and social contribution on profit	(78,048)	(69,124)	12.9	(198,537)	(199,814)	(0.6)
Deferred income tax and social contribution on profit	(5,295)	8,308	—	(83,083)	(166,183)	(50.0)
NET INCOME continuing operations	**180,527**	**230,426**	**(21.7)**	**1,063,565**	**1,011,984**	**5.1**
NET INCOME discontinued operations	**—**	**18,898**	**—**	**—**	**18,898**	**—**
NET INCOME	**180,527**	**249,324**	**(27.6)**	**1,063,565**	**1,030,882**	**3.2**
Attributed to shareholders of the parent company - continuing operations	180,527	230,426	(21.7)	1,063,565	1,011,984	5.1
Attributed to the parent company's shareholders from discontinued operations	—	18,898	—	—	18,898	—
EBITDA continuing operations	**721,299**	**746,702**	**(3.4)**	**2,758,102**	**2,681,733**	**2.8**

RESULT BY SUBSIDIARY - COPEL DIS (DISCO)

R$ '000

Income Statement	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
OPERATING REVENUES	**5,135,030**	**5,125,169**	**0.2**	**15,029,387**	**13,986,101**	**7.5**
Electricity sales to final customers	1,934,866	1,463,734	32.2	5,313,391	4,770,004	11.4
Electricity sales to distributors	1,993	183,393	(98.9)	30,178	284,740	(89.4)
Use of the main distribution grid	2,171,646	1,556,805	39.5	5,614,835	4,782,283	17.4
Construction revenue	522,102	898,292	(41.9)	1,611,945	2,269,611	(29.0)
Fair value of assets from the indemnity for the concession	8,557	36,909	(76.8)	317,327	72,651	336.8
Sectorial assets and liabilities result	346,698	845,437	(59.0)	1,701,132	1,408,164	20.8
Other operating revenues	149,168	140,599	6.1	440,579	398,648	10.5
OPERATING COSTS AND EXPENSES	**(4,228,857**	**(4,616,771**	**(8.4)**	**(12,708,45**	**(12,532,39**	**1.4**
Electricity purchased for resale	(2,150,312)	(2,344,772)	(8.3)	(6,651,729)	(6,170,339)	7.8
Charges of main transmission grid	(807,742)	(678,247)	19.1	(2,225,881)	(2,024,457)	9.9
Personnel and management	(161,255)	(115,838)	39.2	(455,911)	(399,998)	14.0
Pension and healthcare plans	(41,844)	(38,056)	10.0	(127,176)	(115,521)	10.1
Materials and supplies	(15,685)	(10,255)	52.9	(44,154)	(38,275)	15.4
Third-party services	(234,176)	(216,410)	8.2	(646,373)	(617,866)	4.6
Depreciation and amortization	(210,080)	(179,433)	17.1	(618,752)	(519,851)	19.0
Provisions and reversals	(59,683)	(73,628)	(18.9)	(223,435)	(221,736)	0.8
Construction cost	(522,102)	(898,292)	(41.9)	(1,611,945)	(2,269,611)	(29.0)
Other cost and expenses	(25,978)	(61,840)	(58.0)	(103,102)	(154,736)	(33.4)
PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND TAXES	**906,173**	**508,398**	**78.2**	**2,320,929**	**1,453,711**	**59.7**
FINANCIAL RESULTS	**(210,627)**	**(179,977)**	**17.0**	**(708,373)**	**(569,070)**	**24.5**
Financial income	64,708	194,454	(66.7)	514,911	519,387	(0.9)
Financial expenses	(275,335)	(374,431)	(26.5)	(1,223,284)	(1,088,457)	12.4
OPERATIONAL EXPENSES/ INCOME	**695,546**	**328,421**	**111.8**	**1,612,556**	**884,641**	**82.3**
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT	**(219,055)**	**(103,077)**	**112.5**	**(437,788)**	**(273,909)**	**59.8**
Income tax and social contribution on profit	(190,459)	—	—	(249,929)	—	—
Deferred income tax and social contribution on profit	(28,596)	(103,077)	(72.3)	(187,859)	(273,909)	(31.4)
NET INCOME (LOSS)	**476,491**	**225,344**	**111.5**	**1,174,768**	**610,732**	**92.4**
EBITDA	**1,116,253**	**687,831**	**62.3**	**2,939,681**	**1,973,562**	**49.0**

RESULT BY SUBSIDIARY - COPEL COM (TRADECO)

R$ '000

Income Statement	2Q26	2Q25	Δ%	1H26	1H25	Δ%
OPERATING REVENUES	**1,283,572**	**1,122,386**	**14.4**	**3,822,682**	**3,209,841**	**19.1**
Electricity sales to final customers	340,207	414,694	(18.0)	938,437	1,212,945	(22.6)
Electricity sales to distributors	982,900	750,140	31.0	2,862,909	1,969,890	45.3
Other operating revenues	(39,535)	(42,448)	(6.9)	21,336	27,006	(21.0)
OPERATING COSTS AND EXPENSES	**(1,294,573)**	**(1,172,599)**	**10.4**	**(3,774,722)**	**(3,153,561)**	**19.7**
Electricity purchased for resale	(1,283,547)	(1,162,277)	10.4	(3,741,762)	(3,125,498)	19.7
Personnel and management	(9,005)	(5,504)	63.6	(22,985)	(14,340)	60.3
Pension and healthcare plans	(478)	(429)	11.4	(1,413)	(1,302)	8.5
Materials and supplies	(15)	(113)	(86.7)	(50)	(222)	(77.5)
Third-party services	(1,111)	(724)	53.5	(3,204)	(2,730)	17.4
Depreciation and amortization	(492)	(500)	(1.6)	(1,498)	(1,387)	8.0
Provisions and reversals	820	(314)	(361.1)	627	(1,552)	(140.4)
Other cost and expenses	(745)	(2,738)	(72.8)	(4,437)	(6,530)	(32.1)
PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND TAXES	**(11,001)**	**(50,213)**	(78.1)	**47,960**	**56,280**	(14.8)
FINANCIAL RESULTS	**2,999**	**9,190**	**(67.4)**	**11,563**	**28,799**	**(59.8)**
Financial income	3,163	9,322	(66.1)	12,052	29,213	(58.7)
Financial expenses	(164)	(132)	24.2	(489)	(414)	18.1
OPERATIONAL EXPENSES/ INCOME	**(8,002)**	**(41,023)**	**(80.5)**	**59,523**	**85,079**	**(30.0)**
INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT	**(485)**	**13,985**	**(103.5)**	**(20,578)**	**(29,105)**	**(29.3)**
Income tax and social contribution on profit	(15,419)	(963)	1501.1	(15,419)	(21,069)	(26.8)
Deferred income tax and social contribution on profit	14,934	14,948	(0.1)	(5,159)	(8,036)	(35.8)
NET INCOME (LOSS)	**(8,487)**	**(27,038)**	**(68.6)**	**38,945**	**55,974**	**(30.4)**
EBITDA	**(10,509)**	**(49,713)**	**— %**	**49,458**	**57,667**	**(14.2)%**



COPEL

Pura Energia