

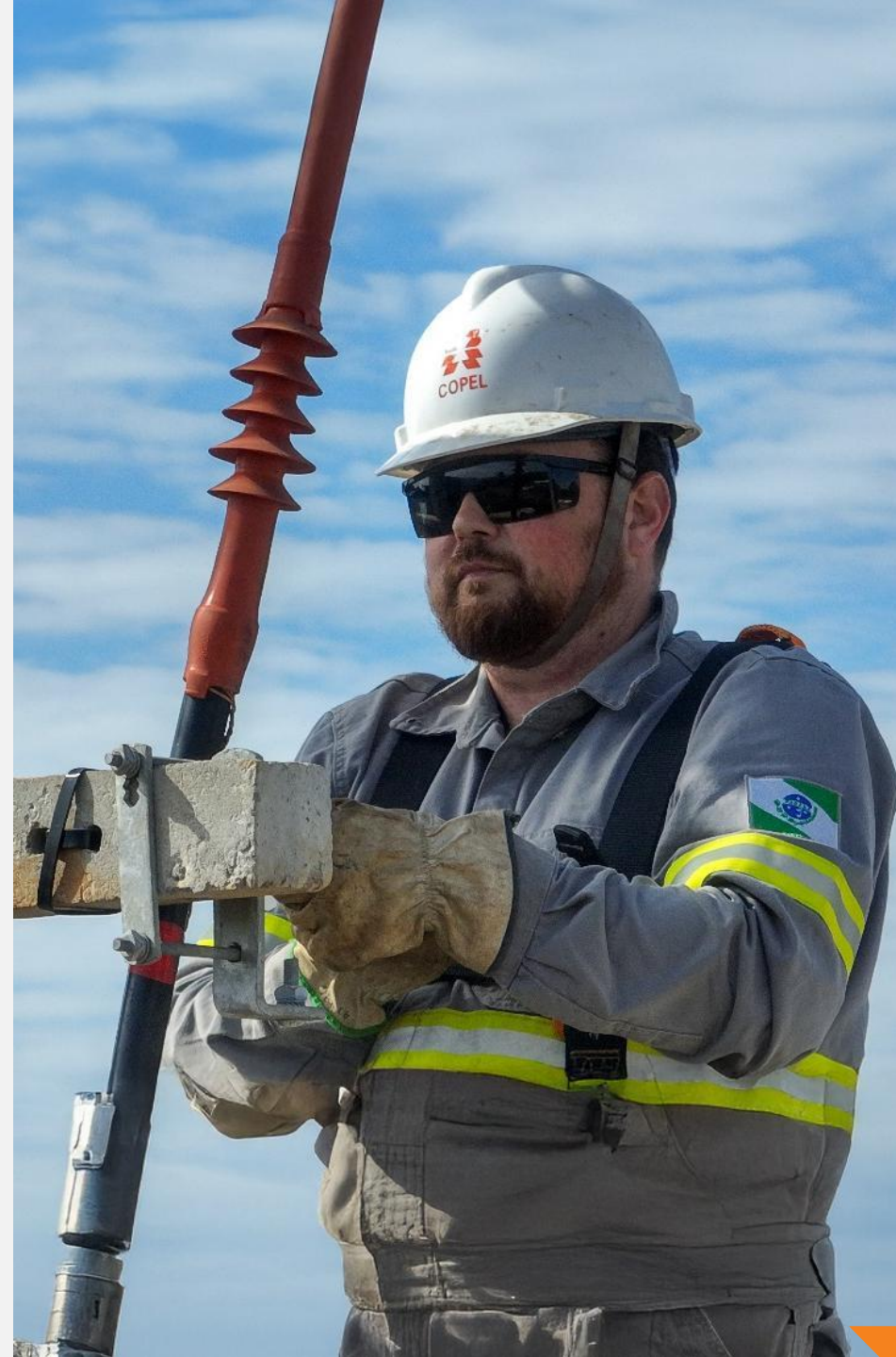
RESULTADOS
2T26

| Disclaimer

Eventuais declarações que possam ser feitas durante essa teleconferência, relativas às perspectivas de negócios da Copel, projeções e metas operacionais e financeiras, constituem-se em crenças e premissas da diretoria da Companhia, bem como em informações atualmente disponíveis.

Considerações futuras não são garantias de desempenho: elas envolvem riscos, incertezas e premissas, pois se referem a eventos futuros e, portanto, dependem de circunstâncias que podem ou não ocorrer.

As condições econômicas gerais, condições da indústria e outros fatores operacionais podem afetar o desempenho futuro da Copel e podem conduzir a resultados que diferem, materialmente, daqueles expressos em tais considerações futuras.





Visão Geral dos Negócios

Daniel Slaviero - CEO

Destques 2T26



Desempenho operacional e comercial

RTP 2026: **Sucesso na revisão tarifária do 6º ciclo.**
BRR atinge **R\$ 19,9 bilhões**

Estratégia comercial eficiente: **Receita com modulação hidráulica** (~R\$ 52 mi) **e submercado:** (~R\$ 23 mi)

Mercado faturado
da Copel DIS **+7,2%**



Resultados financeiros

Ebitda Recorrente **R\$ 1.612,6** mi,
+20,8% vs. 2T25

Lucro Líquido Recorrente **R\$ 645,1** mi,
+42,6% vs. 2T25

Capex no 2T26 **R\$ 957,2** mi

Endividamento: alavancagem de **2,9x**
dívida líquida/Ebitda em 30.06.2026
alinhada aos novos parâmetros da
estrutura ótima de capital



Remuneração ao acionista

Juros sobre Capital Próprio
(exercício de 2026) **R\$ 706** mi
(R\$ 0,2377 por ação), a
serem pagos em **30.09.2026**

Pagamento Dividendos
anunciados em dez/25 **R\$ 1,35** bi,
pagos em **30.06.2026**

El Niño: oportunidades e desafios na operação integrada



Status: Confirmado (NOAA, Junho/2026)



Intensidade: 81% de probabilidade de evento de intensidade Forte



Duração Prevista: Até o 1º Tri/27



Norte (dez – mar)

Déficit Hídrico:

Precipitação abaixo da média climatológica. Impacto severo em usinas a fio d'água.



Nordeste (ago – out)

Elevação geração Eólica:

Clima seco favorece a geração, contudo rajadas intensas podem gerar perturbações operativas. Risco de restrições de escoamento entre subsistemas.



Sudeste e Centro-Oeste (set – mar)

Elevação da carga:

Bloqueios atmosféricos elevam as temperaturas, provocando um aumento de carga.



Sul (ago – nov)

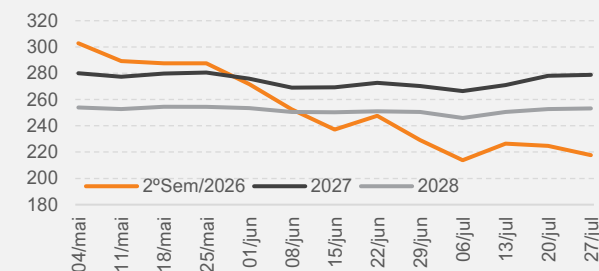
Altas afluências:

Maior frequência e volume de precipitações, principalmente nas bacias do Sul e Paranapanema. Possibilidades de eventos severos de chuva.



Curva Dcide

(R\$/MWh)



Tendência de queda conjuntural

impulsionada pela melhora nas afluências do Sul e Sudeste, sem impacto relevante de 2028 em diante

Preços Horários

(Curto Prazo/MCP)



Plano de Preparação da Copel Distribuição

Temos uma estratégia de gestão altamente integrada para enfrentar este fenômeno climático. O seu sucesso não depende de uma única ação isolada, mas sim da sinergia entre a infraestrutura existente, manutenção, logística e o planejamento preventivo de contingência.

3ª Onda: expansão de ativos com disciplina financeira



Homologação do LRCAP reforça a execução da estratégia de longo prazo alinhada à estrutura de capital



UHE FOZ DO AREIA
1.676 MW + 860 MW

UHE SEGredo
1.260 MW + 1.266 MW



Novos parâmetros de alavancagem e distribuição de proventos

1 Estrutura de Capital



Novo Alvo: Alavancagem financeira definida em 2,9x (Dívida Líquida/Ebitda), contra os 2,8x anteriores.

Faixa de Tolerância: 2,6x a 3,2x (correspondente a +/- 0,3x do novo alvo).

Prazo de Convergência: Estendido de 24 para até 48 meses para atingir o centro da faixa.

2 Política de Dividendos



Alteração: Atualização dos parâmetros da estrutura ótima

Todas as demais premissas foram mantidas:

Payout mínimo: Distribuição de no mínimo 75% do Lucro Líquido do exercício.

Frequência: Pagamento realizado no mínimo 2 vezes ao ano.

COPEL DAY

SAVE
THE
DATE



19 DE NOVEMBRO

2026



MAIS INFORMAÇÕES EM BREVE



Resultados 2T26

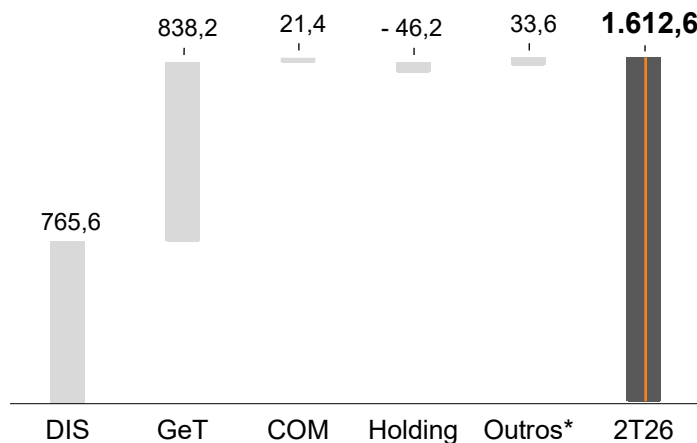
Felipe Gutterres - CFO



Ebitda recorrente consolidado cresce 20,8%

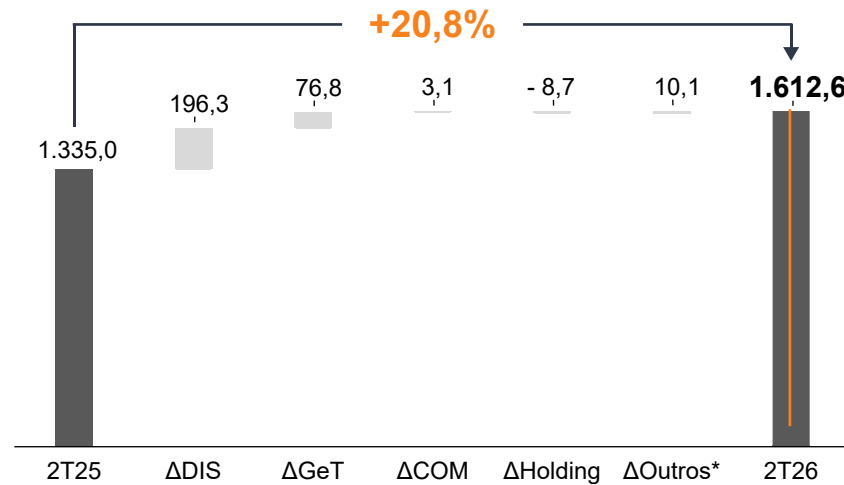
Impulsionado por desempenho operacional e eficiência em custo

Composição (R\$ milhões)



*Outros ajustes: MTM e efeito IFRS nas transmissoras.

Evolução (R\$ milhões)



*Inclui Ebitda da Copel Serviços e Elejor.

Ebitda da DIS

+34,5%

R\$ 196,3 mi maior
vs. 2T25

Ebitda da GeT

+10,1%

R\$ 76,8 mi maior
vs. 2T25

Ebitda Elejor

+70,8%

R\$ 12,1 mi maior
vs. 2T25

Ebitda COM

+17,0%

R\$ 3,1 mi maior
vs. 2T25

Holding

-23,3%

R\$ 8,7 mi negativo
vs. 2T25

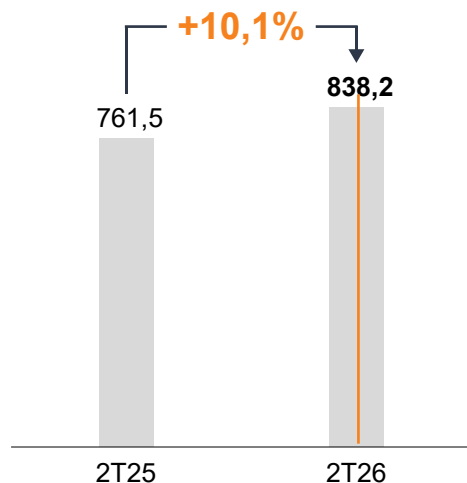


Copel GeT

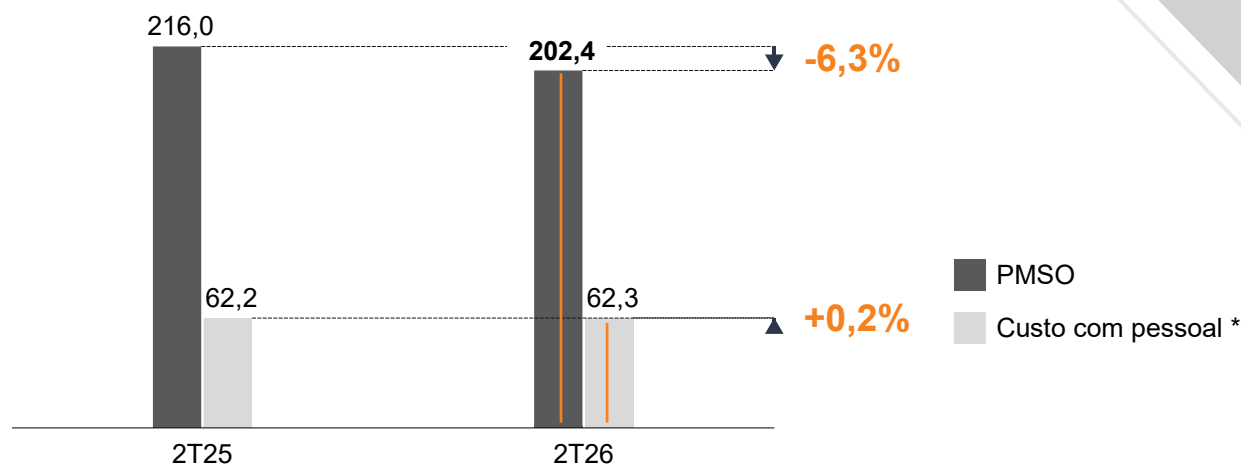


Ebitda cresce 10,1%, impulsionado pelo maior preço médio de venda de energia e cenário hídrico favorável

| Ebitda recorrente
(R\$ milhões)



| PMSO recorrente
(R\$ milhões)



* Exclui participação nos lucros/resultados, PPD e ILP

+R\$ 85,1 mi
no ACL

Preço: **+6,4%**

Volume: **-7,8%**

Disponibilidade
de Rede Elétrica:
+R\$ 70,2 mi

Custo com Energia
Elétrica:

-R\$ 6,4 mi
GSF 99,6% 2T26 vs
95,5% 2T25

-R\$ 13,7 mi
(-6,3%) queda PMSO

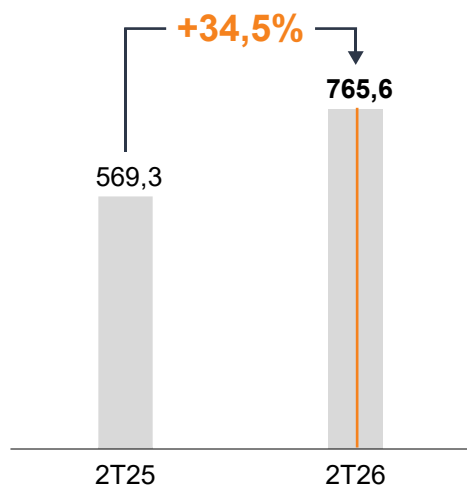
Redução de
R\$ 35,2 mi no
resultado com transações
no MCP

Maior desvio de
geração eólica:

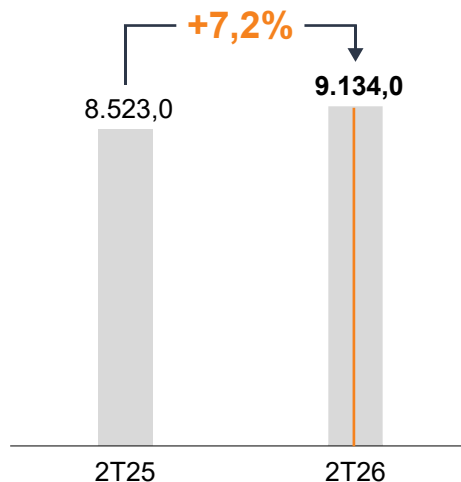
-R\$ 34,8 mi
Curtailment: 23,7% no
2T26 vs 15,7% 2T25

Crescimento de mercado e gestão de custos impulsionam Ebitda em 34,5%

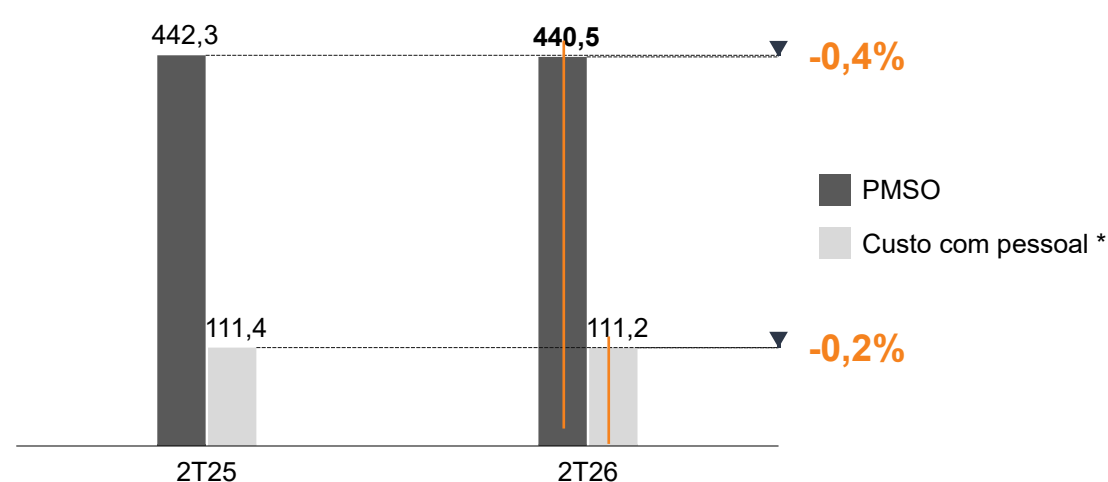
| Ebitda recorrente
(R\$ milhões)



| Mercado fio faturado
(Gwh)



| PMSO recorrente
(R\$ milhões)



* Exclui participação nos lucros/resultados, PPD e ILP

Crescimento de
+7,2% do
Mercado fio faturado

Reajuste tarifário
da parcela B de
+1,3% (RTA/2025)

Redução de **0,4%** nos
Custos Gerenciáveis
Recorrentes (PMSO)

Estratégia de Comercialização

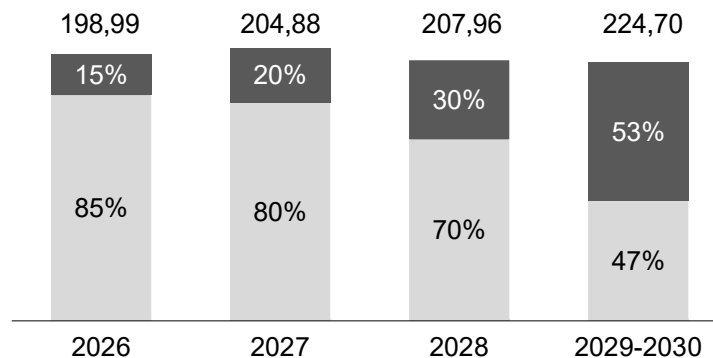
Alavanca de resultados da Companhia

I Desempenho comercial

- Foco em negociações mais direcionadas para 2027
- Baixo risco de crédito da comercialização no mercado livre
- Aproveitamento das condições sazonais favoráveis: modulação e submercado
- Disponibilidade de longo prazo visando oportunidades de mercado em ciclos de alta e proteção como hedge natural

I Balanço energético (Hidro¹ + Eólica)

(P-MIX (R\$/MWh))



■ Disponibilidade ■ Vendas

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

Receita com modulação hídrica e submercado

R\$ 74,6 mi

Reduzida inadimplência

0,01%

Venda de +319% de energia para 2027-2028 com P-MIX +6% (vs. vendas de fonte hídrica no 1T26)

Gestão ativa do portfólio, com foco na captura de oportunidades de mercado

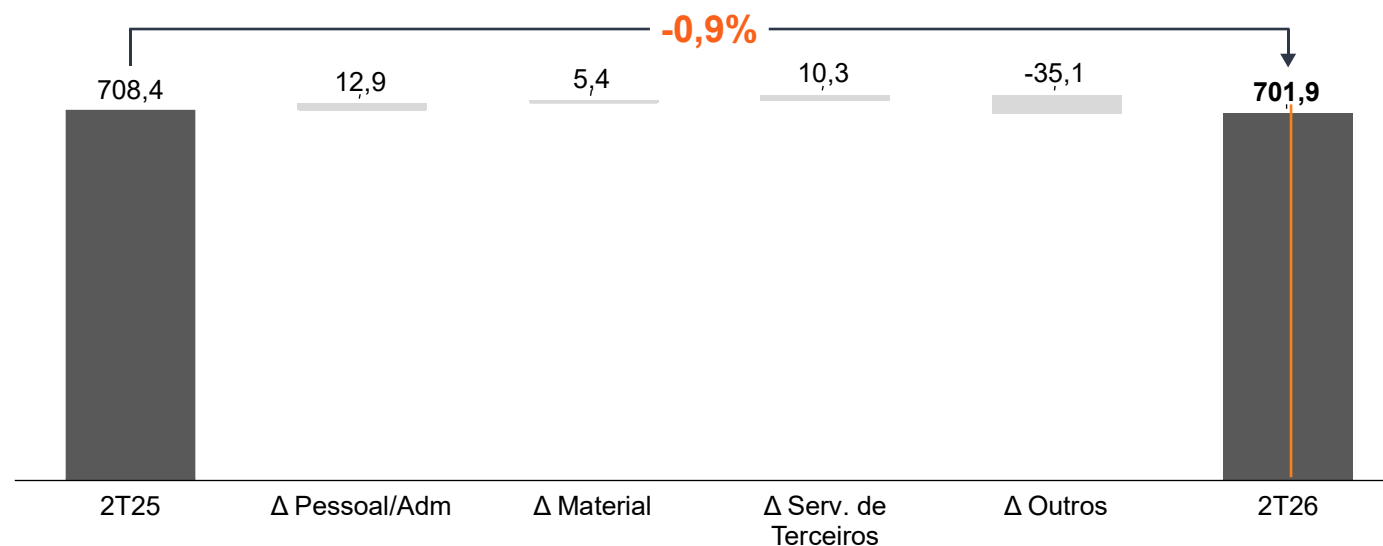
¹ Não inclui: (i) CCGF (Cotas) de GPS (73 MWmed); e (ii) 96% da UHE Mauá(ou 184 MWmed) e de seus contratos, valor segurado de variações do GSF.



Disciplina na execução: PMSO otimizado alinhado à busca da eficiência



Evolução PMSO Recorrente
(R\$ milhões)



-32,7% (R\$ 35,1 mi)
em Outros, substancialmente por queda nas perdas com desativação de bens na Copel DIS e na taxa de arrecadação

+4,3% (R\$ 12,9 mi)
com **Pessoal/Administradores**, incluindo **Previdência e Assistência**

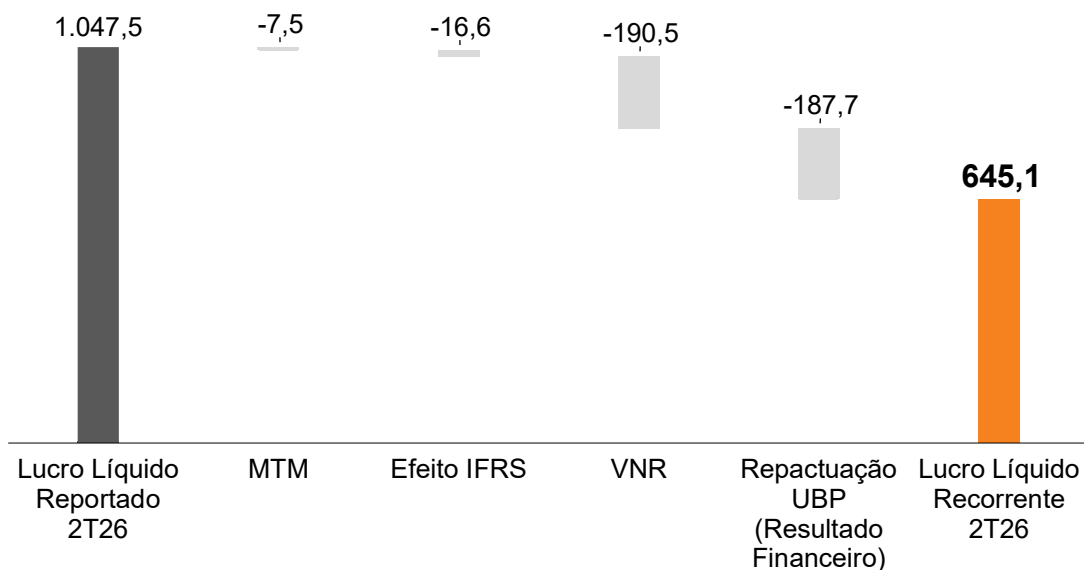
+3,7% (R\$ 10,3 mi)
em **Serviço de Terceiros**

+24,7% (R\$ 5,4 mi)
em **Custo com Material e O&M**

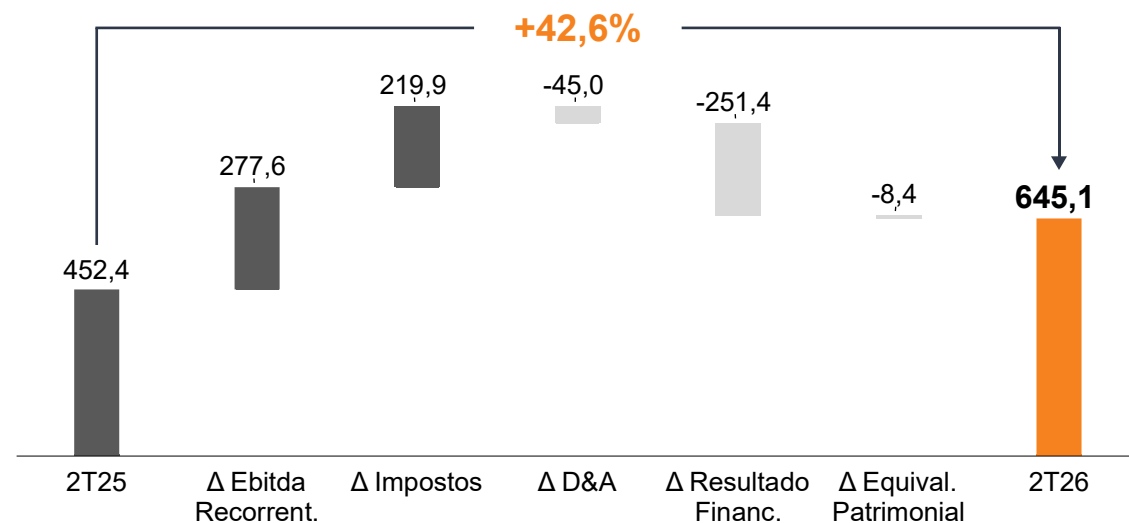
Lucro líquido recorrente

Forte Geração de Valor no 2T26: Lucro Impulsionado por Desempenho Operacional e queda da taxa efetiva de IR

Lucro líquido recorrente
(R\$ milhões)



Evolução
(R\$ milhões)



COPEL | 2T26 | Resultados 2T26

Melhor desempenho operacional e eficiência em custo | Ebitda +20,8%

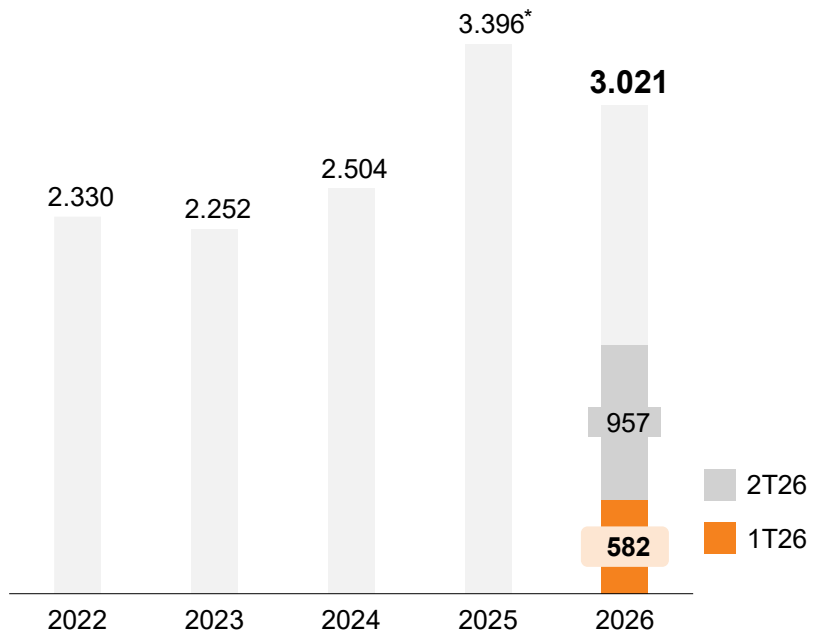
Menor taxa efetiva de IR

-R\$ 251,4 mi de Resultado Financeiro pelo aumento da dívida | **reflete o investimento em ativos para eficiência e receita regulatória**

Investimentos

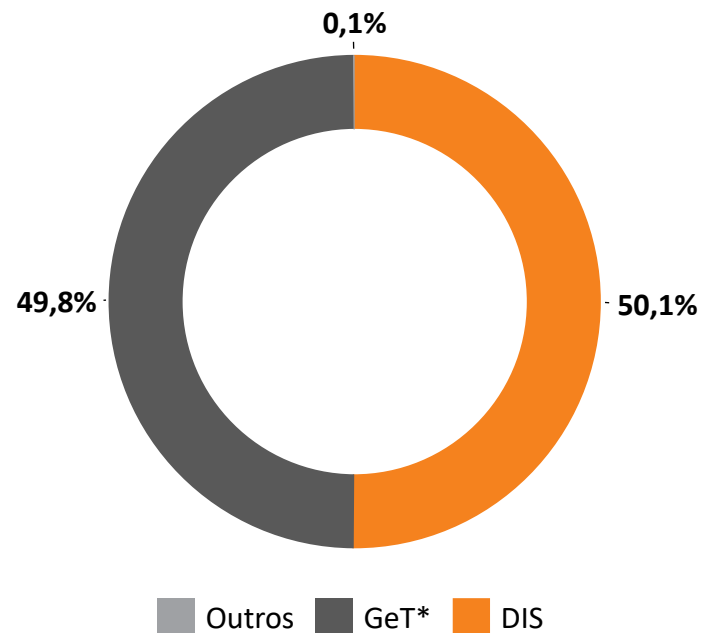
Capex 2T26: execução do plano e foco em retorno de qualidade

Capex consolidado
(R\$ milhões)



*Exclui investimento no descruzamento de ativos.

Capex por segmento no 2T26



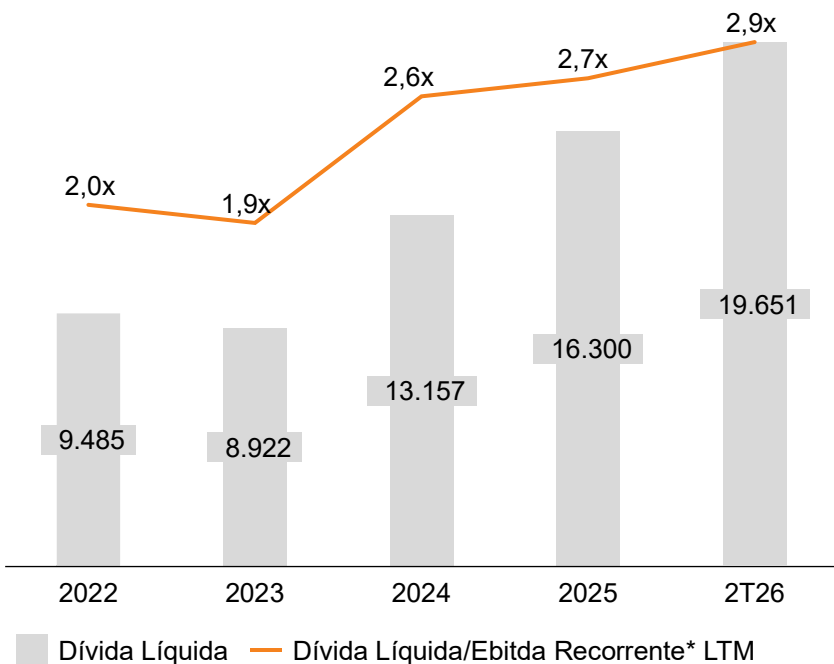
*Inclui investimentos no LRCAP de ~R\$ 318 mi



Endividamento

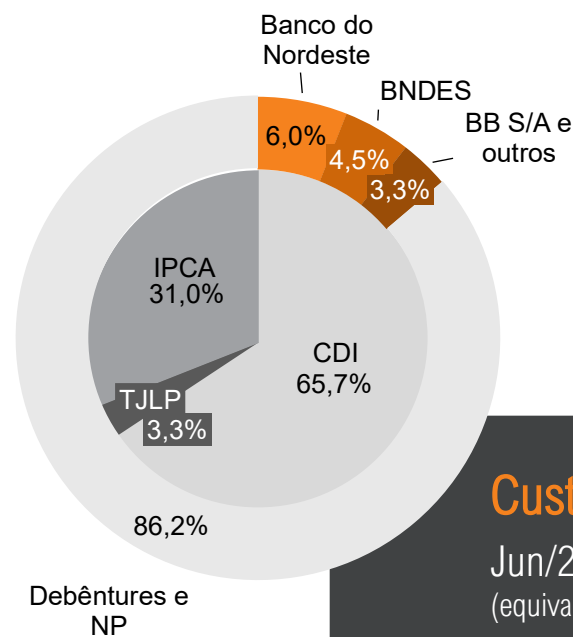
Alavancagem confortável e alinhada aos novos parâmetros da estrutura ótima de capital

Alavancagem (R\$ milhões)



*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.

Composição e indexadores da dívida



Custo nominal da dívida

Jun/26: 12,92% a.a.
(equivalente a 91,33% do CDI)

Jun/25: 13,54% a.a.
(equivalente a 90,88% do CDI)



| Q & A



Londrina
Fotógrafo: Rodrigo Gaion





RELAÇÕES COM INVESTIDORES

ri@copel.com | ri.copel.com

(41) 3331-4011



www.copel.com



[/company/copel](https://www.linkedin.com/company/copel)



[/copel](https://www.youtube.com/copel)

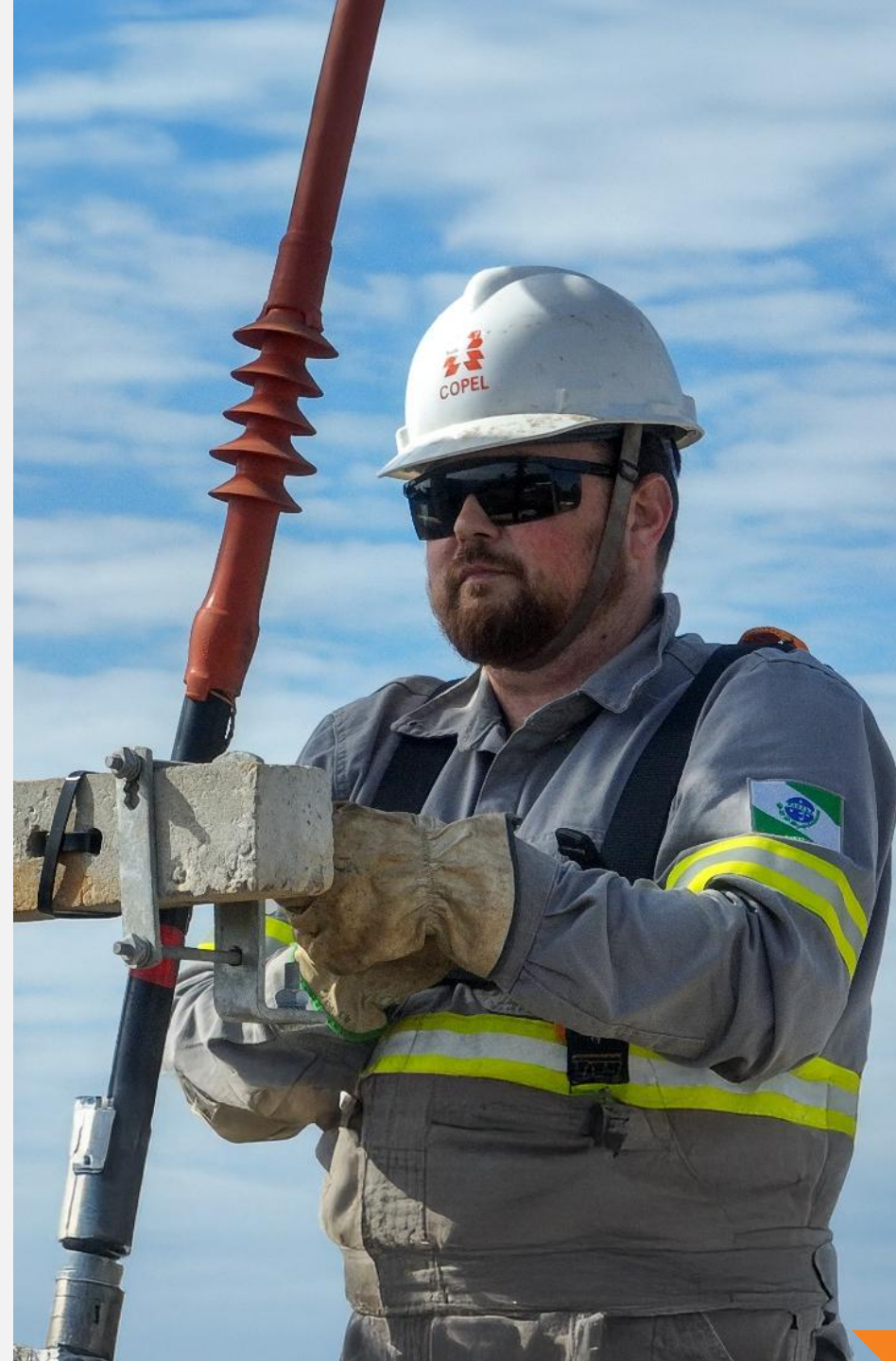
RESULTS
2Q26

Disclaimer

Any statements made during this conference call regarding Copel's business outlook, projections, and operational and financial targets are based on the beliefs and assumptions of the Company's management, as well as on information currently available.

Forward-looking statements are not guarantees of performance: they involve risks, uncertainties, and assumptions, as they refer to future events and, therefore, depend on circumstances that may or may not occur.

General economic conditions, industry conditions, and other operational factors may affect Copel's future performance and may lead to results that differ materially from those expressed in such forward-looking statements.





Business Overview

Daniel Slaviero - CEO

2Q26 Highlights



Operational and Commercial Performance

RTP 2026: Success in the 6th-cycle rate review.
RAB reaches **R\$ 19.9 billion**

Effective business strategy: **Revenue from hydraulic modulation** (~R\$ 52 mm) **and submarket:** (~R\$ 23 mm)

Billed grid market
from DisCo **+7.2%**



Financial Results

Recurring Ebitda **R\$ 1,612.6** million,
+20.8% vs. 2Q25

Recurring Net Income **R\$ 645.1** mm,
+42.6% vs. 2Q25

Capex in 2Q26 **R\$ 957.2** mm

Indebtedness: **2.9x** leverage
net debt/Ebitda as of June 30, 2026
aligned with the new parameters of the
optimal capital structure



Shareholder Returns

Interest on Equity
(fiscal year 2026) **R\$ 706** million
(R\$ 0.2377 per share), to
be paid on **September 30, 2026**

Dividend payments
announced in Dec. 2025 **R\$ 1.35** billion,
paid on **June 30, 2026**

El Niño: opportunities and challenges in integrated operations



Status: Confirmed (NOAA, June 2026)



Intensity: 81% probability of a Strong-intensity event



Expected Duration: Through the 1st Quarter of 2027



North (Oct–Mar)

Water Deficit:

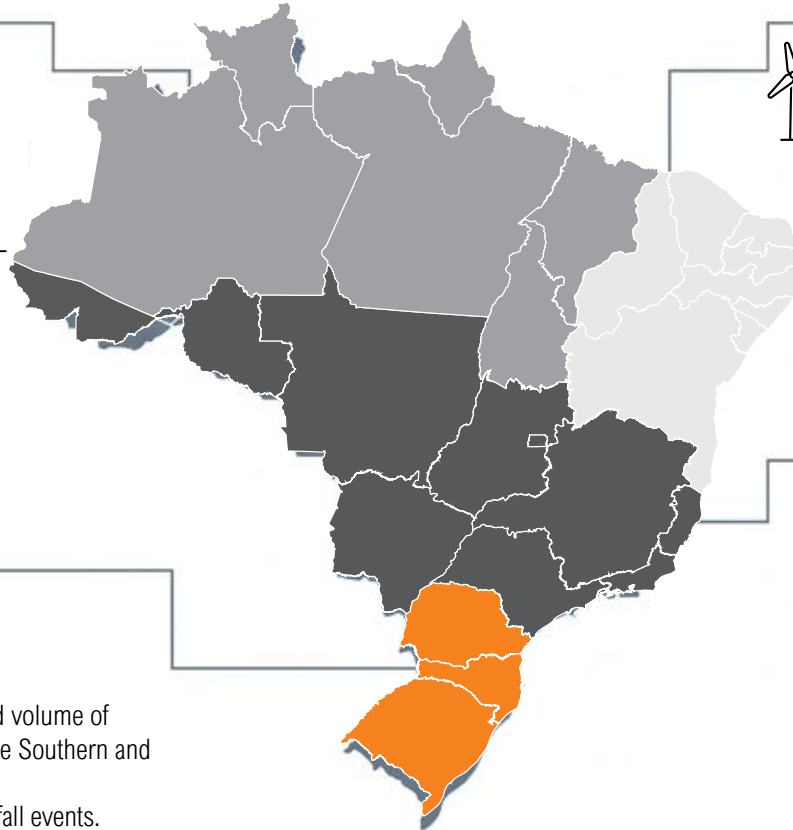
Precipitation below the climatological average. Severe impact on run-of-river power plants.



South (Aug–Nov)

High inflows:

Increased frequency and volume of rainfall, particularly in the Southern and Paranapanema basins. Potential for severe rainfall events.



Northeast (Aug–Oct)

Increased wind power generation:

Dry weather favors generation, though intense gusts may cause operational disruptions. Risk of transmission constraints between subsystems.



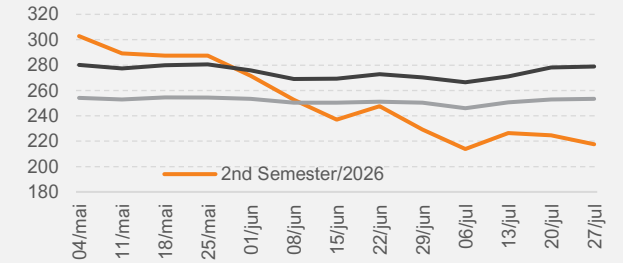
Southeast and Midwest (Sept. – Mar.)

Increase in load:

Atmospheric blockages raise temperatures, causing an increase in load.

Dcide curve

(R\$/MWh)

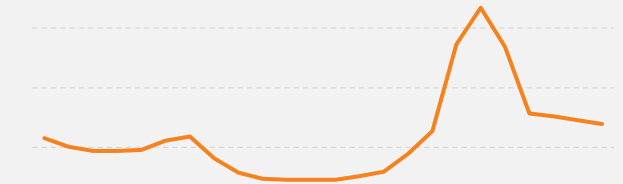


Temporary downward trend

driven by improved inflows from the South and Southeast, with no significant impact from 2028 onward.

Hourly Prices

(Short-Term/MCP)



Scenarios of **sharp price spikes** driven by an abrupt need for power during heat waves. Beneficial for hydroelectric generation.

DisCo's Preparedness Plan

We have a highly integrated management strategy to address this climate phenomenon. Its success does not depend on a single, isolated action, but rather on the synergy between existing infrastructure, maintenance, logistics, and preventive contingency planning.

3rd Wave: asset expansion with financial discipline

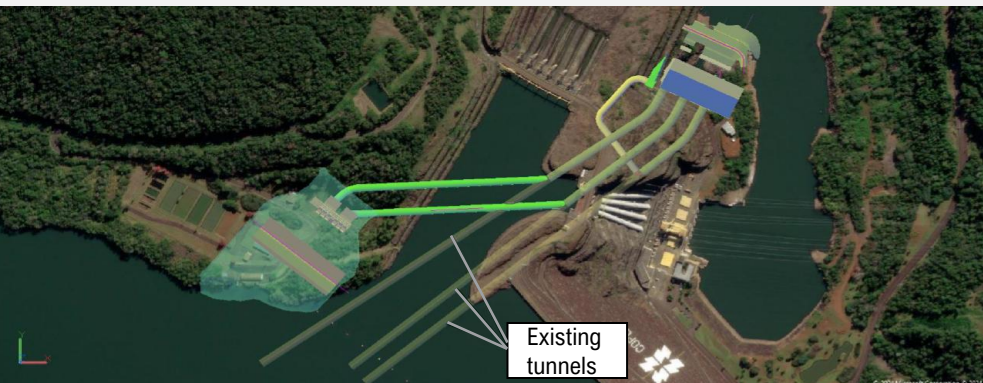


Approval of the Reserve Capacity Auction reinforces the implementation of the long-term strategy aligned with the capital structure



Foz Do Areia
Hydroelectric Plant
1,676 MW + 860 MW

Segredo Hydroelectric Plant
1,260 MW + 1,266 MW



New leverage and earnings distribution parameters

1 Capital Structure



New Target: Financial leverage set at 2.9x (Net Debt/Ebitda), compared to the previous 2.8x.

Tolerance Range: 2.6x to 3.2x (corresponding to +/- 0.3x of the new target).

Convergence Period: Extended from 24 to up to 48 months to reach the midpoint of the range.

2 Dividend Policy



Change: **Parameters updated in line with the optimal structure**

All the other assumptions remain unchanged:

Minimum Payout: Distribution of at least **75% of net income** for the fiscal year.

Frequency: Payments made at least **twice a year**.

COPEL DAY

SAVE
THE
DATE



NOVEMBER 19th

2026



FURTHER INFORMATION WILL FOLLOW



2Q26 Results

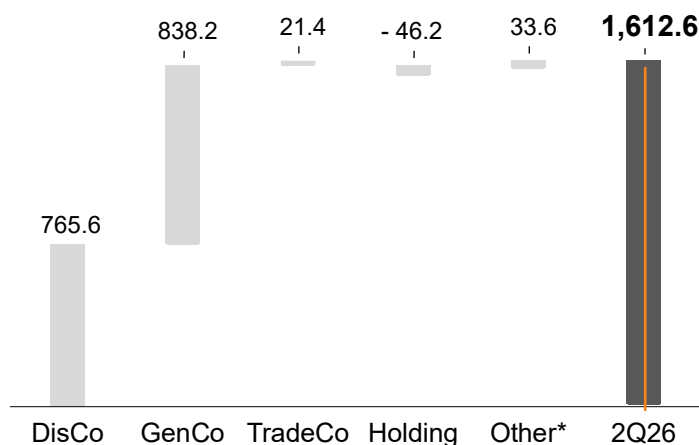
Felipe Gutterres - CFO



Consolidated recurring Ebitda rises 20.8%

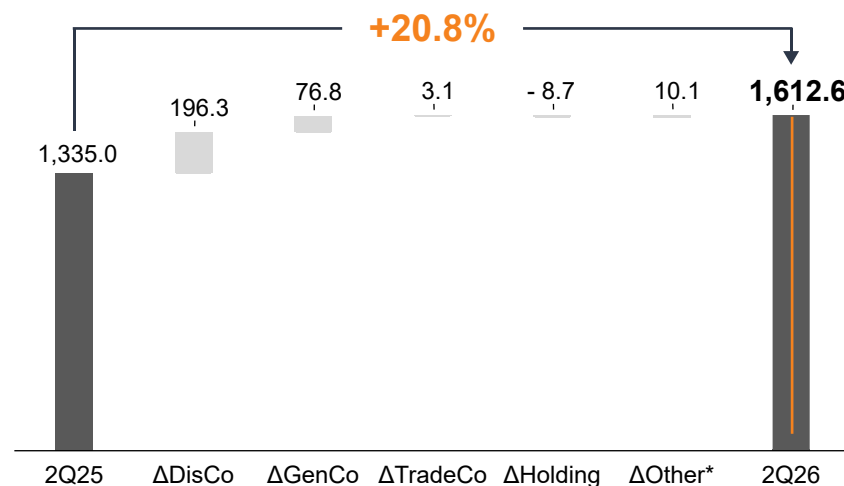
Driven by Operational Performance and Cost Efficiency

Breakdown (R\$ million)



*Other adjustments: MTM and IFRS effect on transmission companies.

Change (R\$ million)



*Includes Copel Serviços and Elejor's Ebitda.

DisCo's Ebitda

+34.5%

R\$ 196.3 million higher
vs. 2Q25

GenCo's Ebitda

+10.1%

R\$ 76.8 mm higher
vs. 2Q25

Elejor's Ebitda

+70.8%

R\$ 12.1 million higher
vs. 2Q25

TradeCo's Ebitda

+17.0%

R\$ 3.1 mm higher
vs. 2Q25

Holding

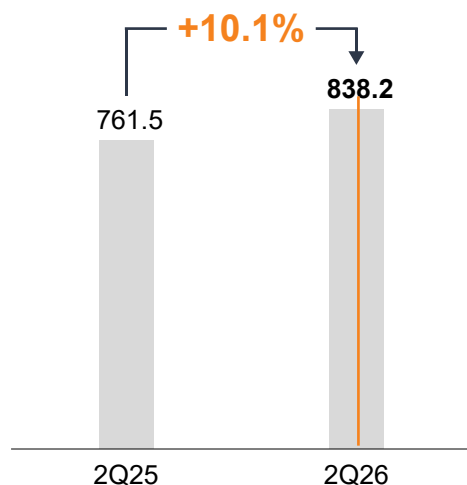
-23.3%

R\$ 8.7 million loss
compared to 2Q25

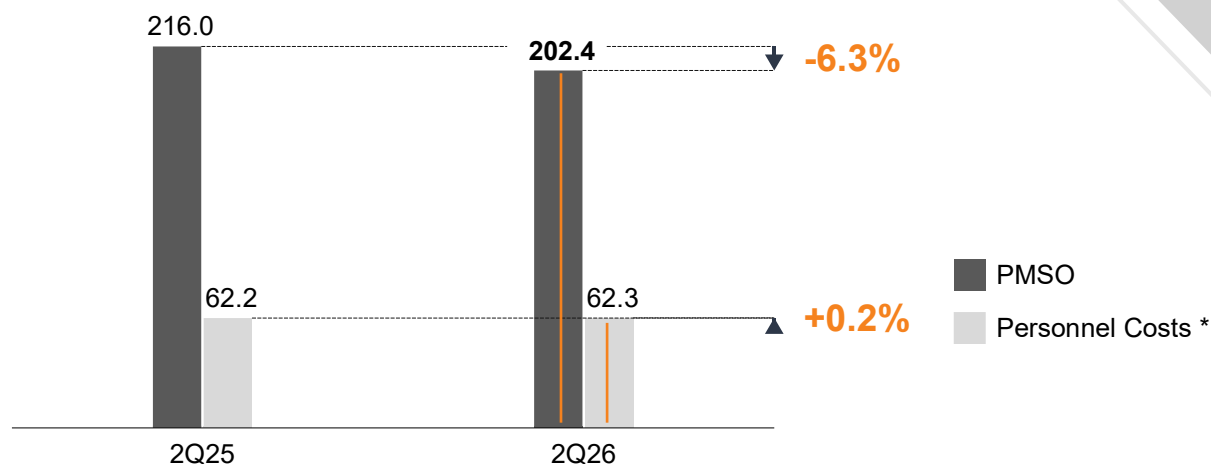


Ebitda grows 10.1%, driven by higher average electricity sales prices and a favorable hydrological scenario

I Recurring Ebitda (R\$ million)



I Recurring PMSO (R\$ million)



* Excludes profit sharing (PLR), Performance based bonus (PPD) and Long-term incentives (ILP)

+R\$ 85.1 mm
in the ACL

Price: **+6.4%**

Volume: **-7.8%**

Electricity Grid Availability:
+R\$ 70.2 million

Electricity Costs:
-R\$ 6.4 million
GSF 99.6% 2Q26 vs.
95.5% 2Q25

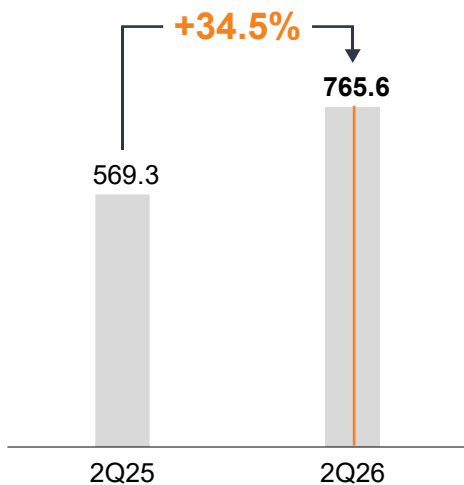
-R\$ 13.7 mm
(-6.3%) decline in
PMSO

Reduction of
R\$ 35.2 million
in net income from short-
term market transactions

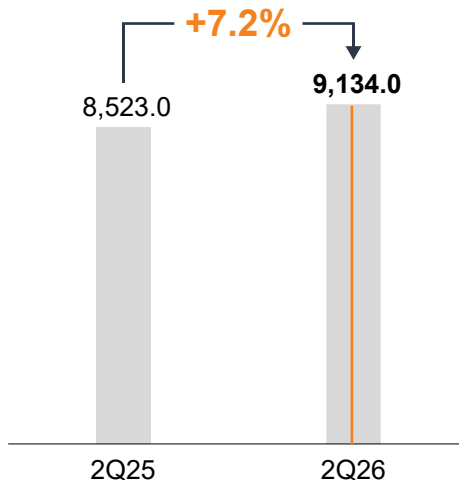
Increased wind
generation deviation:
-R\$ 34.8 mm
*Curtailment: 23.7% in
2Q26 vs. 15.7% in
2Q25*

Market Growth and cost management drive 34.5% increase in Ebitda

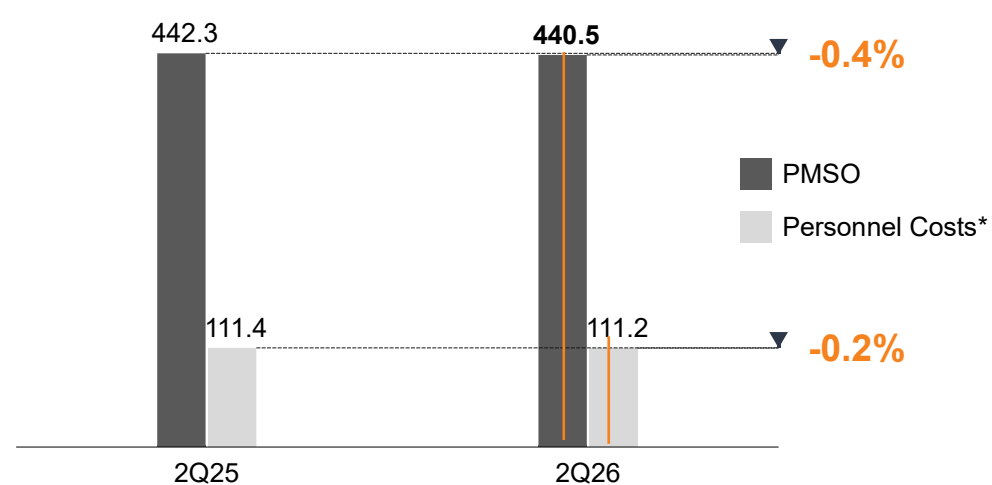
Recurring Ebitda
(R\$ million)



Billed grid market
(GWh)



Recurring PMSO
(R\$ million)



* Excludes profit sharing (PLR), Performance based bonus (PPD) and Long-term incentives (ILP)

Growth of
+7.2% in
billed grid market

Rate adjustment
for Part B of
+1.3% (ATA/2025)

0.4% reduction in Recurring
Manageable Costs
(PMSO)

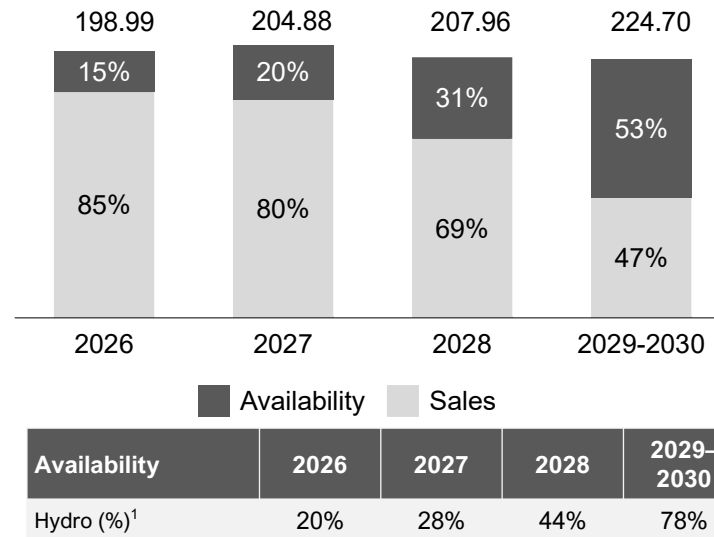
Commercial Strategy

Drivers of the Company's Results

Commercial performance

- Focus on more targeted negotiations for 2027
- Low credit risk from trading on the free market
- Leveraging favorable seasonal conditions: modulation and submarkets
- Long-term availability targeting market opportunities during upturns and serving as a natural hedge

Energy Mix (Hydro¹ + Wind) (P-MIX (R\$/MWh))



Revenue from water modulation and submarket
R\$ 74.6 mm

Reduced delinquency
0.01%

Sale of +319% for 2026-2028 with P-MIX +6% (vs. 1Q26 in the hydropower portfolio)

Active portfolio management, focused on capturing market opportunities

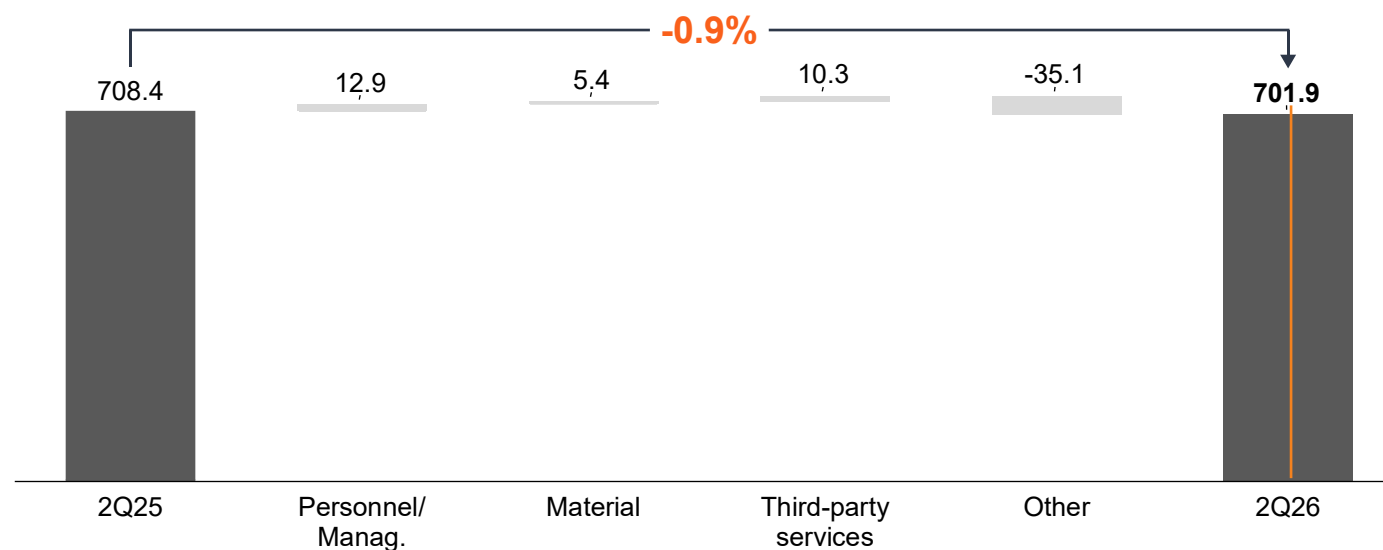
¹ Does not include: (i) GPS CCGF (Quotas) (73 MWavg); and (ii) 96% for the Mauá Hydroelectric Plant (or 184 MWavg) and its contracts, the insured value of GSF variations.



Execution discipline: optimized PMSO aligned with the pursuit of efficiency



Recurring PMSO Change
(R\$ million)



-32.7% (R\$ 35.1 mm)

in **Other**, substantially due to a decrease in losses from asset decommissioning at DisCo and in the collection rate

+4.3% (R\$ 12.9 mm)

Staff/Management, including **Social Security and Benefits**

+3.7% (R\$ 10.3 mm)

in **Third-Party Services**

+24.7% (R\$ 5.4 mm)

in **Material costs and O&M**

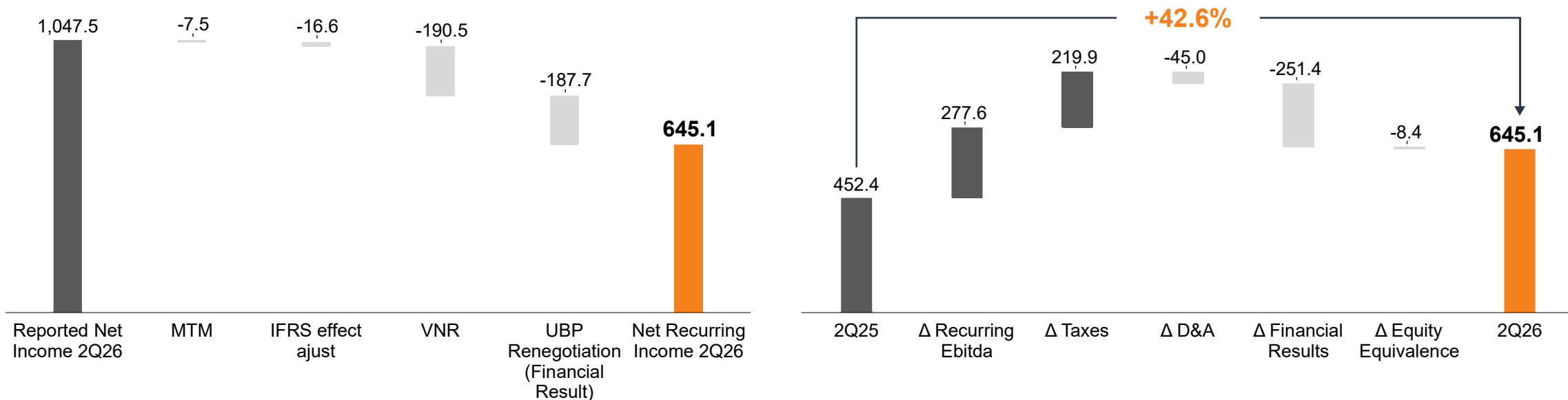


Recurring Net Income

Strong Value Creation in 2Q26: Net Income driven by operational performance and a decline in the effective income tax rate

Recurring Net Income
(R\$ million)

Change
(R\$ million)



COPEL | 2Q26 | 2Q26 Results

Improved operational performance and cost efficiency | Ebitda +20.8%

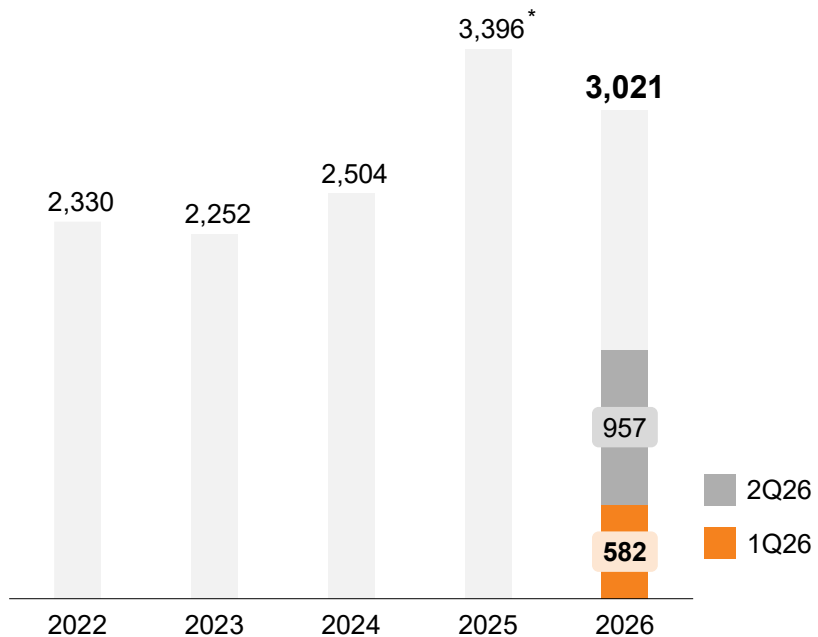
Lower effective income tax rate

-R\$ 251.4 million in financial results due to increased debt | reflects investment in assets to improve efficiency and regulatory revenue

Investments

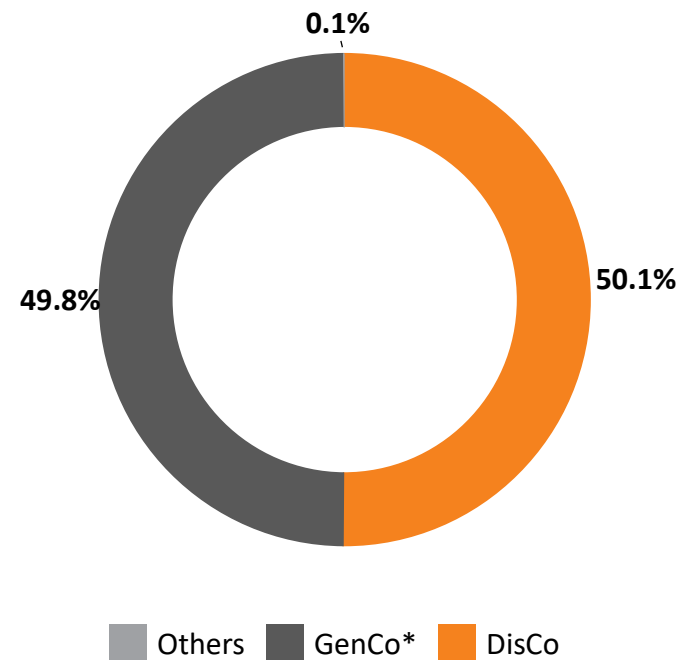
2Q26 Capex: plan execution and focus on quality returns

| Consolidated Capex
(R\$ million)



*Excludes investment in asset swap

| Capex by Segment in 2Q26



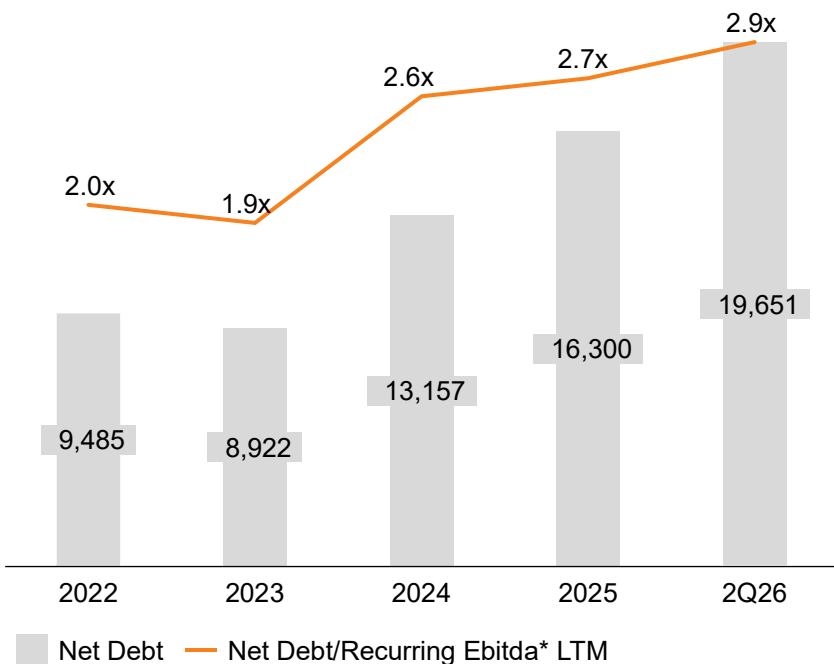
*Includes investments in LRCAP of approximately R\$ 318mm



Indebtedness

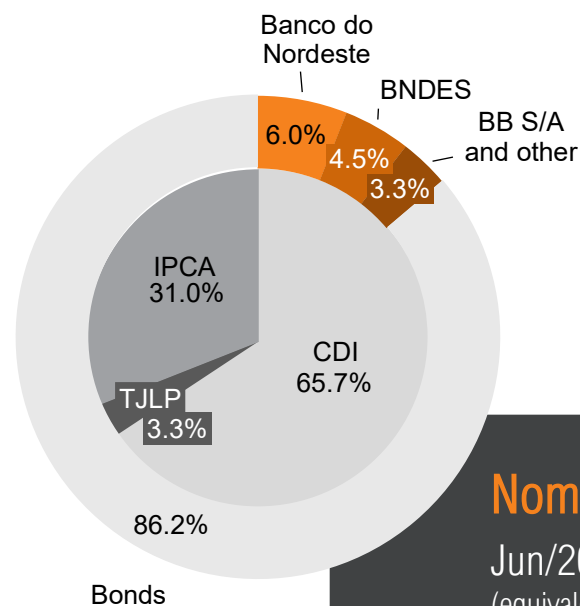
Comfortable leverage in line with the new parameters of the optimal capital structure

Leverage (R\$ million)



*Excludes equity equivalents, considers discontinued operations, and excludes the effects of impairment, early retirement severance pay, mark-to-market (MTM), GSF renegotiation, losses on asset decommissioning and gains on asset disposals/swap.

Debt Composition and indexers



Nominal cost of debt

Jun/26: 12.92% p.a.
(equivalent to 91.33% of CDI)

Jun/25: 13.54% p.a.
(equivalent to 90.88% of CDI)

| Q & A



Londrina
Photographer: Rodrigo Gaion





COPEL
Pura Energia

INVESTOR RELATIONS

ri@copel.com | ri.copel.com

(41) 3331-4011



www.copel.com



[/company/copel](https://www.linkedin.com/company/copel)



[/copel](https://www.youtube.com/c/copel)