

RESULTADOS

4T21



COPEL

*Pura Energia*



# Destques 4T21



EBITDA recorde de **R\$ 8,4 bilhões** em 2021 (+52,1% vs. 2020)



EBITDA ajustado de **R\$ 1,0 bilhão** no 4T21 **R\$ 5,1 bilhões** em 2021 (+5,2% vs. 2020)



Lucro líquido de **R\$ 396,2 milhões** no 4T21 **R\$ 5,0 bilhões** em 2021 (+29% vs. 2020) – recorde histórico



Alavancagem de **0,99x** em dezembro/21  
Posição robusta de caixa de **R\$ 3,9 bilhões**



Dividendos e JCP totais de **R\$ 3,1 bilhões** referente ao resultado de 2021 com *payout* de **65%** (complementar de R\$ 1,4 bilhões aos R\$ 1,7 bilhões já declarados em 2021)



Migração para o **Nível 2 de Governança Corporativa da B3** em 29.11.2021



Adesão de **461 empregados** no PDI com economia anual estimada de **R\$ 153,9 milhões** na rubrica de pessoal a partir de fevereiro 2022



EBITDA ajustado da Copel Distribuição **21,1% acima do EBITDA regulatório** (eficiência de R\$ 276,9 milhões).



Conclusão da aquisição do **Complexo Eólico Vilas (186,7 MW)**



Copel Dis aprova a adesão à Conta de Escassez Hídrica no valor de **R\$ 145,8 milhões**



Entre as **100 empresas com melhor reputação** e a **quarta do setor elétrico** pelo ranking 2021 da Merco Brasil



## Indicadores Financeiros



## Webcast de Resultados

Destques de Indicadores	R\$ milhões					
	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
EBITDA (R\$ milhões)	942,9	1.377,5	(31,5)	8.401,0	5.522,7	52,1
Lucro Líquido (R\$ milhões)	396,2	1.123,4	(64,7)	5.048,6	3.909,8	29,1
LPA - Lucro Líquido por ação (R\$) <sup>1</sup>	0,14	0,40	(64,7)	1,81	1,43	26,9
Rentabilidade do Patrimônio Líquido (anualizada) <sup>2</sup>	8,1%	28,1%	(71,3)	24,9%	22,2%	12,2
Margem EBITDA	14,3%	24,4%	(41,3)	35,0%	29,6%	18,2
Margem Operacional	6,5%	18,4%	(64,8)	21,3%	27,5%	(22,3)
Margem Líquida	6,0%	19,9%	(69,8)	21,0%	21,0%	0,3
Valor Patrimonial por Ação (R\$)				8,10	7,40	9,5
Endividamento do PL <sup>3</sup>				53,3%	49,1%	8,6
Liquidez Corrente				1,40	1,18	18,7

<sup>1</sup> Considera o Lucro Líquido atribuído aos acionistas da empresa controladora.

<sup>2</sup> Considera o Patrimônio Líquido inicial do exercício

<sup>3</sup> Considera a dívida bruta sem avais e garantias.

Valores sujeitos a arredondamentos.

23 de março de 2022 | 14h BRT

Link de acesso: [ri.copel.com](https://ri.copel.com)



# Mensagem do CEO

Anos desafiadores costumam evidenciar a importância de valores, de um bom planejamento e de resiliência. Em 2021, o prolongamento da pandemia do coronavírus e as adversidades enfrentadas pelo setor elétrico, especialmente a crise hídrica, produziram um cenário que exigiu muito das pessoas e das empresas.

Para a Copel, foi um ano cujos excelentes resultados demonstraram a solidez de nossas ações, voltadas a cuidar das pessoas, atender bem nossos clientes, contribuir para a sociedade, proteger o meio ambiente e gerar valor para todos os nossos stakeholders. Fizemos isso ao mesmo tempo em que nos empenhamos em construir uma empresa cada vez mais eficiente, inovadora e responsável.

Ao longo do ano, avançamos em nossa estratégia em busca de uma atuação focada no core business da Copel, o setor de energia elétrica. Concluímos o desinvestimento da Copel Telecom, que injetou R\$ 2,5 bilhões no caixa da Companhia, e iniciamos a preparação do processo de venda da Compagas, que estimamos ser concluído em 2022. Também aderimos à repactuação do risco hidrológico, o que contribuiu com R\$ 1,6 bilhão no resultado operacional (Ebitda) consolidado e cerca de R\$ 1,0 bilhão no lucro líquido do exercício.

Esses resultados, associados a uma atuação austera, baseada em planejamento e estratégia consistentes, contribuíram para a Copel obter em 2021, o maior lucro líquido da história da Companhia: R\$ 5,0 bilhões. Pelo segundo ano consecutivo também tivemos a proposição de distribuição de dividendos robustos, o equivalente a 65% do lucro líquido ajustado, a ser apreciado pela Assembleia Geral Ordinária, conforme dispõe a nossa política de dividendos.

Ao mesmo tempo, mantivemos nosso compromisso de transformar lucro em investimentos. Em 2021, mais uma vez, cumprimos rigorosamente nosso plano de investimentos. Aplicamos R\$ 2,1 bilhões em obras de geração, transmissão e distribuição de energia.

Somente no setor de distribuição de energia no Paraná aplicamos R\$ 1,6 bilhão em obras e programas que ajudam a ampliar e modernizar a rede elétrica do Estado. Parte desse valor foi investida no Programa Paraná Trifásico, pelo qual já construímos 6.515 quilômetros de novas redes trifásicas, de um

total de 25 mil quilômetros que serão implementados até 2025. Apenas neste programa serão investidos R\$ 2,8 bilhões, valor que, além de beneficiar os nossos clientes, vai aumentar nossa base de ativos e reduzir custos de operação. Outra iniciativa de destaque é o Rede Elétrica Inteligente, maior programa de smart grid da América do Sul. Até o final de 2023, vamos investir R\$ 850 milhões no programa. Com isso, um terço dos nossos consumidores terão medidores inteligentes.

No final do ano, adquirimos o Complexo Eólico Vilas por R\$ 1,1 bilhão (Enterprise Value). O empreendimento tem 186,7 MW de capacidade instalada e está localizado no município de Serra do Mel (RN), em uma das melhores regiões do mundo para a geração de energia eólica. Com mais este complexo, a Copel passa a ter 830,10 MW de capacidade geradora em usinas eólicas no Nordeste do País.

Também estamos em fase final de construção do Complexo Eólico Jandaíra, o qual agregará mais 90,1 MW ao portfólio de geração da Copel, contribuindo para que a matriz energética seja composta por 14% de energia de fontes eólicas. Ao todo, o empreendimento vai absorver R\$ 411 milhões em investimentos. Além disso, com dois anos de antecedência, concluímos em 2021, no sudoeste do Paraná a obra da PCH Bela Vista, com potência instalada de 29 MW. Foram investidos R\$ 224 milhões na nova unidade, que já está gerando energia suficiente para atender 100 mil pessoas.

Na área de transmissão, a Copel concluiu a construção da linha de transmissão de 525 kV Blumenau-Curitiba Leste, com 144,5 km de extensão. Foram investidos R\$ 192 milhões no empreendimento, que vai contribuir para fortalecer o sistema elétrico no Paraná e na região Sul como um todo.

Todos esses investimentos reforçam o nosso foco no setor de energia, priorizando as energias renováveis e a agenda ESG (Ambiental, Social e Governança). Nesse sentido, lançamos o Plano de Neutralidade de Carbono – uma série de novas metas com o objetivo de neutralizar emissões de gases de efeito estufa até 2030. Com um modelo de gestão focado em resultados, a partir de 2022 todos as diretorias possuem metas ESG atreladas ao seu desempenho.

Pelo segundo ano consecutivo, conquistamos o mais alto nível de certificação do Programa Brasileiro GHG Protocol, principal ferramenta usada no país para entender, quantificar e gerenciar as emissões de gases de efeito estufa de uma organização. Além disso, mais uma vez integramos a carteira do

Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) e Carbono Eficiente (ICO2), ambos da B3, a bolsa de valores brasileira.

Das três palavras que compõem a sigla ESG, a governança teve um grande destaque ao longo de 2021 na Copel. Aprovamos uma ampla reforma dos estatutos, com avanços significativos e implantação de comitês estatutários, entre eles um comitê de minoritários. Implementamos um programa de Units, o qual dará maior liquidez às nossas ações. Aprovamos uma Política de Investimentos e outra de Dividendos, conferindo maior transparência e previsibilidade aos nossos investidores. Dentre as diversas conquistas em governança, o principal destaque, no entanto, é que migramos para o Nível 2 da B3.

A permanente busca por melhores níveis de eficiência e produtividade também continuaram presentes em nossa pauta. Concluímos um novo programa de desligamento incentivado aos nossos empregados, com 461 adesões, que vai poupar cerca de R\$ 154 milhões por ano em gastos com pessoal. A iniciativa está alinhada com a estratégia da Companhia de intensificar a transformação digital, com redução de custo, mantendo os mais altos níveis de qualidade. Além de uma indenização, os empregados que aderiram contarão com benefícios e incentivos da empresa por mais um ano.

Para aproximar a direção da empresa dos negócios e das equipes das subsidiárias, vendemos o edifício-sede da Companhia, na região central de Curitiba, e transferimos a matriz para o maior polo da empresa.

Para finalizar, salientamos dois fatos relevantes: a Copel Distribuição foi eleita a melhor distribuidora do Brasil pela Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia - Abradee, e a Copel Mercado Livre consolidou-se como uma das maiores comercializadoras de energia do país, sendo a maior por cinco meses consecutivos, conforme ranking da CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Iniciamos 2022 com a confiança de um ano desafiador, mas próspero para a nossa Copel, reforçando nossas crenças e valores, buscando a valorização de nossos stakeholders. Continuaremos a trabalhar pelo desenvolvimento do Paraná e do Brasil, amparados pela solidez do setor elétrico e pelo empenho de nossos colaboradores.

**Daniel Slaviero**

Presidente da Copel



# Sumário

1. Resultado Consolidado.....	5	3.3.1 Reperfilamento RBSE .....	16
1.1 EBITDA .....	5	4. Copel Distribuição.....	17
1.2 Receita Operacional.....	6	4.1 Desempenho Econômico-Financeiro .....	17
1.3 Custos e Despesas Operacionais.....	7	4.1.1 Eficiência Regulatória.....	18
1.4 Resultado de Equivalência Patrimonial.....	8	4.2 Desempenho Operacional .....	18
1.5 Resultado Financeiro .....	8	4.2.1 Mercado Fio (TUSD) .....	18
1.6 Resultado Líquido Consolidado.....	8	4.2.2 Mercado Cativo.....	19
1.7 Dívida.....	9	4.2.3 Contrato de concessão.....	19
2. Investimentos.....	10	4.2.4 Investimento e Dados Operacionais .....	20
2.1 Política de Investimentos .....	10	5. Copel Mercado Livre .....	22
2.2 Programa de Investimentos .....	10	5.1 Desempenho Econômico-Financeiro .....	22
2.3 Projetos em Construção.....	11	5.2 Desempenho Operacional .....	23
3. Copel Geração e Transmissão.....	12	6. Performance ESG.....	24
3.1 Desempenho Econômico-Financeiro.....	12	6.1 Copel pioneira no setor em ESG .....	24
3.2 Desempenho Operacional.....	14	6.2 Destaques em 2021 .....	24
3.2.1 Geração .....	14	6.3 Indicadores.....	24
3.2.2 Geração Hídrica e Eólica .....	14	6.4 Avaliações, Classificações e Índices.....	25
3.2.3 Geração Térmica .....	15	7. Outros destaques do Período.....	26
3.3 Transmissão .....	15	Lista de Anexos .....	30

# 1. Resultado Consolidado

As análises a seguir referem-se ao quarto trimestre de 2021 e ao acumulado do ano, em comparação com o mesmo período de 2020.

## 1.1 EBITDA

O EBITDA ajustado, excluídos os itens não recorrentes, atingiu R\$ 1.039,5 milhões no 4T21, montante 26,6% inferior aos R\$ 1.417,2 milhões registrados no 4T20. Essa redução deve-se, sobretudo, a queda no resultado da Usina Termelétrica de Araucária e da Copel GeT, parcialmente compensado pelo bom resultado da Copel Distribuição. Os principais fatores que explicam a redução são:

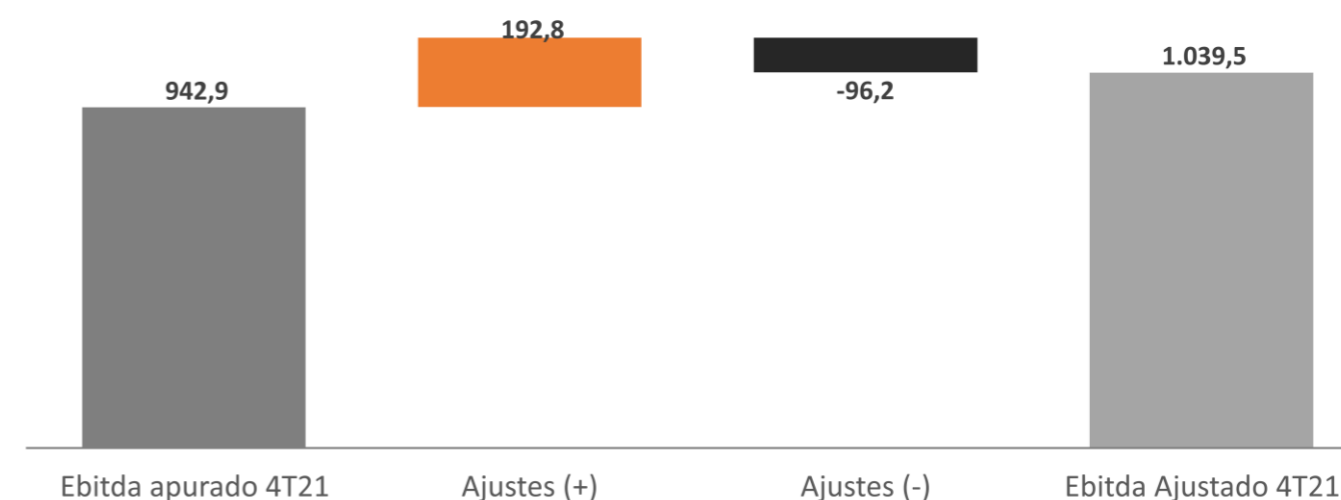
- (i) a redução de 55% do despacho da UTE Araucária (360 GWh no 4T21 ante 797 GWh no 4T20) aliado a menor margem líquida na venda de energia para o período, pois no 4T21 o custo variável unitário (CVU) não contemplava mais a parcela dos custos fixos da usina, visto que tais custos já haviam sido recuperados nos trimestres anteriores;
- (ii) o déficit hídrico, com baixo GSF (67,71% ante 69,43% no 4T20), resultando no crescimento de 142,7% nos custos com “energia elétrica comprada para revenda” na Copel GET;
- (iii) o efeito positivo de R\$ 68,7 milhões no EBITDA do 4T20, referente ao resultado da Copel Telecomunicações, a qual não faz mais parte do grupo Copel desde agosto de 2021;
- (iv) o aumento de R\$ 66,3 milhões nos custos com serviços de terceiros em função, sobretudo, da realização de manutenção na turbina da termelétrica de Araucária no valor de R\$ 42,9 milhões; e
- (v) o efeito negativo de R\$ 142,1 milhões na linha “provisões e reversões” em virtude, principalmente, do aumento de R\$ 39,4 milhões na estimativa de perdas de créditos esperadas e do registro de R\$ 114,0 milhões em provisões para litígios devido, basicamente,

ações cíveis, com destaque para R\$ 29,9 milhões referente a processo de arbitragem relacionado com a usina de Mauá.

Esses eventos foram parcialmente compensados (i) pela maior remuneração na distribuidora, em função do reajuste aplicado pelo 5º ciclo de revisão tarifária com efeito médio de 8,73% na TUSD, somado ao crescimento de 0,5% do mercado fio no trimestre; e (ii) pelo maior volume de energia vendida pela Copel Mercado Livre em contratos bilaterais (2.833 GWh no 4T21 ante 1.782 GWh no 4T20) e para consumidores livres (2.158 GWh no 4T21 ante 1.269 GWh no 4T20).

No 4T21, foram registrados os seguintes itens não recorrentes: (i) o custo de R\$ 125,7 milhões referente a provisão para o programa de demissão incentivada (PDI); (ii) receita de R\$ 71,8 milhões referentes a venda de energia oriunda da sobrecontratação voluntária da Copel Distribuição, em virtude de no quarto trimestre de 2021, excepcionalmente, a Copel Dis não ter participado dos mecanismos de compensação de sobras e déficits-MCSD e, dessa forma, ter ficado sobrecontratada voluntariamente gerando a receita (“bônus”) mencionada; (iii) o resultado de R\$ 37,1 milhões em valor justo de compra e venda de energia da Copel Mercado Livre; e (iv) R\$ 24,3 milhões em reversão de *impairment* de ativos de geração, especialmente referente a usina de Colíder. Mais detalhes relacionados aos itens não recorrentes podem ser visualizados no Anexo I.

Dessa forma, o EBITDA do trimestre, abrangendo todos os fatores, inclusive não recorrentes, totalizou R\$ 942,9 milhões, montante 31,5% inferior aos R\$ 1.377,5 milhões registrados no 4T20.



No acumulado de 2021, o EBITDA ajustado atingiu R\$ 5.136,8 milhões, crescimento de 5,2% em relação aos R\$ 4.884,9 milhões apurados em 2020, em virtude, principalmente, (i) da comercialização dos 2.195 GWh de energia produzida pela UTE Araucária; (ii) do crescimento de 5,6% no mercado fio da Copel Distribuição, somado ao 5º ciclo de revisão tarifária com efeito médio de 8,73% na TUSD a partir de julho de 2021; (iii) do aumento na remuneração sobre ativos de transmissão decorrente da maior inflação em 2021, a revisão tarifária periódica aplicada aos contratos de transmissão, a maior base de ativos pelo reperfilamento do RBSE e por novos empreendimentos em operação; e (iv) ao maior volume de energia comercializada pela Copel Mercado Livre tanto em contratos bilaterais quanto para consumidores livres.

Esse aumento foi parcialmente compensado, principalmente, pelo crescimento de 39,2% nas despesas com “energia elétrica comprada para revenda”, devido, sobretudo, a compra de energia para atendimento aos contratos face ao maior déficit hidrológico do período (GSF médio de 67,7% em 2021 vs 69,4% em 2020).

O EBITDA acumulado de 2021 abrangendo todos os fatores, inclusive não recorrentes e operações descontinuadas, atingiu R\$ 8.400,9 milhões, aumento de 52,1% em relação aos R\$ 5.522,7 milhões registrados em 2020. Esse resultado é reflexo, basicamente, (i) do ganho no desinvestimento da Copel Telecomunicações, com impacto positivo de R\$ 1.723,9 milhões; e (ii) do efeito positivo de R\$ 1.570,5 milhões referente à repactuação do risco hidrológico (GSF).

## 1.2 Receita Operacional

A receita operacional líquida totalizou R\$ 6.593,7 milhões no 4T21, crescimento de 16,6% em relação aos R\$ 5.655,2 milhões registrados no 4T20. Esse resultado é reflexo, principalmente:

(i) do crescimento de 20,7% na linha “suprimento de energia elétrica”, decorrente, sobretudo, (a) da comercialização dos 360 GWh de energia produzida pela UTE Araucária com preço médio de venda (CVU) superior aos R\$ 2.000,00/MWh para o 4T21, ante aproximadamente R\$ 438,00/MWh médios no 4T20; (b) do maior volume de energia vendida em contratos bilaterais pela Copel Mercado Livre (2.833

GWh no 4T21 ante 1.782 GWh no 4T20); e (c) da comercialização de 437 GWh pela Copel Distribuição no mercado de curto prazo;

(ii) do aumento de 7,6% na receita de “fornecimento de energia elétrica” em razão, basicamente, da revisão tarifária da Copel Distribuição que teve um efeito médio na componente TE de 11,32%, apesar da redução de 2,2% do consumo de energia no mercado cativo da distribuidora e da ampliação de 70,0% no volume de energia vendida para consumidores livres da Copel Mercado Livre; e

(iii) do incremento de 8,7% na linha “disponibilidade da rede elétrica (TUSD/TUST)”, efeito, principalmente, da maior remuneração na distribuidora em função do reajuste aplicado pelo 5º ciclo de revisão tarifária com efeito médio de 8,73% na TUSD; e

(iv) do aumento de 44,4% em “resultado de ativos e passivos financeiros setoriais”, em função, principalmente, maiores custos com energia elétrica e encargos de serviço do sistema (ESS), reflexo do déficit hidrológico no período com maior despacho de usinas termelétricas. Mais detalhes podem ser visualizados no Anexo I.



## 1.3 Custos e Despesas Operacionais

No 4T21, os custos e despesas operacionais aumentaram 28,0%, totalizando R\$ 6.046,9 milhões, como consequência, principalmente, do:

- (i) aumento na linha de encargos dos serviços do sistema – (ESS), decorrente do maior despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito e aumento dos custos com transporte da rede básica em função do crescimento dos montantes contratados e tarifas mais elevadas;
- (ii) registro de R\$ 698,5 milhões na linha “matéria-prima e insumos para produção de energia”, ante R\$ 261,1 milhões no 4T20, consequência da aquisição de gás natural com custo mais elevado para a operação da UTE Araucária; e
- (iii) das provisões no período com resultado de R\$ 142,1 milhões, decorrente, sobretudo, do aumento de R\$ 39,4 milhões na estimativa de perdas de créditos esperadas e do registro de R\$ 114,0 milhões em provisões para litígios, principalmente, a ações cíveis. Mais informações na nota explicativa nº 30 das nossas Demonstrações Financeiras.

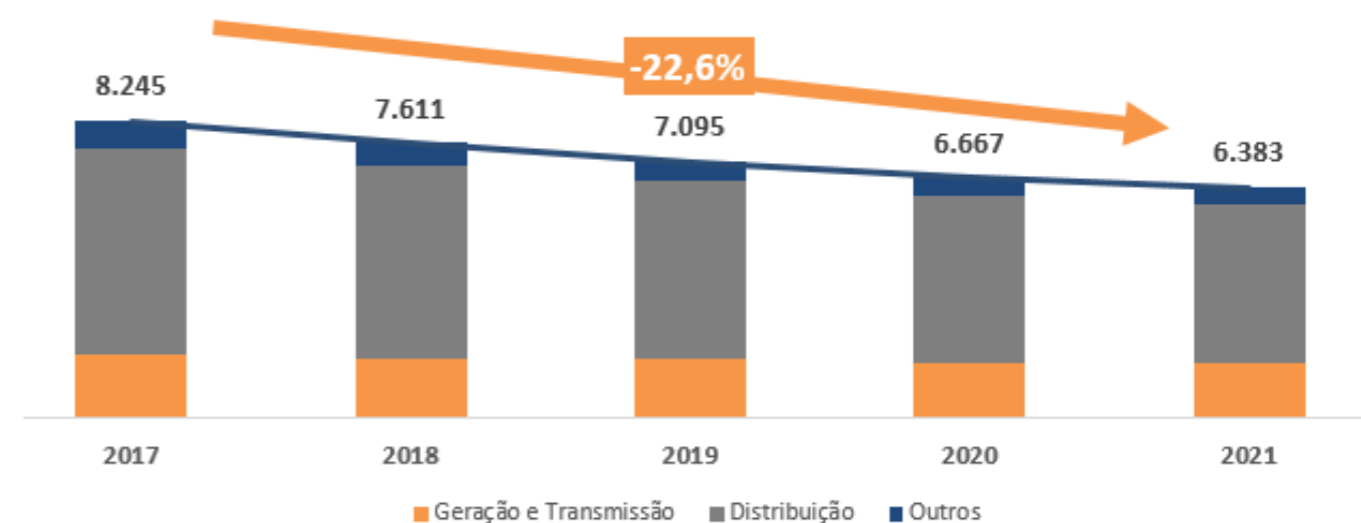
As despesas com PMSO, excetuando-se provisões e reversões, apresentaram aumento de 0,8% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido, sobretudo, aumento de 45,9% nos custos com serviços de terceiros, em função, principalmente, do incremento de R\$ 42,9 milhões decorrente de manutenção na UTE Araucária, parcialmente compensado pela redução de 15,6% nas despesas com pessoal e administradores em função, principalmente, dos menores montantes contabilizados para participação nos lucros e resultados (PLR) e prêmio por desempenho (PPD).

	R\$ mil					
Custos e Despesas Operacionais	4T21 (1)	4T20 (3)	Var.% (1/3)	2021 (4)	2020 (5)	Var.% (4/5)
Pessoal e administradores	568.930,0	674.337,0	(15,6)	1.550.857,0	1.601.895,0	(3,2)
Planos previdenciário e assistencial	64.127,0	57.732,0	11,1	248.773,0	228.634,0	8,8
Material	19.780,0	18.608,0	6,3	69.822,0	72.680,0	(3,9)
Serviços de terceiros	210.690,0	144.371,0	45,9	706.599,0	558.041,0	26,6
Outros custos e despesas operacionais	98.646,0	59.070,0	67,0	-1.261.055,0	333.275,0	(478,4)
<b>TOTAL</b>	<b>6.046.862,0</b>	<b>4.724.583,0</b>	<b>28,0</b>	<b>18.904.563,0</b>	<b>14.573.530,0</b>	<b>29,7</b>

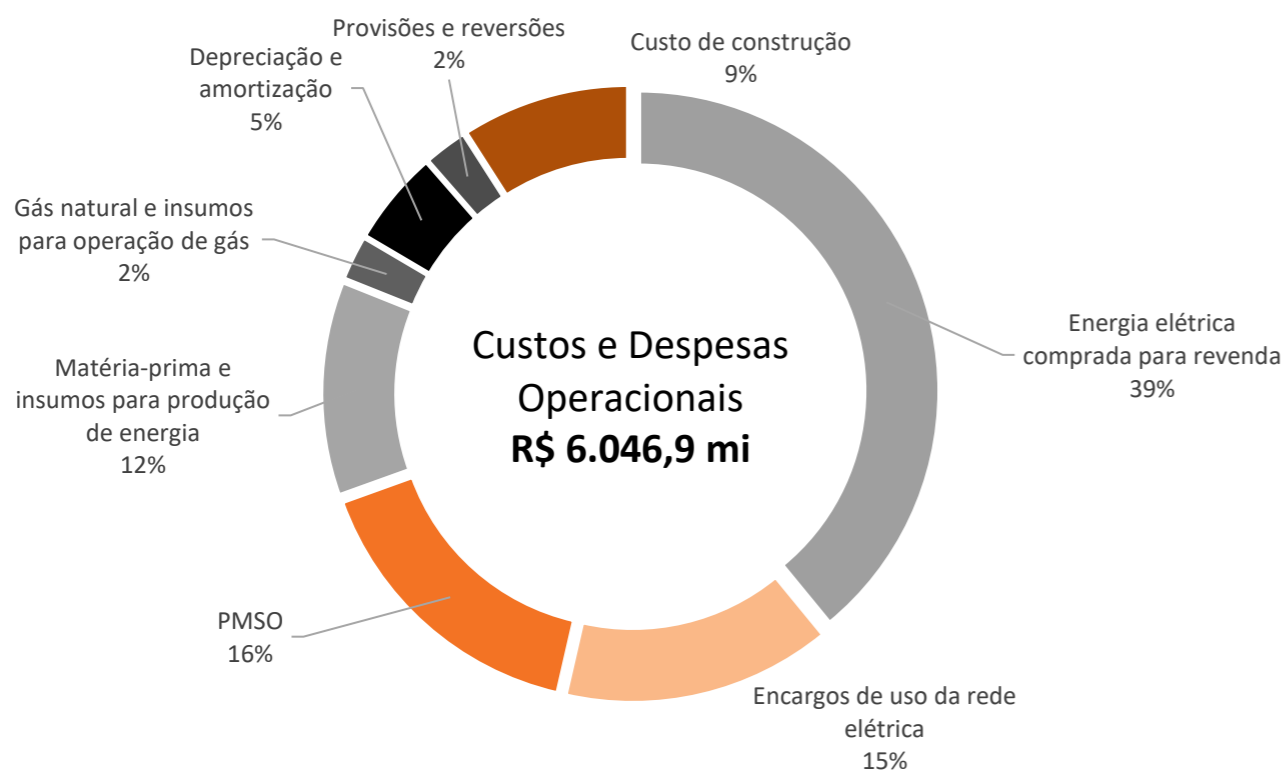
Especificamente sobre os custos com “pessoal e administradores”, neutralizando os efeitos da provisão do programa de demissão incentivada (PDI), prêmio por desempenho (PPD) e participação nos lucros (PLR), houve um aumento de 2,1%, apesar do reajuste salarial de 10,78% aplicado através de acordo coletivo em outubro de 2021. Considerando a inflação acumulada de 10,06% entre 4T20 e o 4T21, houve uma redução em termos reais de 7,96%, reflexo da redução de 284 empregados por meio, principalmente, de programas de desligamento voluntário realizados no período.

Custo com Pessoal (R\$ mil)	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Pessoal e administradores	568.930	674.337	(15,6)	1.550.857	1.601.895	(3,2)
(-) Participação nos lucros e/ou resultados e PPD	(121.089)	(291.983)	(58,5)	(367.423)	(481.681)	(23,7)
(-) Provisão p/ indenização por demissões voluntárias	(125.713)	(66.781)	88,2	(139.232)	(66.781)	108,5
<b>TOTAL</b>	<b>322.128</b>	<b>315.573</b>	<b>2,1</b>	<b>1.044.202</b>	<b>1.053.433</b>	<b>(0,9)</b>

### Evolução do Quadro de Pessoal







## 1.4 Resultado de Equivalência Patrimonial

O resultado de equivalência patrimonial demonstra os ganhos e perdas nos investimentos realizados nos empreendimentos controlados em conjunto e nas coligadas da Copel. No 4T21 o valor foi de R\$ 87,3 milhões e no acumulado de 2021 o montante registrado foi de R\$ 366,3 milhões. Mais detalhes podem ser visualizados no Anexo I.

## 1.5 Resultado Financeiro

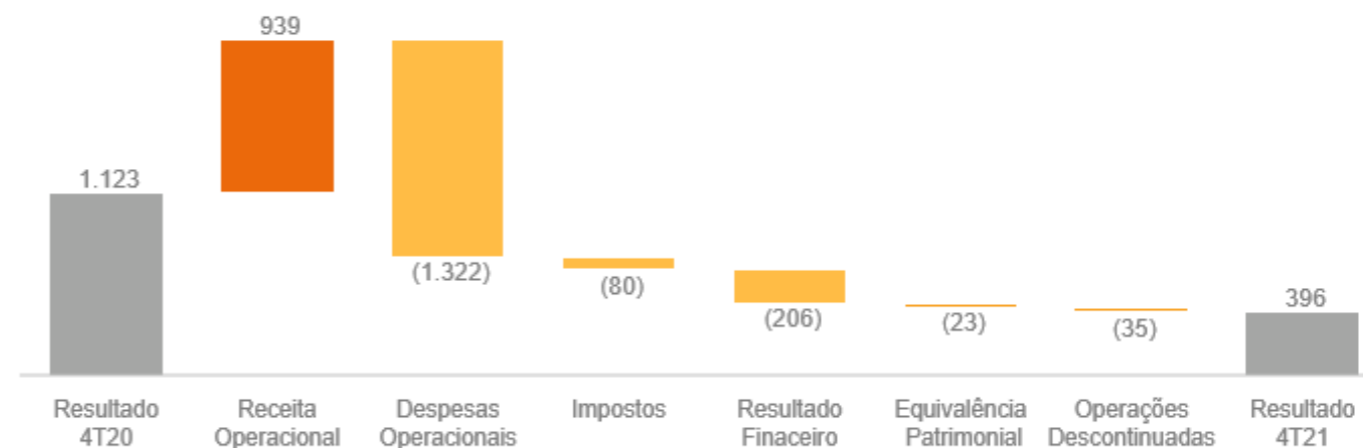
No 4T21, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 207,2 milhões, ante R\$ 1,7 milhão negativo registrado no 4T20, devido, sobretudo, (i) redução de 16,7% nas receitas financeiras consequência, principalmente, da quitação integral do saldo devedor da CRC pelo Estado do Paraná em 10 de agosto de 2021 e; (ii) aumento nos custos com encargos da dívida (+R\$ 155,1 milhões) em razão de juros mais elevados no período (CDI acumulado no trimestre de 1,84% ante 0,47% no 4T20) e maior saldo de empréstimos e financiamentos (R\$ 11,8 bilhões vs R\$ 9,9 bilhões no 4T20). Esses resultados foram parcialmente compensados pelo rendimento de aplicações financeiras (+R\$ 61,3 milhões), devido, principalmente, ao maior CDI e maior disponibilidade de caixa no período (+7,8%).

Em 2021 o resultado financeiro apresentou decréscimo de R\$ 1.193,6 milhões, devido, principalmente, (i) ao reconhecimento dos crédito tributário do direito da Companhia de excluir da base de cálculo do ICMS de Pis/Cofins em 2020, não recorrente em 2021; (ii) a menor receita com atualização financeira do contrato de CRC devido sua quitação em agosto de 2021; e (iii) aumento nos custos com encargos da dívida (+R\$ 248,2 milhões) em razão de juros mais elevados sobre empréstimos e financiamentos (CDI acumulado de 4,42% ante 2,76% em 2020 e IPCA de 10,06% ante 4,52%), parcialmente compensado pelo melhor rendimento em aplicações financeiras (+R\$ 83,2 milhões).

Resultado Financeiro (R\$ mil)	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Receitas Financeiras	213.479,0	256.148,0	(16,7)	932.049,0	1.839.668,0	(49,3)
Despesas Financeiras	(420.659,0)	(257.841,0)	63,1	(1.259.410,0)	(973.397,0)	29,4
<b>TOTAL</b>	<b>(207.180)</b>	<b>(1.693)</b>	<b>-</b>	<b>(327.361)</b>	<b>866.271</b>	<b>-</b>

## 1.6 Resultado Líquido Consolidado

No 4T21, a Copel registrou lucro líquido de R\$ 396,2 milhões, montante 63,6% inferior aos R\$ 1.088,3 milhões apresentados no mesmo período de 2020. No acumulado do ano, o lucro líquido cresceu 0,6% em relação a 2020, fechando 2021 em R\$ 3.859,0 milhões. Os valores acima não consideram os efeitos da reclassificação contábil referentes a "operação descontinuada" da Copel Telecom. Dessa forma, incluindo os valores provenientes do processo de alienação da Copel Telecom, o lucro líquido registrado foi de R\$ 5.048,6, montante 29,1% maior que o apresentado em 2020 (mais informações na nota explicativa nº41 de nossas demonstrações financeiras).



## 1.7 Dívida

O total da dívida consolidada da Copel somava R\$ 11.826,1 milhões em 31 de dezembro de 2021, alta de 18,9% em relação ao montante registrado em 31 de dezembro de 2020, de R\$ 9.946,0 milhões.

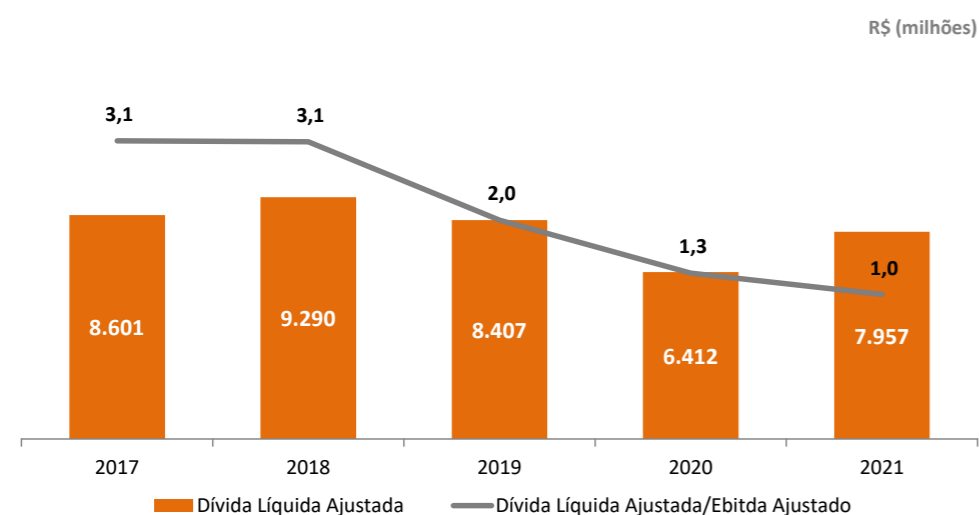
No final do 4T21, o endividamento bruto da Companhia representava 54,0% do patrimônio líquido consolidado, que era de R\$ 22.175,2 milhões.

Os gráficos a seguir demonstram o endividamento da Copel e suas subsidiárias ao final de dezembro de 2021.

### Dívida por Subsidiária

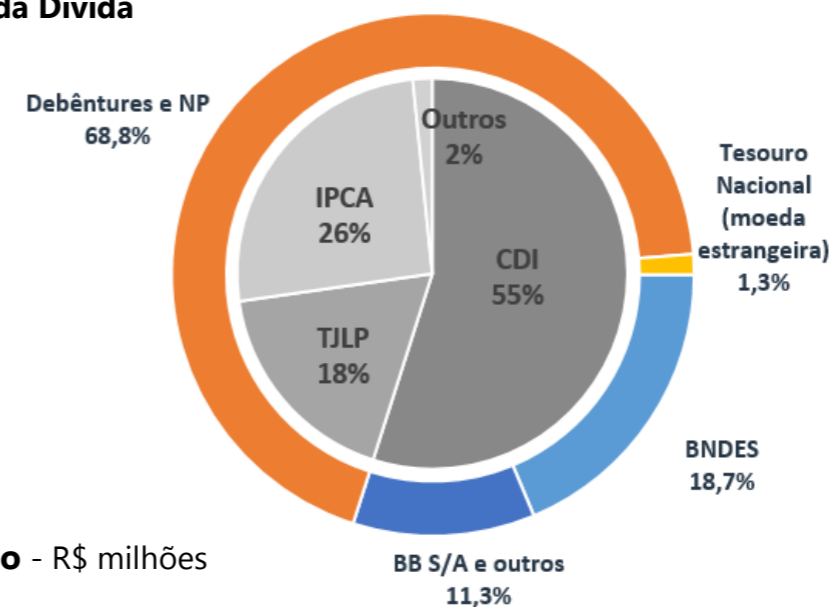
R\$ mil	GeT	DIS	Holding	Outras	Total
Dívida Total	5.289.012	3.379.348	1.291.843	1.865.858	11.826.061
Disponibilidade	1.122.475	536.081	626.143	1.584.212	3.868.911
<b>Dívida Líquida Ajustada</b>	<b>4.166.537</b>	<b>2.843.267</b>	<b>665.700</b>	<b>281.646</b>	<b>7.957.150</b>
Custo médio ponderado	7,87%	8,13%	12,72%	9,05%	7,82%
Duration (anos)	3,1	2,9	0,8	3,8	3,8

### Dívida Líquida Ajustada/EBITDA<sup>1</sup>

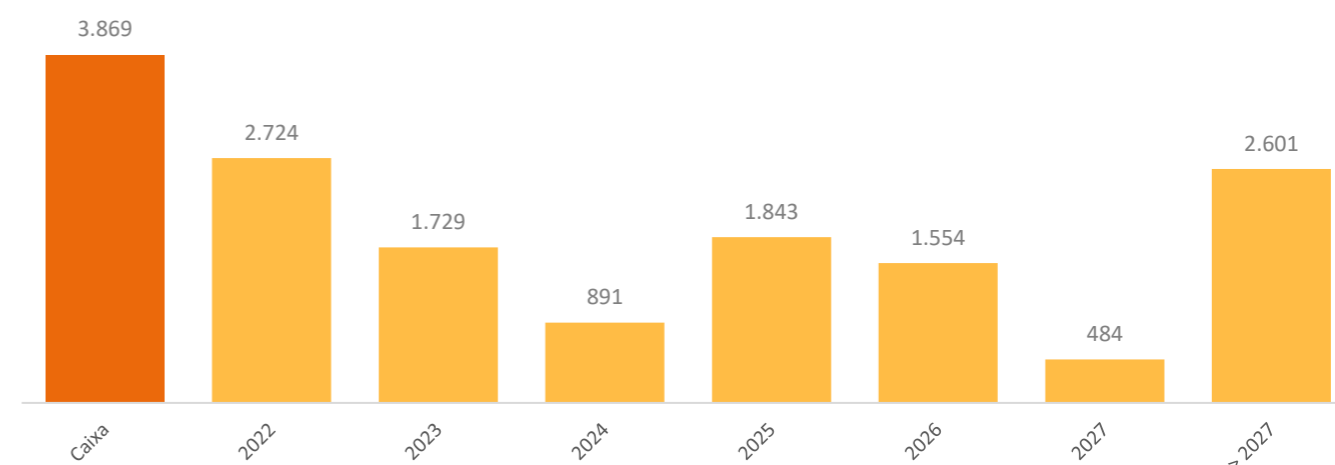


<sup>1</sup> Mais informações na NE 36.3 das Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas.

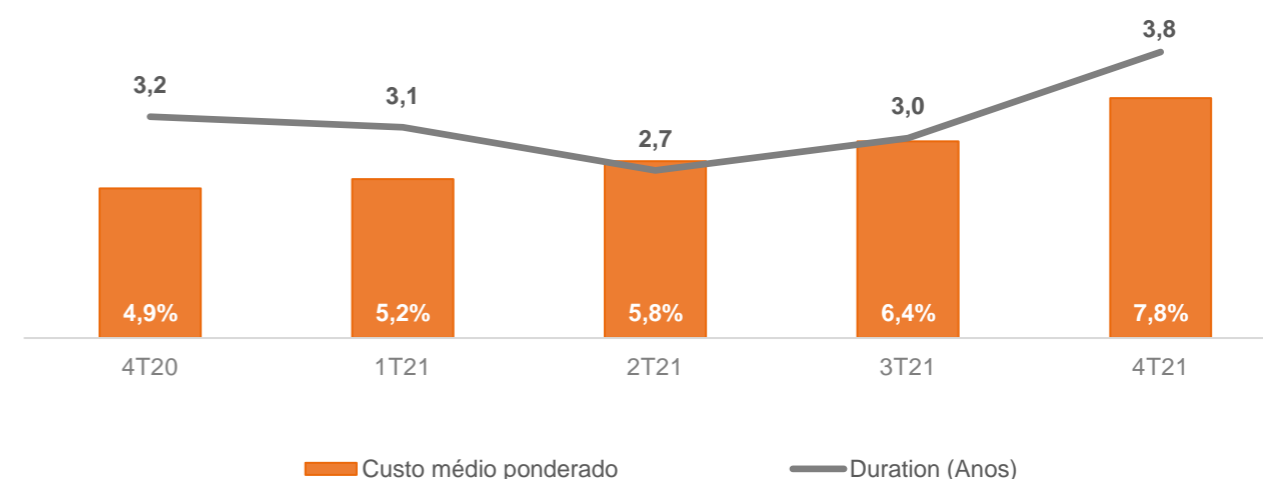
### Indexadores da Dívida



### Amortização - R\$ milhões



### Custo Médio Ponderado e Duration



## 2. Investimentos

### 2.1 Política de Investimentos

O Conselho de Administração aprovou em março de 2021 a Política de Investimentos da Companhia. A referida Política foi objeto de análise e aprovação do Comitê de Investimento e Inovação, que foi instituído pelo novo Estatuto Social de 11 de março de 2021, cuja principal finalidade é aprimorar a disciplina na alocação de capital, sendo uma ferramenta essencial para a execução das diretrizes estratégicas de crescimento sustentável, geração de valor aos acionistas e perenidade do nosso negócio de energia.

A Política estabelece os critérios para a seleção, priorização, avaliação, aprovação e acompanhamento dos investimentos. Entre os vários aspectos, a Política segrega as oportunidades de investimento em três grupos que serão priorizados conforme segue:

- (i) Investimentos Operacionais: ampliação de capacidade e modernização dos ativos das concessões de Distribuição, Transmissão e Geração, além da continuidade dos negócios existentes;
- (ii) Investimentos Estratégicos: aquisição e desenvolvimento de novos ativos com ênfase em oportunidades brownfield e que proporcionem sinergias operacionais à Companhia. Inclui-se a revisão de portfólio e desinvestimentos; e
- (iii) Investimentos em Inovação: onde destacamos os projetos voltados à inovação aberta.

O Comitê de Investimentos e Inovação reúne-se ordinariamente uma vez por mês e extraordinariamente sempre que necessário, analisando e emitindo recomendações para as propostas de investimento da Companhia.

Em 08 de dezembro de 2021, em sua 221ª Reunião Ordinária, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o montante de R\$ 2.067,1 milhões destinados ao programa de investimentos previsto para 2022. A Copel Distribuição contempla a maior parte do montante previsto, cujo objetivo

é o permanente aprimoramento da eficiência operacional e a redução de custos por meio do avanço de importantes projetos, destacando-se a continuidade da execução dos programas Paraná Trifásico e Smart Grid já iniciados em 2021. Esses programas visam a renovação dos ativos depreciados em áreas rurais, a melhoria da qualidade e agilidade no atendimento, a integração com cidades inteligentes e a melhoria nas informações via sensoriamento das redes.

### 2.2 Programa de Investimentos

Subsidiária / SPE <sup>1</sup> (R\$ milhões)	Realizado 4T21	Realizado 2021	Previsto 2022*
<b>Copel Distribuição</b>	<b>501,3</b>	<b>1.623,0</b>	<b>1.634,5</b>
<b>Copel Geração e Transmissão</b>	<b>206,0</b>	<b>494,8</b>	<b>407,3</b>
Complexo Eólico Jandaíra	142,8	213,1	156,4
PCH Bela Vista	0,0	34,2	1,4
Transmissão (Melhorias/Reforço)	12,7	35,3	73,6
LT Curitiba Leste-Blumenau	0,0	28,0	13,9
Outros	50,5	184,2	162,0
<b>Copel Telecomunicações</b>	<b>0,0</b>	<b>54,4</b>	<b>0,0</b>
<b>Copel Comercialização</b>	<b>0,7</b>	<b>2,0</b>	<b>2,9</b>
<b>Copel Serviços</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>2,4</b>
<b>Holding</b>	<b>2,1</b>	<b>3,5</b>	<b>6,7</b>
<b>Outros<sup>3</sup></b>	<b>0,0</b>	<b>0,5</b>	<b>13,3</b>
<b>Total</b>	<b>710,7</b>	<b>2.178,8</b>	<b>2.067,1</b>

<sup>1</sup> Referente à participação da Copel no Empreendimento.

<sup>2</sup> Inclui Cutia Empreendimentos Eólicos.

<sup>3</sup> Inclui UEGA.

\* Orçamento de capital originalmente aprovado pelo Conselho de Administração. Não considera apropriação de mão de obra própria, encargos e outros.

## 2.3 Projetos em Construção

### Complexo Eólico Jandaíra

Em 18 de outubro de 2019, a Copel GeT, em consórcio com a subsidiária Cutia Empreendimentos Eólicos, participou do leilão de geração de energia nova A-6 e vendeu 14,4 MW médios do Complexo Eólico Jandaíra, aproximadamente 30% da garantia física, conforme segue:

Usina	Leilão <sup>1</sup>	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW méd)	Preço <sup>2</sup>	Início de Suprimento	CAPEX (R\$ milhões)	Vencimento da Autorização
Complexo Eólico Jandaíra	30º LEN (18/10/2019)	90,1	46,6	113,89	jan/25	411,0	02.04.2055

<sup>1</sup> LEN - Leilão de Energia Nova.

<sup>2</sup> Atualizado até Nov/2021. Fonte: CCEE.

As obras de construção do Complexo Eólico Jandaíra, no Rio Grande do Norte, avançam a passos largos. Estão sendo instalados 26 aerogeradores, divididos em quatro parques eólicos. Todas as torres de aerogeradores já estão montadas e o empreendimento encontra-se na fase de montagem das NACELE, juntamente com os rotores, geradores e pás. Junto aos parques, foram construídas uma subestação, em fase de comissionamento, e uma linha de transmissão de 16 km, já concluída, que vai operar em 230 kV e escoar a energia elétrica a ser gerada no Complexo para o Sistema Interligado Nacional (SIN). O início do fornecimento está previsto para 2025.

### PCH Bela Vista

As obras da pequena central hidrelétrica tiveram início no mês de agosto de 2019, sendo que a entrada em operação comercial da primeira, segunda e terceira unidades geradoras ocorreu em 12 de junho de 2021, 10 de julho de 2021 e 15 de agosto 2021, respectivamente, totalizando 29,3 MW em operação, equivalente a 98,3% do total da PCH. A entrada em operação comercial da quarta unidade e última unidade está prevista para 2022.

Usinas	Contrato de Concessão	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Energia Vendida no ACR (MW médio)	Início de Suprimento	Preço <sup>1</sup> (R\$/MWh)	CAPEX (R\$ milhões)	Vencimento da Concessão
PCH Bela Vista 100% Copel GeT	Resolução Autorizativa nº 7.802/2019	29,8	18,6	14,7	01.01.2024	234,93	224,0	02.01.2041

<sup>1</sup> Atualizado pelo IPCA até nov/2021. Fonte CCEE.



# 3. Copel Geração e Transmissão

## (Resultado Consolidado)

### 3.1 Desempenho Econômico-Financeiro

A Copel GeT apresentou EBITDA consolidado de R\$ 561,9 milhões no 4T21, uma redução de 44,3% em relação aos R\$ 1.008,1 milhões do 4T20. Excetuando-se os efeitos extraordinários, relativos à reversão de *impairment* (R\$ 139,4 milhões, no 4T20) e a provisão de custos decorrente da adesão de colaboradores ao Plano de Desligamento Incentivado (PDI), o EBITDA ajustado da Copel GeT apresentou decréscimo de 36,9% no comparativo com o mesmo período do ano anterior.

Esse resultado reflete, principalmente, (i) a redução do despacho da UTE Araucária (360 GWh no 4T21 ante 797 GWh no 4T20) aliado a menor margem líquida na venda de energia para o período, dado que, no 4T21, o custo variável unitário (CVU) não contemplava mais a parcela dos custos fixos da usina, visto que tais custos já haviam sido recuperados nos trimestres anteriores; (ii) do crescimento de 142,7% nos custos com “energia elétrica comprada para revenda” (R\$413,3 milhões no 4T21 ante R\$ 170,3 milhões no 4T20), devido à crise hídrica, com baixo GSF de 67,71% no 4T21 (ante 69,43% no 4T20), o que levou a compra de 1.080 GWh no 4T21 ante 239 GWh no 4T20 para cobrir a energia contratada; e (iii) da redução de 68,0% na receita de “fornecimento de energia elétrica” (R\$ 50,8 milhões no 4T21 ante R\$ 159,1 milhões no 4T20), reflexo da redução de 51,4% e 65,3% no número de contratos e no volume de energia vendida para consumidores livres, respectivamente.

	R\$ milhões					
EBITDA Ajustado	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
<b>EBITDA</b>	<b>561,9</b>	<b>1.008,3</b>	<b>(44,3)</b>	<b>4.826,6</b>	<b>2.956,6</b>	<b>63,3</b>
(-)/+ Complemento PLR	-	32,9	-	16,4	40,4	(59,4)
(-)/+ Provisão para litígios	-	-	-	-	49,1	-
(-)/+ Provisão de PDI	39,2	11,9	229,9	39,6	11,9	233,7
(-)/+ Repactuação risco hidrológico	-	-	-	(1.560,9)	-	-
(-)/+ Impairment	(24,3)	(139,4)	(82,5)	(147,9)	(37,6)	293,4
(-)/+ Arbitragem do Contrato Caiua e Cantareira	-	-	-	-	39,4	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>576,8</b>	<b>913,6</b>	<b>(36,9)</b>	<b>3.173,8</b>	<b>3.059,7</b>	<b>3,7</b>
(-)/+ Equivalência Patrimonial	(85,5)	(107,5)	(20,5)	(356,4)	(186,5)	91,1
<b>EBITDA Ajustado sem Equivalência Patrimonial</b>	<b>491,3</b>	<b>806,1</b>	<b>(39,1)</b>	<b>2.817,4</b>	<b>2.873,2</b>	<b>(1,9)</b>

Destaca-se ainda a diminuição no resultado de “equivalência patrimonial” no período (R\$ 85,5 milhões no 4T21 ante R\$ 107,5 milhões no 4T20).

Os custos gerenciáveis, excluindo provisões e reversões, tiveram aumento de 33,3%, em decorrência, principalmente do: (i) aumento com serviços de terceiros, efeito, basicamente, do incremento das despesas com manutenção na UTE Araucária de aproximadamente R\$ 48,6 milhões; (ii) aumento de R\$ 39,5 milhões na linha de outros custos e despesas operacionais, devido ao estorno do lançamento de R\$23,7 milhões da conta de carvão não recuperável da UTE Figueira no 4T20 e de aproximadamente R\$ 16,4 milhões referente à valoração do estoque de carvão mineral da UTE Figueira, sob a guarda da fornecedora Carbonífera Cambuí em dezembro de 2021.

Esse resultado foi compensado parcialmente pela redução nos custos com pessoal e administradores, reflexo da menor provisão com participação nos lucros e resultados (PLR) que contabilizou R\$ 23,2 milhões no 4T21 ante R\$ 63,0 milhões no 4T20, que considerou os itens não recorrentes de complemento do PLR.

	R\$ mil					
Custos Gerenciáveis	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Pessoal e administradores	161.967	173.721	(6,8)	444.437	443.390	0,2
Planos previdenciário e assistencial	18.979	15.916	19,2	71.905	61.971	16,0
Material	3.631	3.149	15,3	13.716	12.376	10,8
Serviços de terceiros	90.563	37.956	138,6	235.553	143.416	64,2
Outros custos e despesas operacionais <sup>1</sup>	60.620	21.106	187,2	173.702	158.878	9,3
<b>TOTAL</b>	<b>335.760</b>	<b>251.847</b>	<b>33,3</b>	<b>939.313</b>	<b>820.031</b>	<b>14,5</b>

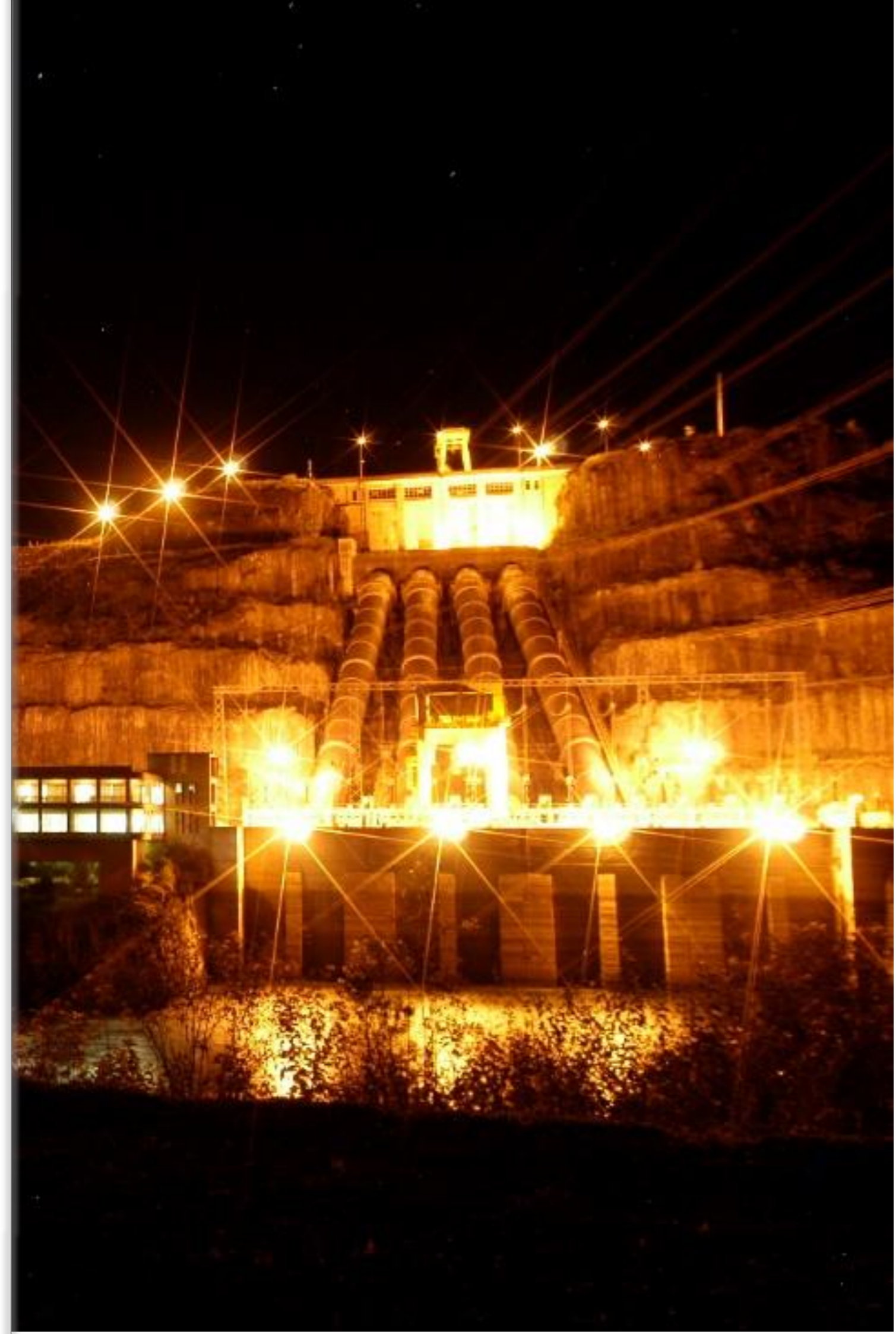
<sup>1</sup> Não considera efeito do acordo GSF no valor de R\$ 1.560,9 milhões

Excluindo os efeitos das provisões com participação nos lucros (PLR), prêmio por desempenho (PPD) e indenizações com o programa de desligamento incentivado (PDI), a conta pessoal e administradores registrou queda de 1,2% em relação aos valores registrados no 4T20, explicado pela movimentação e redução do número de funcionários da GeT no período, parcialmente compensado pelo reajuste salarial de 10,78% em outubro de 2021 (ante 3,89% em outubro de 2020).

R\$ mil						
Custo com Pessoal	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Pessoal e administradores	161.967	173.721	(6,8)	444.437	443.390	0,2
(-) Provisão PLR e PPD	(30.174)	(68.145)	(55,7)	(90.324)	(113.575)	(20,5)
(-) Provisão Indenização PDI	(39.191)	(11.880)	229,9	(39.649)	(11.880)	233,7
<b>TOTAL</b>	<b>92.602</b>	<b>93.696</b>	<b>(1,2)</b>	<b>314.464</b>	<b>317.935</b>	<b>(1,1)</b>

R\$ milhões						
Principais Indicadores	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	2.099,3	1.658,3	26,6	7.551,4	5.029,1	50,2
Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	(1.807,8)	(902,2)	100,4	(3.678,4)	(2.827,2)	30,1
Resultado Operacional (R\$ milhões)	241,0	780,2	(69,1)	3.791,1	2.121,9	78,7
Lucro Líquido (R\$ milhões)	255,6	668,1	(61,7)	2.820,1	1.619,3	74,2
EBITDA (R\$ milhões)	561,9	1.008,3	(44,3)	4.826,6	2.956,6	63,3
Margem Operacional	11,5%	47,0%	(75,6)	50,2%	42,2%	19,0
Margem Líquida	12,2%	40,3%	(69,8)	37,3%	32,2%	16,0
Margem EBITDA	26,8%	60,8%	(56,0)	63,9%	58,8%	8,7
Programa de Investimento (R\$ milhões)	206,0	114,2	80,4	494,8	455,6	8,6

Em 2021, a Copel GeT registrou lucro líquido de R\$ 2.820,1 milhões e EBITDA de R\$ 4.826,6 milhões, aumento, respectivamente, de 74,2% e 63,3% em relação ao verificado em 2020. Esse resultado reflete, principalmente, o efeito da repactuação do risco hidrológico (GSF), por meio de extensão da outorga das suas usinas hidrelétricas participantes do mecanismo de realocação de energia ("MRE"), com impacto positivo de R\$ 1.560,9 milhões; e o maior volume de despacho da UTE Araucária, com a comercialização de 2.195 GWh em 2021 ante 1.224GWh em 2020.

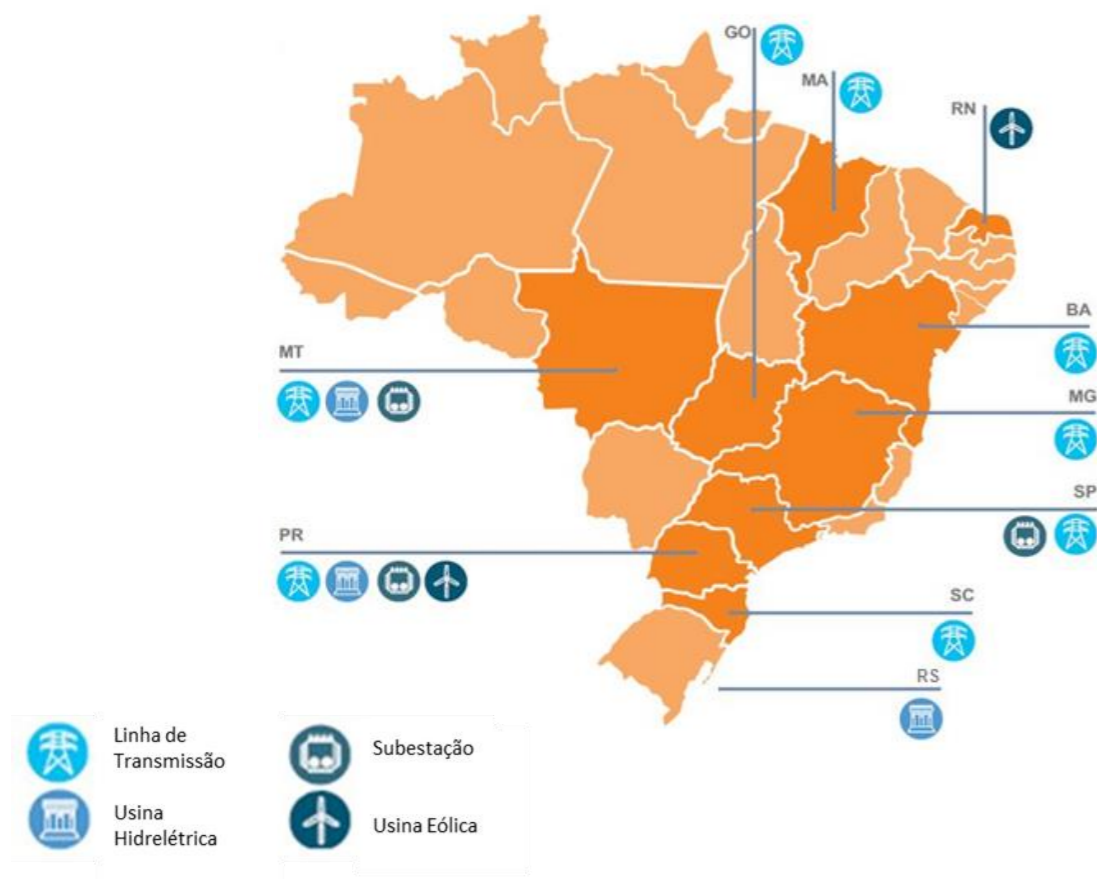


## 3.2 Desempenho Operacional

A Copel está presente em 10 estados, atuando nos segmentos de geração e transmissão. Atualmente é a 10ª maior geradora hidráulica em capacidade instalada do país, com participação de 2,4% na potência instalada nacional. Nosso negócio de Transmissão totaliza uma Receita Anual Permitida (RAP) de R\$ 1.220,1 milhões, incluindo participações, representando 3,7% no mercado brasileiro.

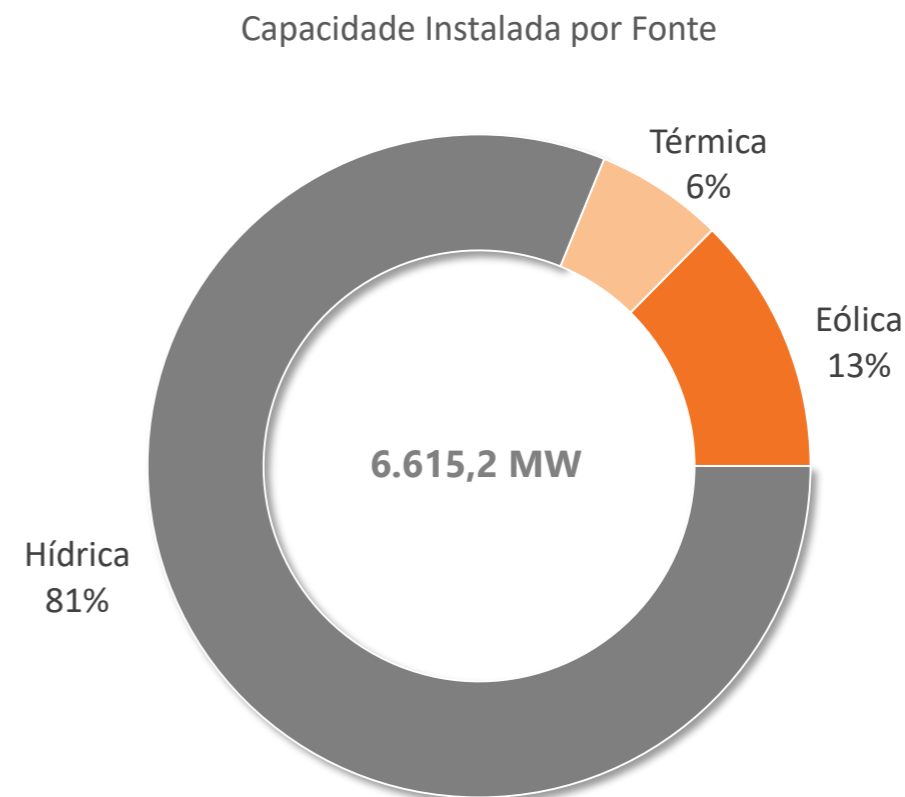
No negócio Geração a Copel GET opera um parque diversificado de usinas hidrelétricas, eólicas e térmicas, totalizando 6.615,2 MW de potência instalada e 3.037,0 MW médios de garantia física (incluindo SPE's, participações e UTE Araucária). Já no segmento Transmissão, a Copel detém uma malha total de 9.616 Km de linha de transmissão e 53 subestações de rede básica, considerando as participações.

Mais informações sobre dados operacionais de geração e transmissão, consultar o Anexo IV.



### 3.2.1 Geração

O parque gerador da Copel é composto por 94% de fontes renováveis como hídrica e eólica. Além disso, estão em construção um parque eólico e uma usina hidrelétrica.

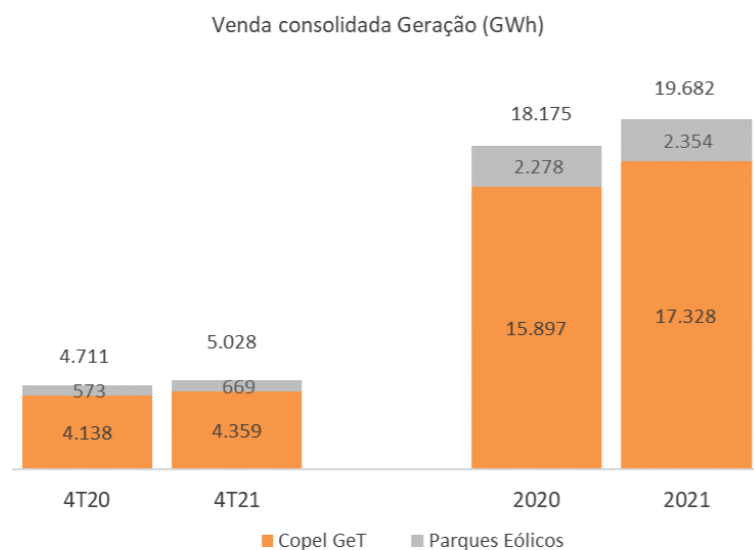


### 3.2.2 Geração Hídrica e Eólica

O volume de energia vendida da Copel Geração e Transmissão (incluindo a energia oriunda de Foz do Areia - FDA e Bela Vista - BVE, mas excluindo UTE Araucária) atingiu 4.359 GWh no 4T21, um aumento de 5,3% em comparação com o mesmo período do ano anterior. No acumulado de 2021, o volume de energia vendida foi de 17.328 GWh, um crescimento de 9,0%.

O total de energia vendida pelos parques eólicos no 4T21 foi de 669 GWh, um aumento de 16,8% e, no acumulado do ano, o total de energia vendida foi de 2,354 GWh, um aumento de 3,3%. Composta por 30 parques eólicos em operação, a geração eólica representa atualmente 13% da capacidade

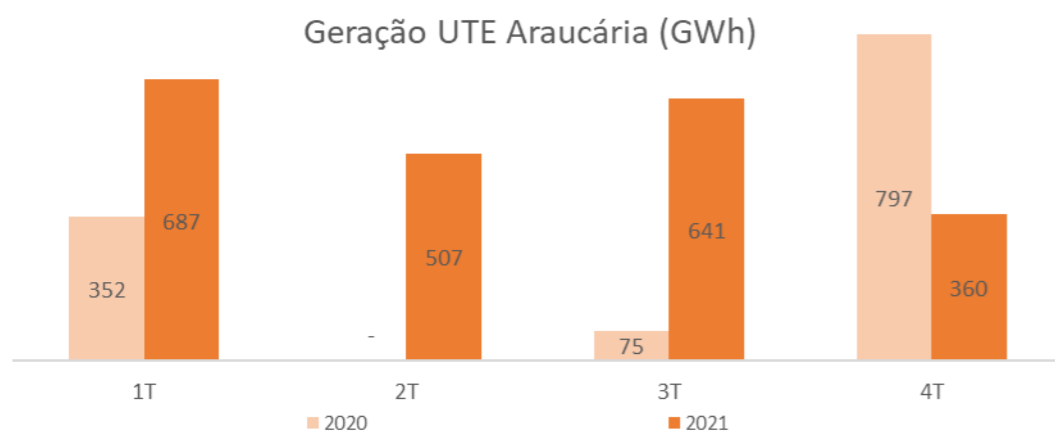
instalada da Copel Geração e Transmissão. Estes números incluem os cinco parques do Complexo Eólico Vilas, incorporados em dezembro de 2021.



### 3.2.3 Geração Térmica

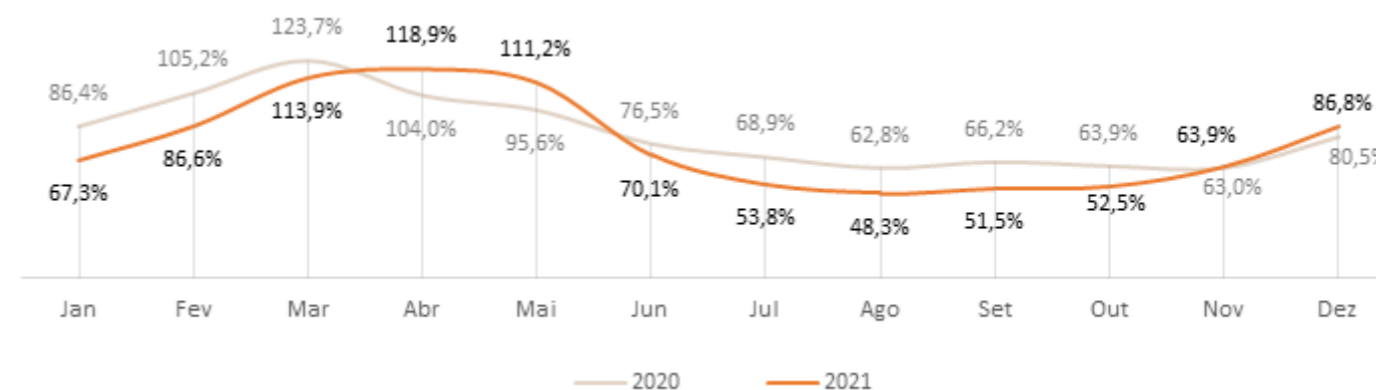
#### UTE Araucária

Em 2021, a UTE Araucária gerou 2.195 GWh, aumento de 79,0% com relação a 2020. Consequência de um cenário hidrológico crítico ao longo do ano, o que possibilitou um maior despacho da usina que opera sob a modalidade "merchant". Entretanto, no 4T21 houve redução no despacho, com a melhora das condições hidrológicas. A usina gerou 360 GWh no período de outubro a dezembro de 2021, redução de 55% em comparação com o mesmo período do ano anterior.

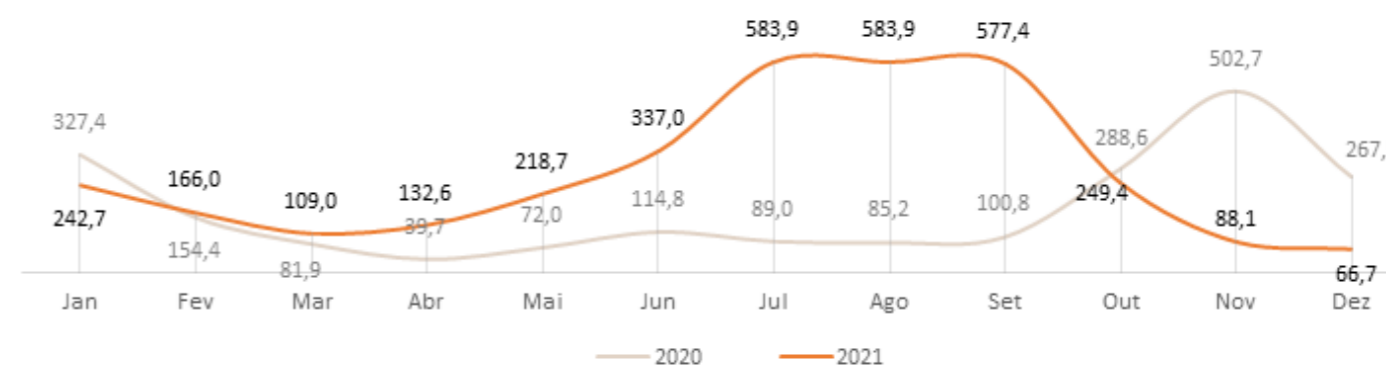


Em dezembro 2021, foi firmado termo aditivo ao contrato de fornecimento de gás com a Petróleo Brasileiro S.A ("Petrobras"), conforme comunicado ao mercado 46/21. Assim, a termoeletrica permanece disponível ao Sistema Interligado Nacional ("SIN") e podendo ser despachada a critério do Operador Nacional do Sistema ("ONS").

#### GSF - Generation Scaling Factor



#### PLD Médio Mensal - R\$/MWh



Fonte: CCEE

## 3.3 Transmissão

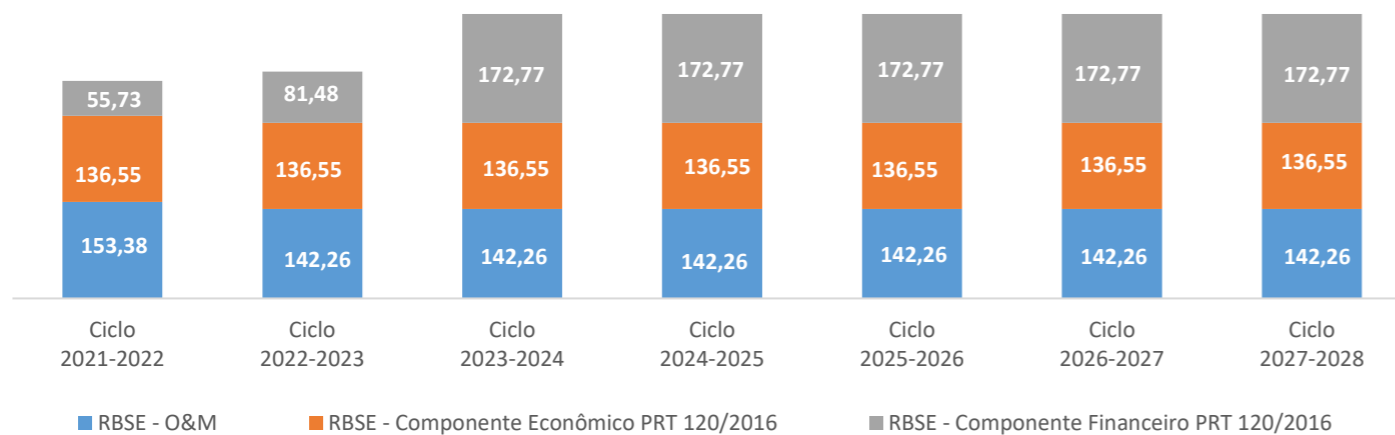
A Copel conta com mais de 9,6 mil km de linhas de transmissão em nove estados brasileiros, considerando ativos próprios e em parceria com outras empresas. Além de construir, manter e operar uma ampla rede de transmissão de energia própria, a Copel presta serviços para empreendimentos de outras concessionárias com a qualidade de quem acumula mais de 60 anos de experiência no setor. Os empreendimentos de Transmissão estão relacionados no Anexo IV, incluindo os empreendimentos da



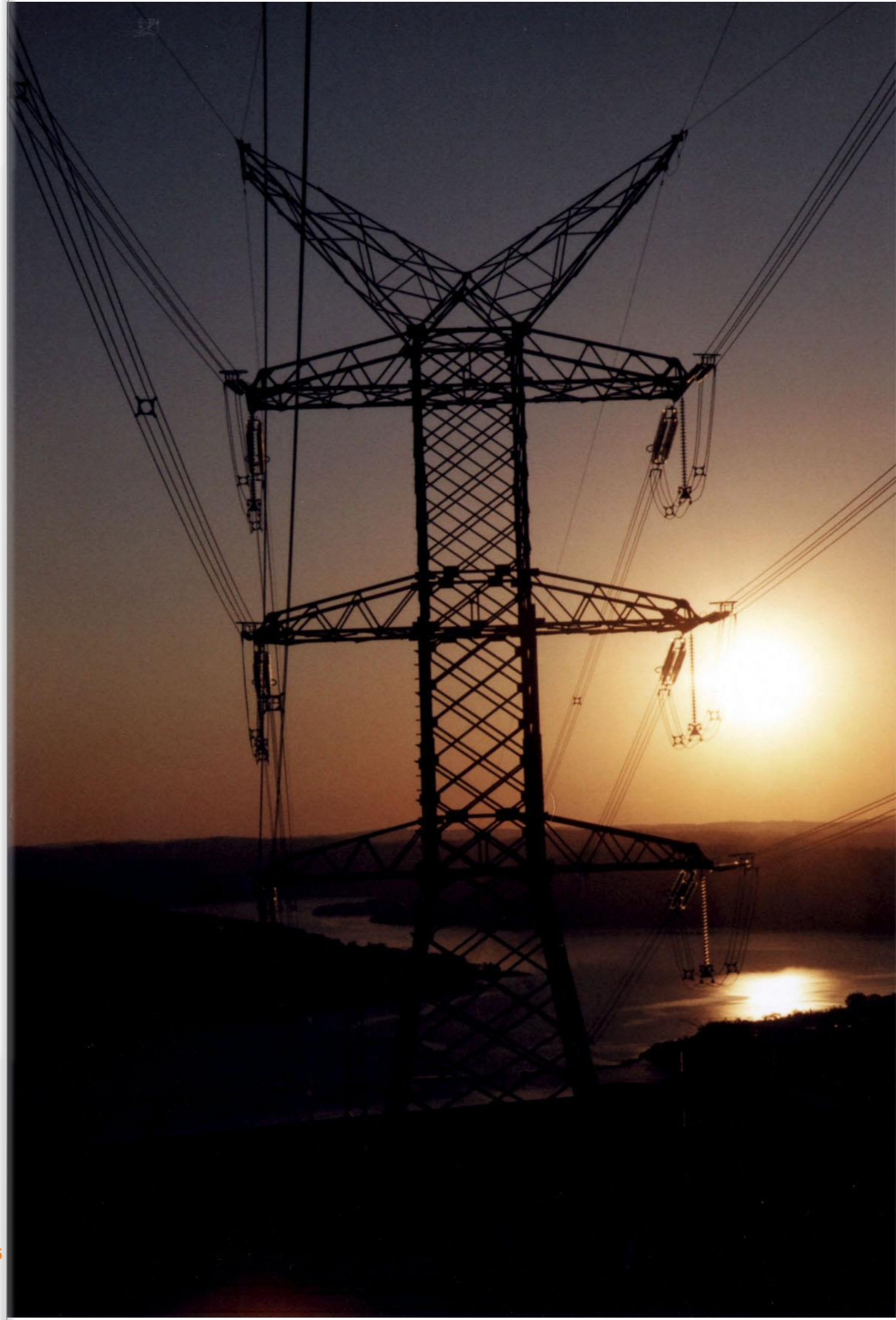
Copel Geração e Transmissão, SPEs Costa Oeste, Marumbi e Uirapuru Transmissora (100% Copel GeT), bem como as 7 SPEs nas quais a Copel GeT possui participação.

### 3.3.1 Reperfilamento RBSE

O Contrato de Concessão 060/2001 representa 37,7% da receita anual permitida (RAP) de transmissão da Copel GET, considerando também as participações. A seguir descrevemos o fluxo de recebimento da parcela da Receita referente a Rede Básica do Sistema Existente – RBSE para os próximos ciclos. Importante ressaltar que todos os valores de RAP podem ser alterados futuramente, sendo sujeitos a determinação do órgão regulador. Os valores referentes a O&M a partir do ciclo 2022-2023 estão baseados no valor atualmente indicado no submódulo 9.1 do Programa de Revisão Tarifária - Proret.



Nota:  
 Componente econômico: valores futuros baseados no ciclo 2021-2022 (última REH publicada)  
 Componente financeiro: valores publicados na REH 2847/21  
 RBNI: as adições nos valores a partir do ciclo 2022-2023 têm base nas datas de previsão de entrada em operação das novas obras, conforme informado na REH 2959/21 e autorizações  
 Valores futuros são baseados no ciclo 2021-2022 (REH 2959/21, com referência de preço jun/21)  
 Valores de RAP até o ciclo 2021/2022 retirados da REH de cada ciclo, com referência de preço do ciclo (junho do ano de publicação)



# 4. Copel Distribuição

## 4.1 Desempenho Econômico-Financeiro

No 4T21, a Copel Distribuição registrou um EBITDA de R\$ 400,8 milhões, 85,4% de aumento ante os R\$ 216,2 milhões registrados no 4T20. Excetuando-se os efeitos extraordinários relacionados na tabela a seguir, o EBITDA ajustado no 4T21 foi de R\$ 400,4 milhões, resultado 8,2% acima do registrado no 4T20, devido, principalmente, ao crescimento de 0,5% do mercado fio da Copel Distribuição, valorado pelo resultado da 5ª revisão tarifária periódica, incidente a partir de 24 de junho de 2021 e com o efeito médio de um aumento de 8,73% nas tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD) e à estabilidade dos custos gerenciáveis (PMSO).

	R\$ milhões					
EBITDA Ajustado	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
<b>EBITDA</b>	<b>400,8</b>	<b>216,2</b>	<b>85,4</b>	<b>1.573,6</b>	<b>2.063,3</b>	<b>(23,7)</b>
(-)/+ Efeito reconhecimento de ação judicial PIS/Cofins	-	-	-	-	(810,6)	-
(-)/+ Complemento PLR	-	100,6	-	49,3	123,3	-
(-)/+ Alienação do Edifício Sede	-	-	-	(27,9)	-	-
(-)/+ Sobrecontratação voluntária	(71,8)	-	-	(71,8)	-	-
(-)/+ Provisão PDI	71,5	53,4	33,8	63,0	53,4	18,0
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>400,4</b>	<b>370,2</b>	<b>8,2</b>	<b>1.586,3</b>	<b>1.429,5</b>	<b>11,0</b>

No quarto trimestre de 2021, excepcionalmente, a Copel Dis não participou dos mecanismos de compensação de sobras e déficits-MCSD e, dessa forma, ficou voluntariamente sobrecontratada no período, gerando a receita acima destacada, de R\$ 71,8 milhões, referente à venda de energia no Mercado de Curto Prazo da CCEE.

Os custos gerenciáveis, excluindo provisões e reversões, reduziram 15,6% em comparação com o 4T20, devido, principalmente, à redução de 22,7% dos custos com pessoal e administradores, que reflete os efeitos dos menores montantes contabilizados no trimestre para participação nos lucros e resultados (PLR) e prêmio por desempenho (PPD), os quais, em 2020, ficaram concentrados no quarto trimestre.

Este resultado foi parcialmente compensado pelo aumento de 7,3% das despesas com serviços de terceiros, principalmente destinadas à manutenção do sistema elétrico.

	R\$ mil					
Custos Gerenciáveis	4T21	4T20	Δ%	2.021	2.020	Δ%
Pessoal e administradores	341.007,5	441.266,1	(22,7)	905.338,5	994.036,6	(8,9)
Planos previdenciário e assistencial	39.438,0	36.285,2	8,7	155.774,0	146.421,7	6,4
Material	13.258,6	14.566,2	(9,0)	51.721,6	58.196,4	(11,1)
Serviços de terceiros	113.059,4	105.359,0	7,3	450.752,4	405.853,9	11,1
Outros custos e despesas operacionais <sup>1</sup>	24.250,7	31.837,6	(23,8)	85.465,7	134.850,6	(36,6)
<b>TOTAL</b>	<b>531.014,2</b>	<b>629.314,1</b>	<b>(15,6)</b>	<b>1.649.052,2</b>	<b>1.739.359,1</b>	<b>(5,2)</b>

<sup>1</sup> Exclui a reversão de custos de R\$ 27,9 milhões relativos à alienação do edifício da antiga Sede da Copel registrada em 2021 e o valor de R\$ 810,6 milhões referente à ação que reconheceu o direito de exclusão do valor integral do ICM S da base de cálculo do PIS e COFINS registrado em 2020.

Excluindo os efeitos das provisões para participação nos lucros (PLR), prêmio por desempenho (PPD) e indenização por demissões voluntárias (PDI), a conta pessoal e administradores registrou aumento de 1,6% no trimestre e redução de 2,3% no ano, apesar do reajuste salarial de 10,78% aplicado pelo acordo coletivo em outubro de 2021

	R\$ mil					
Custo com Pessoal	4T21	4T20	Δ%	2.021	2.020	Δ%
Pessoal e administradores	341.007,5	441.266,1	(22,7)	905.338,5	994.036,6	(8,9)
(-) Participação nos lucros e/ou resultados e PPD	(79.958,5)	(201.316,9)	(60,3)	(241.042,7)	(324.973,7)	(25,8)
(-) Provisão p/ indenização por demissões voluntárias	(71.492,0)	(53.423,0)	33,8	(63.013,3)	(53.423,4)	18,0
<b>TOTAL</b>	<b>189.556,9</b>	<b>186.526,2</b>	<b>1,6</b>	<b>601.282,5</b>	<b>615.639,4</b>	<b>(2,3)</b>

Considerando a inflação acumulada de 10,06% em 2021, a linha de custo com pessoal registrou redução em termos reais de 7,7% em relação aos valores registrados no 4T20, resultado, especialmente, da redução de 211 funcionários entre os períodos, por meio do programa de desligamento voluntário realizado em 2021.

	R\$ milhões					
Principais Indicadores	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	4.049,6	3.680,4	10,0	14.836,4	11.552,9	28,4
Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	(3.751,4)	(3.563,5)	5,3	(13.669,4)	(9.864,4)	38,6
Resultado Operacional (R\$ milhões)	279,1	187,8	48,6	1.233,5	2.732,5	(54,9)
Lucro Líquido (R\$ milhões)	214,1	173,2	23,6	857,9	1.854,2	(53,7)
EBITDA (R\$ milhões)	400,8	216,2	85,4	1.573,6	2.063,3	(23,7)
Margem Operacional	6,9%	5,1%	35,1	8,3%	23,7%	(64,8)
Margem Líquida	5,3%	4,7%	12,3	5,8%	16,0%	(64,0)
Margem EBITDA	9,9%	5,9%	68,5	10,6%	17,9%	(40,6)
Programa de Investimento (R\$ milhões)	501,3	396,2	26,5	1.623,0	1.279,6	26,8

O lucro líquido no 4T21 foi de R\$ 214,1 milhões, um aumento de 23,6% em relação aos R\$ 173,2 milhões do 4T20. No acumulado do ano, houve queda de 53,7% do lucro líquido, devido à excepcional base de comparação de 2020, dado o registro de R\$ 810,6 milhões referente ao trânsito em julgado da ação que reconheceu o direito da companhia de excluir o ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS.

Destacam-se também:

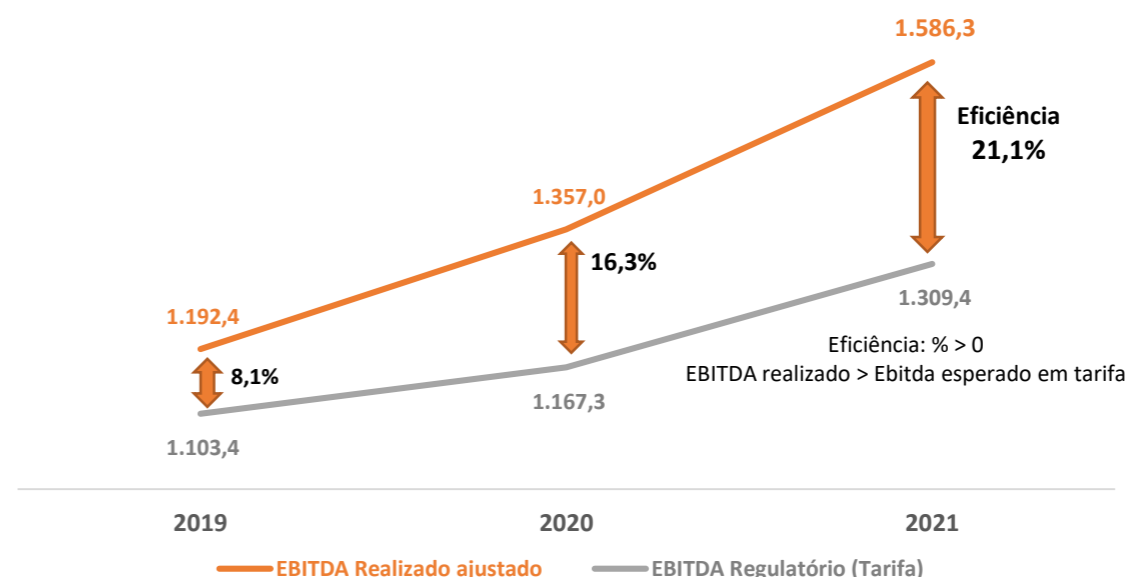
- (i) o aumento de 44,4% no 4T21 e de 235,5% no acumulado do ano da rubrica de resultado de ativos e passivos financeiros setoriais, devido aos significativos aumentos dos componentes de CVA relativos à compra de energia, aos encargos de serviços de sistema e ao transporte de energia pela rede básica;
- (ii) a redução de 38,2% no 4T21 da receita de suprimento de energia, devido à venda de R\$ 344,0 milhões no Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE) em 4T20, apesar do saldo positivo de R\$ 180,0 milhões com a liquidação de energia no mercado de curto prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE no 4T21, dada a posição majoritariamente superavitária e de sobrecontratação da Copel Distribuição;
- (iii) o aumento de 21,1% no 4T21 da rubrica Outras receitas, devido, principalmente, ao crescimento da receita com arrendamentos e aluguéis de equipamentos e estruturas, decorrente do aumento de clientes, da correção de contratos pelo IGP-M e da receita auferida com o contrato de cessão recíproca de direito de uso de fibras ópticas apagadas (SWAP);
- (iv) o registro de R\$ 84,4 milhões no 4T21 em provisões, ante o registro de R\$ 4,5 milhões em reversões no 4T20, devido, principalmente, ao registro de R\$ 50,3 milhões em Perdas Estimadas para Crédito de Liquidação Duvidosa – PECLD, reflexo do aumento no reconhecimento de perdas, dado o aumento do preço da energia elétrica devido à crise hídrica; e ao registro de R\$ 34,1 milhões nas provisões para litígios, dado o aumento nas provisões de ações cíveis (em decorrência de um aumento de ações de fumicultores), trabalhistas e tributárias.

## 4.1.1 Eficiência Regulatória

A Copel Distribuição registrou EBITDA ajustado de R\$ 1.586,3 milhões em 2021, montante 21,1% acima do EBITDA regulatório de R\$ 1.309,4 milhões para o mesmo período, equivalente a uma eficiência de R\$ 276,9 milhões, já contemplando o resultado do 5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica, com aumento de aproximadamente 70% na RAB a partir de 24 de junho de 2021.

### Eficiência EBITDA ajustado últimos 12 meses

R\$ mi



OBS: No gráfico acima, para fins de comparação com 2019, não foi considerado o ajuste relativo ao Complemento PLR s/ Dividendo em 2020.

## 4.2 Desempenho Operacional

### 4.2.1 Mercado Fio (TUSD)

O mercado fio da Copel Distribuição, composto pelo mercado cativo, pelo suprimento a concessionárias e permissionárias dentro do Estado do Paraná e pela totalidade dos consumidores

livres existentes na sua área de concessão, apresentou crescimento de 0,5% no consumo de energia no 4T21 e crescimento acumulado no ano de 5,6%.

Em base comparativa ao período anterior à Covid-19, o mercado fio apresentou aumento 4,4% em 2021 ante a 2019. No 4T21 o aumento foi de 3,8% em relação ao 4T19, o que representa a recuperação acima dos níveis pré-pandêmicos. Como destaque, houve aumento significativo do mercado livre tanto no trimestre quanto no acumulado do ano, respectivamente, de 16,9% e 17,7%, conforme apresentado na tabela a seguir.

	Energia vendida (GWh)					
	4T21	4T19	Δ%	2021	2019	Δ%
Mercado Cativo	4.892	5.036	(2,9)	19.312	19.784	(2,4)
Concessionárias e Permissionárias <sup>1</sup>	233	219	6,3	932	848	10,0
Consumidores Livres <sup>2</sup>	2.931	2.508	16,9	11.531	9.796	17,7
<b>Mercado Fio</b>	<b>8.056</b>	<b>7.763</b>	<b>3,8</b>	<b>31.775</b>	<b>30.428</b>	<b>4,4</b>

<sup>1</sup> Total do suprimento fio no mercado cativo (concessionárias e permissionárias) e livre.

<sup>2</sup> Total de consumidores livres atendidos pela Copel GeT, Copel Mercado Livre e por outros fornecedores dentro da área de concessão da Copel Distribuição.

Isola o efeito da migração de consumidores conectados em tensão 230 kV (DITs) para a Rede Básica.

## 4.2.2 Mercado Cativo

A venda de energia para o mercado cativo da Copel Distribuição totalizou 4.892 GWh no 4T21, redução de 2,2% em relação ao 4T20.

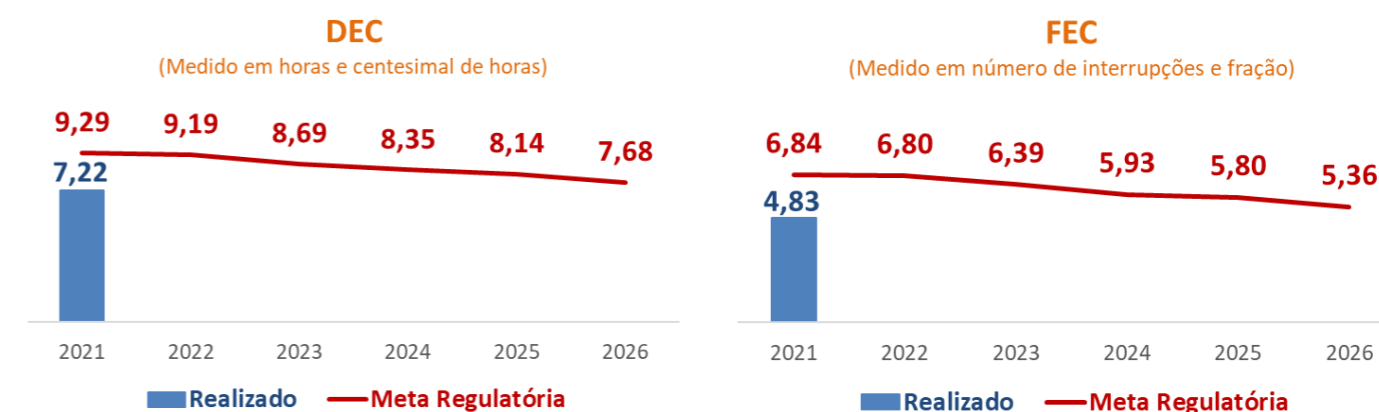


Para mais informações sobre o Mercado Fio e Mercado Cativo, consultar o [Comunicado ao Mercado – 03/22](#).

## 4.2.3 Contrato de concessão

Em dezembro de 2015, a Companhia assinou o quinto termo aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 46/1999 da Copel Distribuição S.A., o qual prorroga a concessão até 07 de julho de 2045. A Copel Distribuição cumpriu com os requisitos condicionantes de eficiência econômico-financeira e de qualidade para o ciclo de fiscalização dos 5 anos iniciais. A partir do sexto ano subsequente à celebração do contrato, o descumprimento dos critérios de qualidade por três anos consecutivos ou de gestão econômico-financeira por dois anos consecutivos implicará na abertura do processo de caducidade.

Para o critério de qualidade de prestação de serviço de distribuição, a ANEEL definiu os limites de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC para os exercícios de 2021 a 2026. Para o DEC, o resultado apurado de 2021 foi de 7,22 horas ante a meta regulatória de 9,29 horas. No indicador de FEC, o resultado de 2021 foi de 4,83 interrupções abaixo da meta regulatória de 6,84 interrupções. Destaca-se que em ambos os indicadores de qualidade o resultado do ano está inferior à última meta regulatória de fiscalização em 2026.



O critério de eficiência da gestão econômico-financeira será mensurado pela apuração, a cada ano civil, conforme Resolução Normativa ANEEL Nº 896/2020, pela inequação a seguir:

$$\frac{\text{Dívida Líquida}}{\text{LAJIDA} - \text{QRR}} \leq \frac{1}{(1,11 * \text{Selic})}$$

## 4.2.4 Investimento e Dados Operacionais

### Programa Transformação

O Programa Transformação constitui um amplo plano de investimento com o objetivo de modernizar, automatizar e renovar a rede de distribuição e rede de comunicação privada com tecnologias padronizadas para atendimento aos equipamentos de automação. Entre os benefícios esperados estão o reforço das redes rurais para reduzir desligamentos e garantir o suporte ao crescimento do agronegócio no Estado do Paraná, redução dos custos com serviços de O&M e comerciais e aprimoramento no controle dos indicadores de DEC e FEC. O programa é composto por 3 projetos pilares para o atingimento dos objetivos:

- **Paraná Trifásico:** representa a melhoria e renovação das redes de distribuição rurais na área de concessão da Companhia, com implantação de rede trifásica e criação de redundância nos principais ramais rurais. Em 31 de dezembro, já eram beneficiados 130 mil clientes rurais, ao longo de 6.515 km de rede.
- **Smart Grid:** implantar uma rede de comunicação privada com tecnologia padronizada para atendimento de todos os equipamentos de automação da rede de distribuição e infraestrutura avançada de medição. Até o final de 2021 já eram 185 mil medidores inteligentes instalados.
- **Confiabilidade Total:** visa assegurar a modernidade nas operações da rede de energia a partir das seguintes premissas: manter a comunicação plena entre as equipes e a disponibilidade de equipamentos na rede, implementar automação nos equipamentos especiais, manter a totalidade de município da concessão com subestação ou chave especial e ampliar os circuitos de rede e equipamento Self Healing.

O Programa Transformação abrange a construção de, aproximadamente, 25 mil km de novas redes, 15 mil novos pontos automatizados e a implementação da tecnologia de redes inteligentes no estado do Paraná.

### Redes Compactas

A Copel Distribuição S.A. vem implantando redes compactas em áreas urbanas com elevado grau de arborização nas proximidades das redes de distribuição. Essa tecnologia evita cortes e podas de árvores e melhora a qualidade do fornecimento, pois reduz o número de desligamentos. Ao final de dezembro de 2021, a extensão das redes compactas instaladas era de 16.673km ante 14.218km em dezembro de 2020, um acréscimo de 2.455km, ou 17,26%, em doze meses.

### Redes Secundárias Isoladas

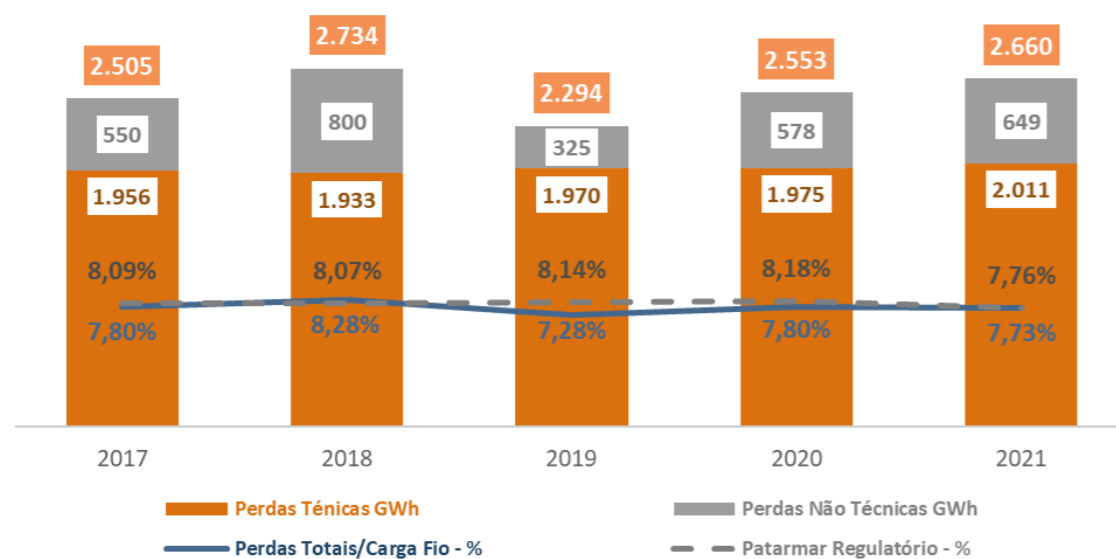
A Copel Distribuição também investe em redes secundárias isoladas em baixa tensão (127/220V), que apresentam vantagens significativas em relação à rede aérea convencional, tais como: melhorar os indicadores Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC; dificultar o roubo de energia; melhorar as condições do meio ambiente; reduzir as áreas de podas; aumentar a segurança; reduzir a queda de tensão ao longo da rede; aumentar a vida útil dos transformadores pela redução do número de curtos-circuitos na rede, entre outras. Ao final de dezembro de 2021, a extensão das redes de distribuição secundárias isoladas instaladas era de 20.885km, ante 20.035km em dezembro de 2020, um acréscimo de 850km, ou 4,24%, em doze meses.

### Perdas

As perdas de energia se referem à energia elétrica gerada que passa pelas linhas de transmissão e redes da distribuição, mas que não chega a ser comercializada, seja por motivos técnicos ou comerciais. As perdas na Distribuição podem ser definidas como a diferença entre a energia elétrica adquirida pelas distribuidoras e a faturada aos seus consumidores, sendo classificadas como técnico e não técnico.

As Perdas Técnicas são inerentes à atividade de distribuição de energia elétrica, pois parte da energia é dissipada no processo de transporte, transformação de tensão e medição em decorrência das leis da física. Historicamente, as Perdas Técnicas da Companhia mantiveram percentuais próximos ou inferiores à meta regulatória. Em 2021, as Perdas Técnicas fecharam o ano com 2.011 GWh, aumento de 1,8% em relação a 2020 de 1.975 GWh.

Já as Perdas Não Técnicas, apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, têm origem principalmente nos furtos (ligação clandestina, desvio direto da rede), fraudes (adulterações no medidor ou desvios), erros de leitura, medição e faturamento. Essas perdas estão em grande medida associadas à gestão da concessionária e às características socioeconômicas das áreas de concessão. O indicador da Companhia se manteve abaixo das metas regulatórias nos últimos 5 anos, reflexo do aprimoramento das técnicas de combate às perdas a partir do desenvolvimento de tecnologias de análise de dados, automatização de processo e exclusividade de equipe de campo para inspeções, permitindo aumento de produtividade e assertividade no retorno das Perdas Não Técnicas. Em 2021, o montante foi de 649 GWh ante o valor de 578 GWh em 2020, um crescimento de 12,3%. Cabe destacar que as metas estabelecidas para a modicidade tarifária de Perdas Não Técnicas levam em consideração o nível de complexidade da área de concessão da distribuidora e, conforme [Relatório ANEEL 01/2021 de Perdas de Energia Elétrica na Distribuição](#), o índice de complexidade da concessão da Copel Distribuição é um dos menores comparativamente às demais concessionárias do Brasil. Em 2021, as Perdas Totais aumentaram 4,2% de 2.553 GWh em 2020 para 2.660 GWh. Em termos de classificação, as Perdas Totais do ano são constituídas por 75,6% de Perdas Técnicas e 24,4% de Perdas Não Técnicas. Não obstante o aumento das Perdas Totais entre os exercícios, se comparado a proporção da Carga Fio, o valor reduziu de 7,80% em 2020 para 7,73% em 2021, fechando o ano abaixo dos limites percentuais estabelecidos pela ANEEL de 7,76%. Diante disso, não houve glosa dos valores de perdas contidos na CVA. O Gráfico a seguir apresenta a quantidade de Perdas em GWh e a relação Perdas Totais/Carga Fio e Patamar Regulatório.



# 5. Copel Mercado Livre

## 5.1 Desempenho Econômico-Financeiro

No 4T21, a Copel Mercado Livre apresentou EBITDA ajustado de R\$ 27,9 milhões, montante 112,8% superior aos R\$ 13,1 milhões registrados no 4T20, reflexo, principalmente, do aumento de 70,0% no volume de energia vendida para consumidores livres e de 95,1% em contratos bilaterais. No acumulado, o EBITDA ajustado de 2021 foi de R\$ 97,8 milhões ante a R\$ 23,1 milhões de 2020, com variação de 322,4%, devido, principalmente, ao aumento na receita com fornecimento e suprimento de energia elétrica.

Em relação ao EBITDA com eventos não recorrentes, o 4T21 obteve redução de 213,4%, passando de R\$ 10,7 milhões no 4T20 para R\$ 12,1 milhões negativos, em função do registro da marcação ao mercado dos contratos de compra e venda de energia, o qual obteve efeito negativo de R\$ 37,1 milhões no 4T21 ante efeito negativo de R\$ 0,8 milhão no mesmo período do ano anterior. Esta variação é decorrente do cálculo do valor justo que sofreu impacto do aumento da taxa de desconto NTN-B em ambiente de elevação dos juros básicos da economia (Taxa SELIC). No acumulado, o EBITDA fechou 2021 com R\$ 58,2 milhões, valor 63,3% inferior aos R\$ 158,6 milhões de 2020, em função, principalmente, do valor justo na compra e venda de energia com efeito inverso de redução da taxa de desconto no exercício anterior, posto o menor ambiente de taxa de juros básicos da economia naquele período.

	R\$ milhões					
EBITDA Ajustado	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
<b>EBITDA</b>	<b>(12.1)</b>	<b>10.7</b>	<b>(213.4)</b>	<b>58.2</b>	<b>158.6</b>	<b>(63.3)</b>
(-)/+ Complemento PLR	-	0.8	-	0.5	1.0	(55.5)
(-)/+ Valor justo na compra e venda de energia	37.1	0.8	-	35.8	(137.5)	-
(-)/+ Provisão PDI	2.8	-	-	2.8	-	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>27.9</b>	<b>13.1</b>	<b>112.8</b>	<b>97.8</b>	<b>23.1</b>	<b>322.4</b>

	R\$ milhões					
Principais Indicadores	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	1.251,4	661,5	89,2	4.536,4	2.420,7	87,4
Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	(1.263,6)	(650,9)	94,1	(4.478,4)	(2.262,1)	98,0
Resultado Operacional (R\$ milhões)	(8,4)	15,3	-	71,9	169,9	(57,7)
Lucro Líquido (R\$ milhões)	0,8	10,1	(92,2)	53,7	111,9	(52,0)
EBITDA (R\$ milhões)	(12,1)	10,7	-	58,2	158,6	(63,3)
Margem Operacional	-	2,3%	-	1,6%	7,0%	(77,4)
Margem Líquida	0,1%	1,5%	(95,9)	1,2%	4,6%	(74,4)
Margem EBITDA	-	1,6%	-	1,3%	6,6%	(80,4)
Programa de Investimento (R\$ milhões)	0,7	-	-	2,0	1,0	98,9

Os custos gerenciáveis tiveram aumento de 52,3% no 4T21 ante 4T20, em decorrência, principalmente, do: (i) aumento dos custos com pessoal e administradores de 37,3% relativo à provisão do Programa de Demissão Incentivada – PDI e reajuste salarial da data base outubro no valor de 10,78%; e (ii) aumento em outros custos e despesas operacionais com reflexo da adição em Perdas Estimadas para Crédito de Liquidação Duvidosa – PECLD, com variação de provisão em R\$ 0,55 milhão na comparação entre períodos. No acumulado, o montante de custos gerenciáveis aumentou de R\$ 22,6 milhões em 2020 para R\$ 27,6 milhões em 2021, variação de 22,3%, influenciado principalmente pelas provisões do Programa de Demissão Involuntária – PDI, além dos fatores já mencionados.

	R\$ mil					
Custos Gerenciáveis	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Pessoal e administradores	7.641,0	5.565,6	37,3	18.567,9	15.006,6	23,7
Planos previdenciário e assistencial	397,5	414,2	(4,0)	1.547,0	1.493,2	3,6
Material	2,6	22,2	(88,4)	17,2	28,2	(39,2)
Serviços de terceiros	655,5	52,4	-	2.924,8	1.493,4	95,8
Outros custos e despesas operacionais	1.880,4	888,9	111,6	4.561,6	4.568,9	(0,2)
<b>TOTAL</b>	<b>10.577</b>	<b>6.943</b>	<b>52,3</b>	<b>27.618</b>	<b>22.590</b>	<b>22,3</b>

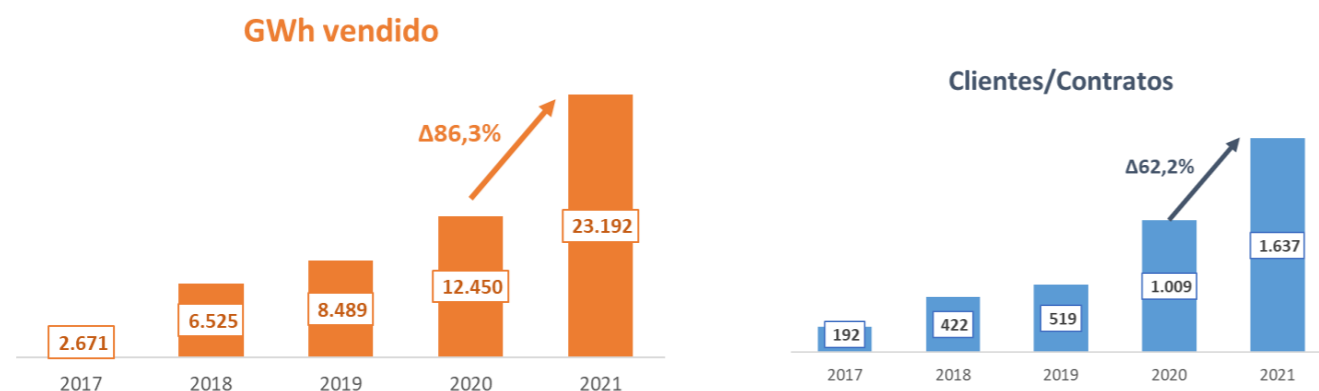
Excluindo os efeitos da participação nos lucros (PLR) e da provisão para o Programa de Demissão Involuntária do 4T21, a conta pessoal e administradores registrou aumento de 10,7% em relação aos valores registrados no 4T20, sob efeito do reajuste salarial da data base de 10,78%. No acumulado, o custo com pessoal aumentou 10,9% em função do aumento do quadro de pessoal em 4,8%, além do fator de reajuste salarial.

	R\$ mil					
Custo com Pessoal	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Pessoal e administradores	7.641,0	5.565,6	37,3	18.567,9	15.006,6	23,7
(-) Provisão PLR e PPD	(1.089,3)	(1.925,1)	(43,4)	(3.373,9)	(3.576,5)	(5,7)
(-) Provisão Indenização PDI	(2.843,0)	(289,0)	-	(2.843,0)	(289,0)	-
<b>TOTAL</b>	<b>3.709</b>	<b>3.351</b>	<b>10,7</b>	<b>12.351</b>	<b>11.141</b>	<b>10,9</b>

## 5.2 Desempenho Operacional

A Copel foi pioneira ao criar uma comercializadora de energia e a primeira a vender energia para consumidores livres, quando da criação dessa categoria no país, em 1995. A Copel Mercado Livre, criada em 2016, já é a maior do país em volume de energia comercializada no ambiente de contratação livre, oferecendo mais economia e tranquilidade para clientes de todas as regiões do Brasil.

Por muito tempo conhecida como Copel Energia, a Copel Mercado Livre é responsável pela comercialização de energia e prestação de serviços no ACL. Em dezembro de 2021, o número de clientes da Copel Mercado livre era de 1.637, um crescimento de 62,2% em relação ao ano anterior. A quantidade de energia comercializada alcançou 23.192 GWh vendidos, aumento de 86,3% comparado com 2020. O gráfico abaixo retrata a evolução da Copel Mercado Livre em quantidade de GWh vendido e número de consumidores finais. Para mais informações sobre o Mercado Livre, consultar o [Comunicado ao Mercado – 03/22](#).





# 6. Performance ESG

## 6.1 Copel pioneira no setor em ESG

A Copel foi a 1ª empresa do setor a produzir um Relatório de Impacto ambiental para uma obra de geração, e também a 1ª empresa do setor de energia no Brasil a tornar-se signatária do Pacto Global da ONU em 2000. A Companhia promove ações para a disseminação da Agenda 2030 da ONU e a implementação dos ODS do setor elétrico, participando em 2020/2021 do Programa do Pacto Global “Ambição pelos ODS”. A Copel aderiu ao Compromisso “Pacto pela Resiliência Hídrica e Energética” e também recebeu o Selo Pró-Equidade de Gênero e Raça do Governo Federal.

## 6.2 Destaques em 2021

### Ambiental

- Criou o Plano de Neutralidade Copel 2030: focando em metas baseadas em ciência (SBTi), com o propósito de neutralizar a Emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) para os ativos que a Copel detém controle operacional (conforme conceito estabelecido na metodologia GHG Protocol) até 2030.
- Gestão da Mudança do Clima: manteve o Conceito B do CDP (Carbon Disclosure Project), uma das principais iniciativas do setor financeiro que visa reduzir emissões de gases de efeito estufa das empresas.
- ISE B3: alcançou 11º no Ranking das empresas listadas no Índice de Sustentabilidade Empresarial ISE B3, representando o 4º lugar entre as empresas do setor elétrico (a Copel participa desde 2005).
- Integra a carteira do Índice Carbono Eficiente da B3 (ICO2 B3) – 2021
- Aderiu ao Pacto pela Resiliência Hídrica e Energética.

### Social

- Listada no IGPTW B3 - indicador de desempenho médio das cotações das empresas certificadas pela GPTW – Great Place to Work.
- Ações e Programas – Coleta Seletiva Solidária; Programa Cultivar Energia; Eletricidadania; Programa Boa Vizinhança; Comissão de Diversidade; Direitos Humanos; EducaODS; Iluminando Gerações; Mais que Energia, entre outros.

### Governança

- Aprovação do Novo Estatuto da Copel e criação dos seguintes Comitês: Comitê de Desenvolvimento Sustentável Estatutário - CDS, Comitê de Investimento e Inovação, Comitê dos Minoritários, Comitê de Indicação e Avaliação, e Comitê de Auditoria Estatutária.
- Estabelecimento de Remuneração variável com metas ESG - 2022 - 10% do PPD
- Conquista do Selo Pró-Ética 2020-2021 concedido pela CGU e Instituto ETHOS – 2021
- Alvançou o Nível 2 de Governança B3.

### ODS Prioritários do Setor Elétrico Brasileiro



## 6.3 Indicadores

Os indicadores referentes ao ano fiscal 2021 poderão sofrer alterações devido a asseguuração da auditoria externa independente.

Indicador Ambiental	Realizado		
	2020	2021	Δ%
Emissão de GEE escopo 1 (tCO <sub>2</sub> ) <sup>1</sup>	33.534	Em processo	-
Emissão de GEE escopo 2 (tCO <sub>2</sub> ) <sup>2</sup>	174.383	Em processo	-
Fontes renováveis (% Capacidade Instalada)	93,5	93,8	0,2
Fontes renováveis (% Energia Gerada)	93,2	91,2	(2,1)
Resíduos gerados (toneladas)	51.301	Em processo	-

<sup>1</sup>Escopo 1 refere-se às emissões diretas de gases de efeito estufa das operações da Copel (frota, mudança do solo e emissões fugitivas)

<sup>2</sup>Escopo 2 refere-se às emissões indiretas de gases de efeito estufa das operações da Copel (consumo e perda de eletricidade)

Indicador Social	Realizado		
	2020	2021	Δ%
Mulheres na Copel (% Empregados Próprios)	22,7	22,2	(2,2)
Mulheres na Copel (% Empregados Terceiros)	-	10,5	-
Taxa de frequência de acidentes - TF (% Empregados Próprios)	1,1	1,2	5,4
Taxa de frequência de acidentes - TF (% Empregados Terceiros)	5,8	5,9	0,7
Taxa de frequência de acidentes - TG (% Empregados Próprios)	66,0	50,0	(24,2)
Taxa de frequência de acidentes - TG (% Empregados Terceiros)	1.953,0	926,0	(52,6)

TF: 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




TG: Taxa de gravidade de acidentes que representa, em relação a um milhão de horas-homem de exposição ao risco, o somatório dos dias perdidos por todos os empregados acidentados, vítimas de incapacidade temporária total, e dos

ABNT – NBR 14280: 2001

Indicador de Governança	Realizado		
	2020	2021	Δ%
Mulheres em cargos de liderança (%)	22,8	22,7	(0,4)
Mulheres no Conselho de Administração (%)	22,2	11,1	(50,0)
Conselheiros independentes (%)	78,0	78,0	-
Denúncias Resolvidas pelo Canal de Denúncias (%) <sup>1</sup>	99,7	98,5	(1,2)

<sup>1</sup> 0,3% das denúncias de 2020 estão em análise, e 1,5% das denúncias de 2021 estão em análise.

## 6.4 Avaliações, Classificações e Índices

Índice	Ranking	Ano de Referência
	Posição 11º	2022
	CSA Score 68	2021
	Classificação B	2021
		2021
		2021
	Medium Risk	2022
	BBB	2021
	Classificação C	2022

# 7. Outros destaques do Período

## Copel Distribuição aprova a adesão à Conta de Escassez Hídrica

A Copel Distribuição decidiu protocolar o Termo de Aceitação às Disposições do Decreto 10.939/2022 relativo à adesão à Conta de Escassez Hídrica no valor proposto em Nota Técnica ANEEL 08/2022 de R\$ 145.843.744,31 e ao custo referente ao Procedimento Competitivo Simplificado – PCS/2021. Esta adesão aos recursos disponibilizados pela Conta de Escassez Hídrica, criada pelo Decreto 10.939/2022 e regulamentada pela ReN 1.008/2022 da ANEEL, visa mitigar a redução de fluxo de caixa operacional em consequência dos pagamentos do Bônus do Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica, da importação de energia referente às competências de julho e agosto de 2021 e dos custos relativos à receita fixa referente às competências de maio a dezembro de 2022 do Procedimento Competitivo Simplificado - PCS de 2021 com repasses mensais conforme apuração e liquidação pela CCEE. Os valores estão sujeitos à homologação do órgão regulador.

## Copel migra para o Nível 2 de Governança Corporativa da B3

As ações e UNITS da Copel passaram a ser negociadas no Nível 2 a partir de 01 de dezembro de 2021. Ressalta-se que a listagem no Nível 2 solidifica um ciclo de robustos avanços em governança corporativa implementados pela Copel nos anos recentes, destacando-se: Garantia estatutária de aplicação integral de reajustes tarifários homologados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; Nova Política de Dividendos; Política de Investimentos; Aumento de 2 para 3 o número de membros eleitos pelos acionistas não controladores no Conselho de Administração; 3 novos comitês estatutários; Inclusão de um membro externo independente no Comitê de Auditoria Estatutário; CAD composto por 9 membros, dos quais, atualmente, 7 membros são independentes.

## Fluxo de Caixa Disponível e Dividendos

O Fluxo de Caixa Disponível é definido na Política de Dividendos como: FCD = Caixa gerado pelas atividades Operacionais, deduzido do caixa líquido utilizado pelas atividades de investimento, sendo: (a) Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais: caixa gerado pelas atividades operacionais no exercício social, antes de impostos, contribuições (IRCS) e encargos financeiros; (b) Caixa líquido utilizado pelas atividades de Investimento: valor investido no exercício social em ativos não circulantes. A Tabela abaixo demonstra o cálculo do FCD para o exercício de 2021:

	<b>Consolidado</b>
	<b>31.12.2021</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>	
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	4.608.304
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	35.620
<b>CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>	<b>4.643.924</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>	
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	(2.412.444)
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	2.444.352
<b>CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>	<b>31.908</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DISPONÍVEL "FCD"</b>	<b>4.675.832</b>

Dessa forma, os valores calculados para proventos referentes ao ano de 2021 são:

- (a) R\$ 1.436,7 mi em proventos intermediários, declarado pelo CAD em 17.09.2021, para posição com direito em 30.09.2021;
- (b) R\$ 283,2 mi em proventos intermediários, declarado pelo CAD em 08.12.2021, para posição com direito em 30.12.2021;
- (c) R\$ 1.368,7 mi em dividendos adicionais propostos a serem aprovados na AGO de 29.04.2022.

Os três eventos de pagamentos valores de Dividendos e JCP totalizam o valor de R\$ 3.088,5 mi, equivalente a um payout de 65%.

### **Conclusão aquisição do Complexo Eólico Vilas**

No dia 30 de novembro de 2021, a Companhia concluiu a aquisição do Complexo Eólico Vilas, em linha com o Fato relevante 10/21, de 17 de maio de 2021. O negócio, em valor atualizado (Enterprise Value), foi no montante de R\$ 1.086,9 milhões, sendo que o empreendimento possui financiamentos de longo prazo, com vencimentos até 2040, contratados junto ao Banco do Nordeste (BNB). Mais informações sobre a operação estão no [Fato relevante 19/21](#).

### **Copel está entre as 100 empresas com melhor reputação no Brasil**

A Copel ficou entre as 100 empresas com melhor reputação no ranking geral da última edição do Monitor Empresarial de Reputação Corporativa – MERCO, avaliado no segundo semestre de 2021, subindo do sexto para o quarto lugar no setor de energia elétrica. O ranking avalia a reputação das empresas desde 2000 e é referência na América Latina e Espanha, em que diversos segmentos da sociedade (população em geral, ONGs, analistas financeiros, catedráticos de universidade, etc.) contribuem para estabelecer a classificação e critérios de reputação. O estudo e formação do ranking seguem a Norma ISO 20252 e o código de conduta ICC/ESOMAR, além de ser o único monitor de reputação que conta com verificação externa no mundo, realizada pela KPMG. Este resultado é mais um reconhecimento das práticas de Governança Corporativa e Sustentabilidade adotada pela Companhia nos segmentos em que atua.

### **Copel GeT recebe o selo prata de melhores práticas de gestão pela FNQ**

A Copel Geração e Transmissão foi reconhecida com certificado nível prata no prêmio Melhores em Gestão®. O anúncio foi feito no dia 17 de março, durante uma cerimônia online promovida pela Fundação Nacional da Qualidade (FNQ) para reconhecer as empresas brasileiras com melhor desempenho na aplicação do Modelo de Excelência de Gestão® (MEG), no ciclo 2021. As práticas corporativas, processos e resultados obtidos pelas áreas de negócio da Copel GeT foram avaliados pela banca examinadora da FNQ em outubro do ano passado. Em novembro, a empresa recebeu o Diagnóstico de Maturidade de Gestão atribuindo pontuação 31% superior à obtida na avaliação

anterior. O salto de 548 pontos (em 2020) para 721 pontos (em 2021) alçou a empresa ao estágio de maturidade Consolidado, segundo a metodologia da FNQ.

### **Copel recebe o selo Empresa Pró-Ética 2020-2021**

Pelo segundo ciclo consecutivo, a Copel recebeu o selo Empresas Pró-Ética 2020-2021 (“Programa”), fato que demonstra o comprometimento da empresa com a prevenção e combate à corrupção. Instituído por meio da parceria da Controladoria-Geral da União (CGU) e o Instituto Ethos de Empresas e Responsabilidade Social, desde 2010 o Pró-Ética incentiva as empresas brasileiras e as multinacionais que atuam no Brasil a implementarem medidas que possam tornar o ambiente corporativo mais íntegro, ético e transparente, sobretudo nas relações que envolvam a Administração Pública.

### **Copel integra carteira IGPTW B3**

No dia 04 de janeiro de 2022, as ações PNB da Companhia (CPLE6) foram incluídas na carteira teórica do Índice GPTW B3 (IGPTW B3). O IGPTW B3 tem como objetivo ser o indicador de desempenho médio das cotações das empresas certificadas pela GPTW listadas na B3 e complementa a família de índices com foco em ESG (sigla em inglês para ambiental, social e governança), reforçando o papel das companhias e de suas lideranças de promover as melhores práticas no mercado de trabalho. Mais informações no [Comunicado ao mercado 50/21](#).

### **Copel na carteira ICO2 B3**

As ações PNB da Companhia (CPLE6) permanecem na carteira teórica do Índice ICO2 B3 (ICO2 B3). O índice tem como propósito ser um instrumento indutor das discussões sobre a mudança do clima no Brasil e demonstra o comprometimento das companhias com a transparência de suas emissões e antecipa a visão de como estão se preparando para uma economia de baixo carbono. A carteira reuni atualmente 67 ações de 64 companhias. A continuidade da Companhia na carteira, demonstra o reconhecimento das medidas que vem sendo realizadas nos últimos anos com o objetivo de reduzir o impacto ambiental de suas atividades operacionais e demonstra que a Copel segue se preparando para uma economia cada vez mais sustentável. Mais informações no [Comunicado 01/22](#).

### **Copel permanece na carteira do ISE B3 em 2022**

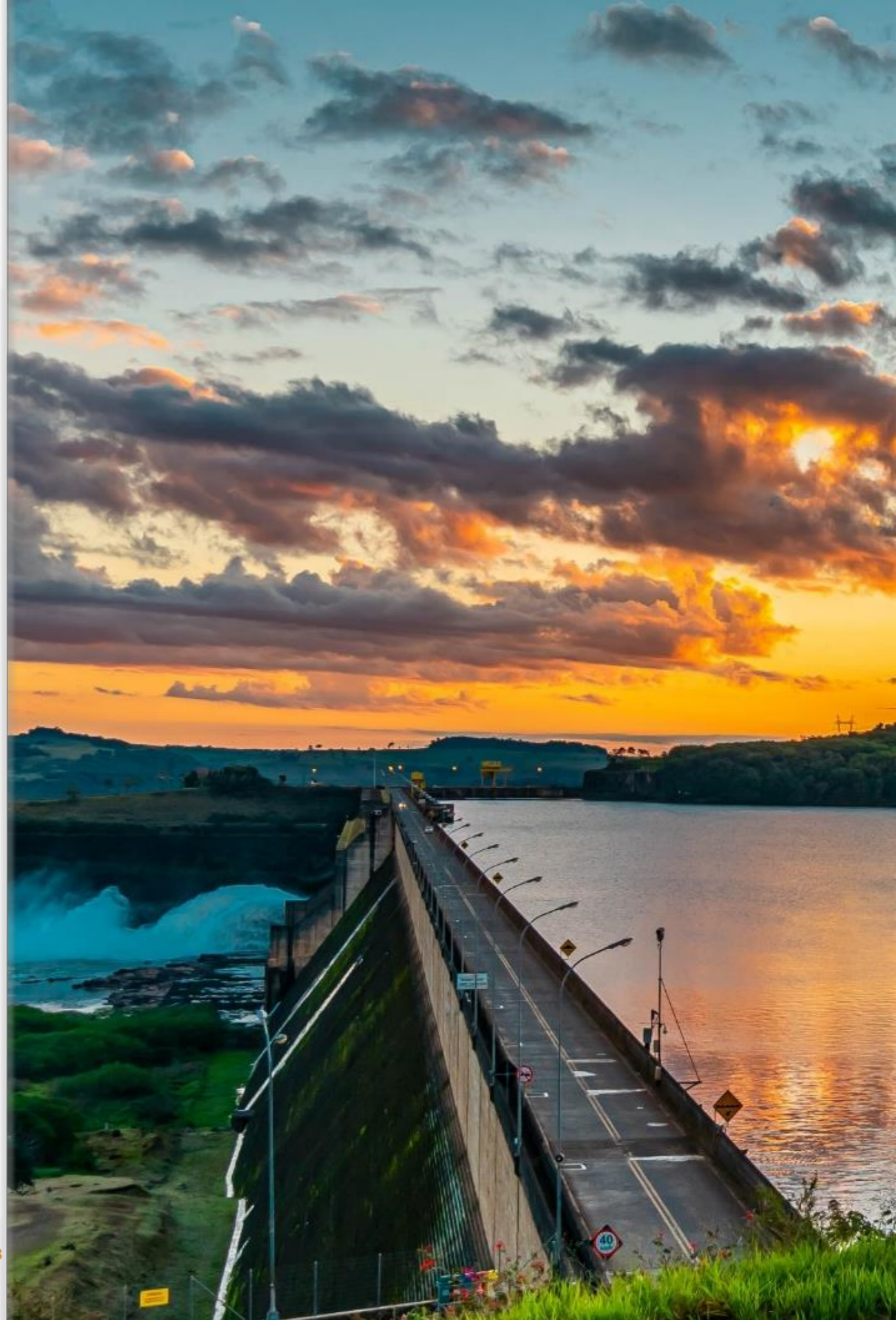
A Copel continuará a integrar a carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) em 2022, reflexo do constante comprometimento da Companhia com o desenvolvimento sustentável, fundamentado em eficiência econômica, equilíbrio ambiental, justiça social e governança corporativa. A 17ª carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial, que passou a vigorar a partir de janeiro de 2022, é composta por ações de 34 companhias, sendo que a Copel obteve a 12ª posição no ranking.

### **Destaque em ranking de sustentabilidade**

Em 28 de janeiro de 2022, a B3 publicou pela primeira vez o ranking de pontuação das empresas que integram a carteira do seu Índice de Sustentabilidade Empresarial, o ISE. A Copel aparece na 11ª colocação, valorizada sobretudo pela pontuação alcançada quanto à atuação em governança corporativa e alta gestão, e pelo modelo de negócios e inovação. O indicador se baseia na autodeclaração das 73 empresas participantes, cuja área de atuação é diversificada e inclui segmentos como o varejo de roupas, fabricação de cosméticos, papel e celulose e o mercado financeiro, entre outros. No total, foram avaliadas seis dimensões neste ranking: governança corporativa e alta gestão; modelo de negócio e inovação; capital social; capital humano; meio ambiente; e mudança do clima, com base no resultado no Carbon Disclosure Project – CDP. A Copel participa dos processos seletivos do ISE desde o seu lançamento na América Latina, em 2005.

### **UEGA prorroga vigência do contrato de suprimento de Gás**

A UEG Araucária S.A ("UEGA"), subsidiária indireta da Companhia, e a Petróleo Brasileiro S.A ("Petrobras") assinaram termo aditivo ao Contrato de compra e venda de gás natural para geração termelétrica na modalidade interruptível, o qual prorrogou o prazo de vigência que era de 31 de dezembro de 2021 para 31 de dezembro de 2022. O contrato prevê o fornecimento de 2.150.000 metros cúbicos de combustível por dia, sem obrigatoriedade de retirada. Com isso, a UEGA permanecerá disponível ao Sistema Interligado Nacional ("SIN") e poderá ser despachada a critério do Operador Nacional do Sistema ("ONS").



# 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](mailto:ri@copel.com)**

**Telefone: (41) 3331-4011**

# Lista de Anexos

## **Anexo I – Resultado Consolidado**

Demonstração do Resultado Consolidado

Balanço Patrimonial

Fluxo de Caixa

Resultado Financeiro

EBITDA Ajustado e Equivalência Patrimonial

## **Anexo II – Resultado por Subsidiária**

DRE Copel GET

DRE Copel DIS

DRE Copel COM

DRE por Empresa

Ativo por Empresa

Passivo por Empresa

## **Anexo III – Mercado de Energia**

Mercado Total e Mercado Distribuição

Fluxo de Energia

Tarifas

Energia Comprada, Encargos e Balanço de Energia

## **Anexo IV – Dados Operacionais**

Resumo de Indicadores

Geração

Geração - Participações

Transmissão

Distribuição

**ANEXO I - RESULTADO CONSOLIDADO > DRE**

Demonstração do Resultado	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>6.593.692</b>	<b>5.655.158</b>	<b>16,6</b>	<b>23.984.287</b>	<b>18.633.249</b>	<b>28,7</b>
Fornecimento de energia elétrica	1.902.861	1.768.797	7,6	7.237.677	6.652.824	8,8
Suprimento de energia elétrica	1.733.764	1.435.982	20,7	6.051.854	3.779.830	60,1
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	1.430.490	1.315.757	8,7	5.295.074	4.372.596	21,1
Receita de construção	568.442	493.403	15,2	1.951.559	1.414.067	38,0
Valor justo do ativo indenizável da concessão	45.054	44.364	1,6	142.642	57.341	148,8
Receita de Telecomunicações	-	-	-	-	-	-
Distribuição de gás canalizado	208.314	123.384	68,8	712.267	502.655	41,7
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	596.444	412.907	44,4	2.270.859	676.939	235,5
Outras receitas operacionais	108.323	60.564	78,9	322.355	1.176.997	(72,6)
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(6.046.862)</b>	<b>(4.724.583)</b>	<b>28,0</b>	<b>(18.904.563)</b>	<b>(14.573.530)</b>	<b>29,7</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(2.361.847)	(2.321.169)	1,8	(9.503.743)	(6.829.530)	39,2
Encargos de uso da rede elétrica	(878.834)	(531.060)	65,5	(2.501.641)	(1.525.567)	64,0
Pessoal e administradores	(568.930)	(674.337)	(15,6)	(1.550.857)	(1.601.895)	(3,2)
Planos previdenciário e assistencial	(64.127)	(57.732)	11,1	(248.773)	(228.634)	8,8
Material	(19.780)	(18.608)	6,3	(69.822)	(72.680)	(3,9)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(698.498)	(261.087)	167,5	(1.854.948)	(404.496)	358,6
Gás natural e insumos para operação de gás	(145.996)	(91.091)	60,3	(506.065)	(354.701)	42,7
Serviços de terceiros	(210.690)	(144.371)	45,9	(706.599)	(558.041)	26,6
Depreciação e amortização	(308.742)	(268.017)	15,2	(1.082.539)	(1.009.913)	7,2
Provisões e reversões	(142.101)	178.248	-	(240.787)	(237.294)	1,5
Custo de construção	(548.671)	(476.289)	15,2	(1.899.844)	(1.417.504)	34,0
Outros custos e despesas operacionais	(98.646)	(59.070)	67,0	1.261.055	(333.275)	-
<b>RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>87.348</b>	<b>110.148</b>	<b>(20,7)</b>	<b>366.314</b>	<b>193.547</b>	<b>89,3</b>
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS</b>	<b>634.178</b>	<b>1.040.723</b>	<b>(39,1)</b>	<b>5.446.038</b>	<b>4.253.266</b>	<b>28,0</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(207.177)</b>	<b>(1.693)</b>	<b>-</b>	<b>(327.361)</b>	<b>866.271</b>	<b>-</b>
Receitas financeiras	213.479	256.148	(16,7)	932.049	1.839.668	(49,3)
Despesas financeiras	(420.656)	(257.841)	63,1	(1.259.410)	(973.397)	29,4
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>	<b>427.001</b>	<b>1.039.030</b>	<b>(58,9)</b>	<b>5.118.677</b>	<b>5.119.537</b>	<b>(0,0)</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	<b>(30.830)</b>	<b>49.241</b>	<b>-</b>	<b>(1.259.632)</b>	<b>(1.285.365)</b>	<b>(2,0)</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	(18.753)	(35.299)	(46,9)	(469.226)	(1.260.469)	(62,8)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	(12.077)	84.540	-	(790.406)	(24.896)	-
<b>LUCRO LÍQUIDO operações continuadas</b>	<b>396.171</b>	<b>1.088.271</b>	<b>(63,6)</b>	<b>3.859.045</b>	<b>3.834.172</b>	<b>0,6</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO operações descontinuadas</b>	<b>-</b>	<b>35.176</b>	<b>-</b>	<b>1.189.557</b>	<b>75.578</b>	<b>-</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>396.171</b>	<b>1.123.447</b>	<b>(64,7)</b>	<b>5.048.602</b>	<b>3.909.750</b>	<b>29,1</b>
Atribuído aos acionistas da empresa controladora - operações contínuadas	387.638	1.064.701	(63,6)	3.767.197	3.823.981	(1,5)
Atribuído aos acionistas da empresa controladora - operações descontinuadas	-	33.745	-	1.185.376	80.221	1.377,6
Atribuído aos acionistas não controladores	8.534	25.001	(65,9)	96.029	5.548	1.630,9
<b>LAJIDA</b>	<b>942.920</b>	<b>1.308.740</b>	<b>(28,0)</b>	<b>6.528.577</b>	<b>5.263.179</b>	<b>24,0</b>



**ANEXO I - RESULTADO CONSOLIDADO > BALANÇO PATRIMONIAL**

Ativo	R\$ mil		
	dez/21	dez/20	Δ%
<b>CIRCULANTE</b>	<b>11.189.872</b>	<b>11.407.431</b>	<b>(1,9)</b>
Caixa e equivalentes de caixa	3.472.845	3.222.768	7,8
Títulos e Valores Mobiliários	16.121	1.465	-
Cauções e depósitos vinculados	182	197	(7,6)
Clientes	4.433.193	3.768.242	17,6
Dividendos a receber	68.162	67.066	1,6
Repasse CRC ao Estado do Paraná	-	287.789	-
Ativos Financeiros Setoriais	383.740	173.465	121,2
Contas a receber vinculadas à concessão	5.121	4.515	13,4
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	-	-	-
Ativos de contrato	148.488	285.682	(48,0)
Outros créditos	749.816	514.185	45,8
Estoques	197.779	162.791	21,5
Imposto de Renda e Contribuição Social	151.912	86.410	75,8
Outros tributos correntes a recuperar	1.508.864	1.565.323	(3,6)
Despesas antecipadas	53.649	36.987	45,0
Partes Relacionadas	-	-	-
Ativos classificados como mantidos para venda	-	1.230.546	-
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>38.347.663</b>	<b>35.377.233</b>	<b>8,4</b>
<b>Realizável a Longo Prazo</b>	<b>15.743.322</b>	<b>16.090.279</b>	<b>(2,2)</b>
Títulos e Valores Mobiliários	344.937	299.065	15,3
Outros investimentos temporários	19.985	22.385	(10,7)
Cauções e depósitos vinculados	142.764	133.521	6,9
Clientes	82.233	51.438	59,9
Repasse CRC ao Estado do Paraná	-	1.104.835	-
Depósitos judiciais	591.131	486.746	21,4
Ativos Financeiros Setoriais	383.740	173.465	121,2
Contas a receber vinculadas à concessão	2.261.684	1.897.825	19,2
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	-	-	-
Ativos de contrato	6.739.560	5.207.115	29,4
Outros créditos	916.606	845.460	8,4
Imposto de renda e contribuição social	153.850	137.778	11,7
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	963.259	1.191.104	(19,1)
Outros tributos correntes a recuperar	3.143.546	4.539.498	(30,8)
Despesas antecipadas	27	44	(38,6)
Partes Relacionadas	-	-	-
<b>Investimentos</b>	<b>3.042.134</b>	<b>2.729.517</b>	<b>11,5</b>
<b>Imobilizado</b>	<b>10.142.591</b>	<b>9.495.460</b>	<b>6,8</b>
<b>Intangível</b>	<b>9.215.560</b>	<b>6.929.456</b>	<b>33,0</b>
<b>Direito de uso de ativos</b>	<b>204.056</b>	<b>132.521</b>	<b>54,0</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>49.537.535</b>	<b>46.784.664</b>	<b>5,9</b>

Passivo	R\$ mil		
	dez/21	dez/20	Δ%
<b>CIRCULANTE</b>	<b>7.979.993</b>	<b>9.654.392</b>	<b>(17,3)</b>
Obrigações sociais e trabalhistas	604.810	684.046	(11,6)
Fornecedores	2.585.735	2.291.307	12,8
Imposto de renda e contribuição social	63.946	681.831	(90,6)
Outras obrigações fiscais	440.933	490.608	(10,1)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	2.724.255	2.599.088	4,8
Dividendo mínimo obrigatório a pagar	330.947	991.887	(66,6)
Benefícios pós-emprego	68.836	69.231	(0,6)
Encargos do consumidor a recolher	198.386	33.712	488,5
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	292.495	380.186	(23,1)
Contas a pagar vinculadas à concessão	104.963	88.951	18,0
Passivos financeiros setoriais líquidos	139.770	188.709	(25,9)
Passivo de arrendamento	47.240	41.193	14,7
Outras contas a pagar	370.383	235.400	57,3
PIS e Cofins a restituir para consumidores	7.294	121.838	(94,0)
Provisões para litígios	-	-	-
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	-	756.405	-
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>19.382.307</b>	<b>16.879.754</b>	<b>14,8</b>
Coligadas e Controladas	-	-	-
Fornecedores	125.249	145.145	(13,7)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.364.828	484.338	181,8
Outras Obrigações fiscais	594.810	622.483	(4,4)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	9.101.806	7.346.924	23,9
Benefícios pós-emprego	1.226.338	1.424.383	(13,9)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	334.602	284.825	17,5
Contas a pagar vinculadas à concessão	798.996	642.913	24,3
Passivos financeiros setoriais líquidos	153.409	-	-
Passivo de arrendamento	165.494	97.168	70,3
Outras contas a pagar	599.909	469.886	27,7
PIS e Cofins a restituir para consumidores	3.319.501	3.805.985	(12,8)
Provisões para litígios	1.597.365	1.555.704	2,7
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>22.175.235</b>	<b>20.250.518</b>	<b>9,5</b>
<i>Atribuível aos acionistas da empresa controladora</i>	21.837.024	19.959.111	9,4
Capital social	10.800.000	10.800.000	-
Ajustes de avaliação patrimonial	426.170	353.349	20,6
Reserva legal	1.457.087	1.209.458	20,5
Reserva de retenção de lucros	7.785.092	6.088.855	27,9
Dividendo adicional proposto	1.368.675	1.507.449	(9,2)
Lucros acumulados	-	-	-
<i>Atribuível aos acionistas não controladores</i>	338.211	291.407	16,1
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>49.537.535</b>	<b>46.784.664</b>	<b>5,9</b>

**ANEXO I - RESULTADO CONSOLIDADO > FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO**

	2021	2020
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		
Lucro líquido do período proveniente de operações em continuidade	3.859.045	3.834.172
Lucro líquido (prejuízo) do período proveniente de operações descontinuadas	1.189.557	75.578
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>5.048.602</b>	<b>3.909.750</b>
<b>Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do período com a geração de caixa das atividades operacionais:</b>	<b>1.996.761</b>	<b>3.577.975</b>
Encargos, variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas	747.246	456.456
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	(134.482)	(94.307)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	(1.084.986)	(777.670)
Imposto de renda e contribuição social - operações descontinuadas	-	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos - operações descontinuadas	-	-
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	(21.640)	(1.755.112)
Imposto de renda e contribuição social	469.226	1.260.469
Imposto de renda e contribuição social diferidos	790.406	24.896
Resultado da equivalência patrimonial	(303.137)	(193.547)
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	116.504	94.349
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	130.308	130.129
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	194.016	148.019
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	(142.642)	(57.341)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(2.502.324)	(746.052)
Depreciação e amortização	1.082.539	1.009.912
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	240.787	237.294
Resultado da repactuação do risco hidrológico - GSF	(1.570.543)	-
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	(722)	(722)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	35.818	(137.463)
Valor justo nas operações com derivativos	13.416	(24.511)
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	20	144
Baixas de ativos de contrato	7.155	35.590
Resultado das baixas de imobilizado	40.305	5.195
Resultado das baixas de intangíveis	30.623	52.811
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos - líquido	(177)	(314)
Lucro líquido do período das operações descontinuadas	(1.189.557)	-
<b>Redução (aumento) dos ativos</b>	<b>2.237.512</b>	<b>1.315.600</b>
Clientes	(210.965)	(175.049)
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	82.937	53.952
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	1.646.614	300.025
Depósitos judiciais	(87.866)	16.729
Ativos financeiros setoriais	1.509.802	979.642
Outros créditos	(122.829)	(13.898)
Estoques	(30.699)	(40.035)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	(344.560)	123.582
Outros tributos a recuperar	(188.301)	74.125
Despesas antecipadas	(16.621)	(3.473)
<b>Aumento (redução) dos passivos</b>	<b>374.031</b>	<b>89.752</b>
Obrigações sociais e trabalhistas	261.595	347.002
Fornecedores	(53.298)	292.108
Outras obrigações fiscais	720.909	(79.053)
Benefícios pós-emprego	(198.626)	(197.143)
Encargos setoriais a recolher	164.674	5.204
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	(246.744)	(153.729)
Contas a pagar vinculadas à concessão	(88.430)	(74.931)
Outras contas a pagar	21.828	117.610
Provisões para litígios quitadas	(207.877)	(167.316)
<b>CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>	<b>4.608.304</b>	<b>4.983.327</b>
Imposto de renda e contribuição social pagos	(713.254)	(636.420)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	(195.068)	(183.391)
Encargos de debêntures pagos	(378.933)	(386.281)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos	(6.514)	(6.679)
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</b>	<b>3.314.535</b>	<b>3.770.556</b>
<b>CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS</b>	<b>35.620</b>	<b>170.288</b>
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>	<b>3.350.155</b>	<b>3.940.844</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>		
Aplicações financeiras	(54.120)	(48.238)
Aquisições de ativos de contrato	(1.482.785)	(1.236.999)
Aquisições de controladas - efeito no caixa	(501.886)	-
Aportes em investimentos	(30.970)	(72.439)
Redução de capital em investidas	-	228
Aquisições de imobilizado	(38.137)	(226.325)
Aquisições de intangível	(4.546)	(10.225)
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</b>	<b>(2.412.444)</b>	<b>(1.593.998)</b>
<b>CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS</b>	<b>2.444.352</b>	<b>(73.573)</b>
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>	<b>31.908</b>	<b>(1.667.571)</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>		
Ingressos de empréstimos e financiamentos	134.313	263.000
Ingressos de debêntures emitidas	3.000.000	-
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	(202.577)	(248.863)
Amortizações de principal de debêntures	(1.852.048)	(1.036.490)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	(51.270)	(46.365)
Amortizações de principal de obrigações com partes relacionadas	-	-
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(3.874.318)	(626.357)
<b>CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</b>	<b>(2.845.900)</b>	<b>(1.695.075)</b>
<b>CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS</b>	<b>(1.850)</b>	<b>(20.038)</b>
<b>CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>	<b>(2.847.750)</b>	<b>(1.715.113)</b>
<b>TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>534.313</b>	<b>558.160</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	3.222.768	2.941.727
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações em continuidade	3.472.845	3.222.768
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações descontinuadas	284.236	277.119
<b>VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>534.313</b>	<b>558.160</b>

**ANEXO I - RESULTADO CONSOLIDADO > RESULTADO FINANCEIRO**

	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
<b>Receitas Financeiras</b>	<b>213.479</b>	<b>256.148</b>	<b>(16,7)</b>	<b>932.049</b>	<b>1.839.668</b>	<b>(49,3)</b>
Renda e variação monetária sobre repasse CRC	-	104.323	-	255.777	341.964	(25,2)
Renda de aplicações financeiras mantidas para negociação	78.348	17.067	359,1	163.888	80.704	103,1
Variação monetária sobre contas a receber vinculadas à concessão	-	-	-	-	-	-
Variação cambial sobre cauções de empréstimos	(1.275)	(11.522)	(88,9)	9.243	35.089	(73,7)
Acréscimos moratórios sobre faturas de energia	79.030	96.150	(17,8)	326.217	271.966	19,9
Var. monetária e juros sobre contas a receber vinculadas à indenização da concessão	-	-	-	-	-	-
Renda de aplicações financeiras disponíveis para venda	-	-	-	-	-	-
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	1.939	1.109	74,8	5.373	2.322	131,4
Remuneração de ativos e passivos setoriais	17.895	2.143	735,0	35.902	20.168	78,0
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	(2.957)	25.210	-	30.043	42.729	(29,7)
Valor justos dos derivativos - contrato a termo	-	(3.799)	-	-	24.511	-
Reconhecimento de crédito tributário	6.814	3.632	87,6	21.640	944.549	(97,7)
Outras receitas financeiras (-) Pis/Pasep e Cofins sobre receitas	33.685	21.835	54,3	83.966	75.666	11,0
<b>Despesas Financeiras</b>	<b>(420.659)</b>	<b>(257.841)</b>	<b>63,1</b>	<b>(1.259.410)</b>	<b>(973.397)</b>	<b>29,4</b>
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	(300.238)	(145.133)	106,9	(855.814)	(607.569)	40,9
Variação monetária e reversão de juros sobre contas a pagar vinculadas à concessão - UBP	(36.073)	(65.899)	(45,3)	(200.629)	(192.848)	4,0
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	(14.200)	(4.989)	184,6	(58.814)	(75.478)	(22,1)
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	(34.354)	(27.748)	23,8	(34.382)	(27.748)	23,9
Remuneração de ativos e passivos setoriais	(2.019)	-	-	(3.744)	(62)	-
Valor justo dos derivativos - contrato a termo	(3.177)	-	-	(20.401)	-	-
Juros sobre P&D e PEE	(5.671)	(2.040)	178,0	(14.814)	(12.550)	18,0
Variação monetária sobre repasse CRC	1	-	-	(1.787)	-	-
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos financeiros	-	-	-	-	-	-
Outras despesas financeiras	(24.928)	(12.032)	107,2	(69.025)	(57.142)	20,8
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(207.180)</b>	<b>(1.693)</b>	<b>-</b>	<b>(327.361)</b>	<b>866.271</b>	<b>-</b>

**ANEXO I - RESULTADO CONSOLIDADO > EBITDA AJUSTADO E EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL**

R\$ milhões						
EBITDA Ajustado	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
<b>EBITDA operações continuadas</b>	<b>942,9</b>	<b>1.308,7</b>	<b>(28,0)</b>	<b>6.528,6</b>	<b>5.263,2</b>	<b>24,0</b>
(-)/+ EBITDA Operações descontinuadas (Copel Telecom)	-	68,8	-	1.872,4	259,6	621,4
<b>EBITDA com operações descontinuadas</b>	<b>942,9</b>	<b>1.377,5</b>	<b>(31,5)</b>	<b>8.401,0</b>	<b>5.522,7</b>	<b>52,1</b>
(-)/+ Complemento PLR	-	144,7	-	69,3	176,5	(60,7)
(-)/+ Provisão de PDI	125,7	66,8	88,2	139,2	66,8	108,5
(-)/+ Ação judicial PIS/Cofins	-	-	-	-	(810,6)	-
(-)/+ Valor justo na compra e venda de energia	37,1	0,8	-	35,8	(137,5)	-
(-)/+ Ganho no desinvestimento da Telecom	-	-	-	(1.723,9)	-	-
(-)/+ Repactuação risco hidrológico	-	-	-	(1.570,5)	-	-
(-)/+ Provisões e litígios	30,0	(48,0)	-	30,0	53,6	(44,2)
(-)/+ Impairment	(24,3)	(124,5)	(80,5)	(125,1)	(26,1)	379,3
(-)/+ Venda MCP Copel Dis	(71,8)	-	-	(71,8)	-	-
(-)/+ Outros <sup>1</sup>	-	-	-	(47,0)	39,4	-
<b>EBITDA ajustado com operações descontinuadas</b>	<b>1.039,6</b>	<b>1.417,2</b>	<b>(26,6)</b>	<b>5.136,8</b>	<b>4.884,9</b>	<b>5,2</b>
(-)/+ Equivalência Patrimonial	(87,3)	(110,1)	(20,7)	(366,3)	(193,5)	89,3
<b>EBITDA Ajustado sem Equivalência Patrimonial</b>	<b>952,2</b>	<b>1.307,1</b>	<b>(27,1)</b>	<b>4.770,5</b>	<b>4.691,4</b>	<b>1,7</b>

<sup>1</sup> Crédito PIS/Cofins ref exclusão ICMS Base - Telecom, Venda imóvel Sede Copel; Arbitragem contrato Caiuá e Cantareira em 2020

R\$ milhões						
Varição na Equivalência Patrimonial	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>	<b>80.235</b>	<b>107.707</b>	<b>- 26</b>	<b>341.147</b>	<b>174.355</b>	<b>96</b>
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	-	226	-	1.269	-	2.378
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	3.885	535	626	13.765	-	8.964
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	4.731	7.804	- 39	20.255	13.672	48
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	19.735	2.763	614	96.614	25.644	277
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	14.929	9.035	65	57.363	25.528	125
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	11.624	19.620	- 41	35.112	29.708	18
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	7.394	23.190	- 68	63.173	48.594	30
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	17.938	44.549	- 60	53.492	42.666	25
Solar Paraná	225	-	-	104	-	115
<b>Coligadas</b>	<b>7.113</b>	<b>2.442</b>	<b>191</b>	<b>25.167</b>	<b>19.192</b>	<b>31</b>
Dona Francisca Energética S.A.	1.888	2.441	- 23	8.574	9.674	- 11
Foz do Chopim Energética Ltda.	5.225	6	-	16.596	9.629	72
Dominó Holdings Ltda.	-	5	-	-	93	-
Outras <sup>1</sup>	-	-	-	3	18	83
<b>TOTAL</b>	<b>87.348</b>	<b>110.149</b>	<b>(20,7)</b>	<b>366.314</b>	<b>193.547</b>	<b>234,5</b>

<sup>1</sup> Inclui Carbocampel S.A., Copel Amec S/C Ltda, Escoelectric Ltda e Dois Saltos Ltda.

**ANEXO II - RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA > COPEL GET (CONSOLIDADO)**

	R\$ mil					
Demonstração do Resultado	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>2.099.346</b>	<b>1.658.316</b>	<b>26,6</b>	<b>7.551.426</b>	<b>5.029.120</b>	<b>50,2</b>
Fornecimento de energia elétrica	50.826	159.057	(68,0)	204.098	590.122	(65,4)
Suprimento de energia elétrica	1.677.474	1.092.558	53,5	5.803.415	3.241.053	79,1
Disponibilidade da rede elétrica (TUST)	304.089	302.024	0,7	1.267.348	915.238	38,5
Receita de construção	53.931	96.713	(44,2)	239.448	252.141	(5,0)
Outras receitas operacionais	13.026	7.964	63,6	37.117	30.566	21,4
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(1.807.796)</b>	<b>(902.237)</b>	<b>100,4</b>	<b>(3.678.359)</b>	<b>(2.827.210)</b>	<b>30,1</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(413.275)	(170.285)	142,7	(1.254.752)	(258.694)	385,0
Encargos de uso da rede elétrica	(129.748)	(124.873)	3,9	(489.700)	(469.572)	4,3
Pessoal e administradores	(161.967)	(173.721)	(6,8)	(444.437)	(443.389)	0,2
Planos previdenciário e assistencial	(18.979)	(15.916)	19,2	(71.905)	(61.971)	16,0
Material	(3.631)	(3.149)	15,3	(13.716)	(12.376)	10,8
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(702.956)	(268.269)	162,0	(1.878.815)	(415.405)	352,3
Serviços de terceiros	(90.563)	(37.956)	138,6	(235.553)	(143.416)	64,2
Depreciação e amortização	(184.919)	(144.681)	27,8	(597.187)	(568.185)	5,1
Provisões e reversões	(6.987)	137.317	-	108.236	(39.746)	(372,3)
Custo de construção	(34.160)	(79.599)	(57,1)	(187.733)	(255.578)	(26,5)
Outros custos e despesas operacionais	(60.611)	(21.106)	187,2	1.387.203	(158.878)	(973,1)
<b>RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>85.460</b>	<b>107.502</b>	<b>(20,5)</b>	<b>356.372</b>	<b>186.477</b>	<b>91,1</b>
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS</b>	<b>377.010</b>	<b>863.582</b>	<b>(56,3)</b>	<b>4.229.439</b>	<b>2.388.387</b>	<b>77,1</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(136.037)</b>	<b>(83.429)</b>	<b>63,1</b>	<b>(438.344)</b>	<b>(266.462)</b>	<b>64,5</b>
Receitas financeiras	49.905	28.770	73,5	125.758	134.374	(6,4)
Despesas financeiras	(185.942)	(112.199)	65,7	(564.102)	(400.836)	40,7
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>	<b>240.973</b>	<b>780.153</b>	<b>(69,1)</b>	<b>3.791.095</b>	<b>2.121.925</b>	<b>78,7</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	<b>14.651</b>	<b>(112.022)</b>	<b>-</b>	<b>(970.996)</b>	<b>(502.583)</b>	<b>93,2</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	85.022	(18.594)	-	(214.862)	(325.421)	(34,0)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	(70.371)	(93.429)	(24,7)	(756.134)	(177.162)	326,8
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>255.624</b>	<b>668.131</b>	<b>(61,7)</b>	<b>2.820.099</b>	<b>1.619.342</b>	<b>74,2</b>
<b>LAJIDA</b>	<b>561.929</b>	<b>1.008.263</b>	<b>(44,3)</b>	<b>4.826.626</b>	<b>2.956.572</b>	<b>63,3</b>

**ANEXO II - RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA > COPEL DIS**

	R\$ mil					
Demonstração do Resultado	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>4.049.560</b>	<b>3.680.353</b>	<b>10,0</b>	<b>14.836.393</b>	<b>11.552.895</b>	<b>28,4</b>
Fornecimento de energia elétrica	1.416.952	1.355.603	4,5	5.326.736	5.165.810	3,1
Suprimento de energia elétrica	192.815	312.173	(38,2)	753.242	497.275	51,5
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD)	1.216.245	1.104.123	10,2	4.401.654	3.786.735	16,2
Receita de construção	511.937	395.258	29,5	1.700.889	1.154.488	47,3
Valor justo do ativo indenizável da concessão	39.903	38.196	4,5	108.733	45.187	140,6
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	596.444	412.907	44,4	2.270.859	676.939	235,5
Outras receitas operacionais	75.263	62.092	21,2	274.279	226.462	21,1
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>- 3.751.384</b>	<b>- 3.563.511</b>	<b>5,3</b>	<b>- 13.669.382</b>	<b>- 9.864.417</b>	<b>38,6</b>
Energia elétrica comprada para revenda	- 1.689.246	- 1.952.157	(13,5)	- 7.277.499	- 5.856.372	24,3
Encargos de uso da rede elétrica	- 832.197	- 491.943	69,2	- 2.363.451	- 1.370.814	72,4
Pessoal e administradores	- 341.007	- 441.266	(22,7)	- 905.338	- 994.037	(8,9)
Planos previdenciário e assistencial	- 39.438	- 36.285	8,7	- 155.774	- 146.422	6,4
Material	- 13.259	- 14.566	(9,0)	- 51.722	- 58.196	(11,1)
Serviços de terceiros	- 113.059	- 105.359	7,3	- 450.752	- 405.854	11,1
Depreciação e amortização	- 102.598	- 99.308	3,3	- 406.632	- 374.851	8,5
Provisões e reversões	- 84.392	- 4.470	-	- 271.859	- 179.096	51,8
Custo de construção	- 511.937	- 395.258	29,5	- 1.700.889	- 1.154.488	47,3
Outros custos e despesas operacionais	- 24.251	- 31.838	(23,8)	- 85.466	- 675.712	-
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS</b>	<b>298.176</b>	<b>116.842</b>	<b>155,2</b>	<b>1.167.011</b>	<b>1.688.478</b>	<b>(30,9)</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>- 19.050</b>	<b>70.962</b>	<b>-</b>	<b>66.470</b>	<b>1.043.981</b>	<b>(93,6)</b>
Receitas financeiras	115.821	115.090	0,6	457.697	1.334.983	(65,7)
Despesas financeiras	- 134.872	- 44.128	205,6	- 391.228	- 291.002	34,4
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>	<b>279.125</b>	<b>187.805</b>	<b>48,6</b>	<b>1.233.480</b>	<b>2.732.459</b>	<b>(54,9)</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	<b>- 65.012</b>	<b>- 14.580</b>	<b>345,9</b>	<b>- 375.597</b>	<b>- 878.278</b>	<b>(57,2)</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	- 87.039	- 67.665	28,6	- 298.719	- 933.931	(68,0)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	22.027	53.085	(86,3)	- 76.878	55.653	-
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>214.114</b>	<b>173.225</b>	<b>23,6</b>	<b>857.884</b>	<b>1.854.181</b>	<b>(53,7)</b>
<b>LAJIDA</b>	<b>400.774</b>	<b>216.151</b>	<b>85,4</b>	<b>1.573.643</b>	<b>2.063.329</b>	<b>(23,7)</b>

**ANEXO II - RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA > COPEL COM (MERCADO LIVRE)**

	R\$ mil					
Demonstração do Resultado	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>1.251.437</b>	<b>661.545</b>	<b>89,2</b>	<b>4.536.414</b>	<b>2.420.657</b>	<b>87,4</b>
Fornecimento de energia elétrica	435.890	254.719	71,1	1.709.613	899.540	90,1
Suprimento de energia elétrica	816.479	406.778	100,7	2.825.180	1.374.610	105,5
Outras receitas operacionais	- 932	48	-	1.621	146.507	(98,9)
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>- 1.263.646</b>	<b>- 650.863</b>	<b>94,1</b>	<b>- 4.478.438</b>	<b>- 2.262.054</b>	<b>98,0</b>
Energia elétrica comprada para revenda	- 1.252.993	- 643.894	94,6	- 4.450.586	- 2.239.388	98,7
Pessoal e administradores	- 7.641	- 5.566	37,3	- 18.568	- 15.007	23,7
Planos previdenciário e assistencial	- 398	414	(4,0)	- 1.547	- 1.493	3,6
Material	- 3	22	(88,4)	- 17	28	(39,2)
Serviços de terceiros	- 655	52	-	- 2.925	- 1.493	95,8
Depreciação e amortização	- 76	25	201,5	- 234	- 75	210,8
Provisões e reversões	- 416	222	-	- 806	900	(10,5)
Outros custos e despesas operacionais	- 1.465	- 1.111	31,8	- 3.756	- 3.669	2,4
<b>RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>-</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>93</b>	<b>-</b>
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS</b>	<b>- 12.209</b>	<b>10.677</b>	<b>-</b>	<b>57.976</b>	<b>158.510</b>	<b>(63,4)</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>3.857</b>	<b>4.655</b>	<b>(17,1)</b>	<b>13.940</b>	<b>11.373</b>	<b>22,6</b>
Receitas financeiras	3.927	4.671	(15,9)	14.151	11.469	23,4
Despesas financeiras	- 71	16	350,4	- 211	96	120,3
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>	<b>- 8.352</b>	<b>15.332</b>	<b>-</b>	<b>71.917</b>	<b>169.883</b>	<b>(57,7)</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	<b>9.137</b>	<b>5.213</b>	<b>-</b>	<b>18.190</b>	<b>57.946</b>	<b>(68,6)</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	- 2.905	4.276	-	- 21.371	8.576	-
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	12.042	938	-	3.181	49.371	-
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>785</b>	<b>10.119</b>	<b>(92,2)</b>	<b>53.726</b>	<b>111.937</b>	<b>(52,0)</b>
<b>LAJIDA</b>	<b>(12.133)</b>	<b>10.702</b>	<b>-</b>	<b>58.210</b>	<b>158.585</b>	<b>(63,3)</b>

**ANEXO II - RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA > DRE POR EMPRESA TRIMESTRAL**

Demonstração do Resultado 4T21	GET													Elimin. e Reclassif.	Consolidado	R\$ mil
	Geração	Transmissão	Distribuição	Compagas	Elejr	UEG Araucária	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	C. Oeste, Marumbi, Uirapuru	Mercado Livre	Holding			
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>670.662,0</b>	<b>343.062,0</b>	<b>4.049.559,8</b>	<b>220.528,6</b>	<b>42.307,1</b>	<b>755.891,0</b>	<b>24.239,3</b>	<b>138.896,1</b>	<b>173.910,8</b>	<b>7.967,6</b>	<b>23.801,8</b>	<b>1.251.437,3</b>	-	<b>(1.108.577,4)</b>	<b>6.593.692,0</b>	
Fornecimento de energia elétrica	50.809,0	-	1.416.952,0	-	-	-	-	-	-	-	-	435.890,1	-	(807,1)	1.902.861,4	
Suprimento de energia elétrica	602.231,0	-	192.814,6	-	42.307,1	755.891,0	-	137.481,8	173.902,5	7.967,6	-	816.478,8	-	(995.311,3)	1.733.764,1	
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	-	283.683,0	1.216.245,7	-	-	-	-	-	-	-	22.793,0	-	-	(92.231,2)	1.430.489,8	
Receita de construção	-	52.928,0	511.937,2	2.573,9	-	-	-	-	-	-	1.003,0	-	-	-	568.442,6	
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	39.902,8	5.150,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45.054,1	
Telecomunicações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Distribuição de gás canalizado	-	-	-	212.832,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.519,9)	208.314,6	
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	596.444,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	596.444,4	
Outras receitas operacionais	17.622,0	6.451,0	75.263,0	(28,0)	-	-	24.239,3	1.414,3	8,3	-	5,8	(931,6)	-	(15.707,9)	108.323,1	
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(693.336,0)</b>	<b>(128.856,0)</b>	<b>(3.751.384,8)</b>	<b>(196.218,3)</b>	<b>(21.864,4)</b>	<b>(772.240,2)</b>	<b>(21.842,8)</b>	<b>(79.595,3)</b>	<b>(140.085,4)</b>	<b>(5.911,4)</b>	<b>(2.794,8)</b>	<b>(1.263.645,9)</b>	<b>(81.266,8)</b>	<b>1.112.186,0</b>	<b>(6.046.861,9)</b>	
Energia elétrica comprada para revenda	(357.326,0)	-	(1.689.245,3)	-	(2.590,5)	-	-	(1.008,7)	(53.367,6)	(1.561,8)	-	(1.252.993,2)	-	996.247,7	(2.361.846,5)	
Encargos de uso da rede elétrica	(81.165,0)	-	(832.197,6)	-	(6.776,1)	(7.800,3)	-	(8.369,5)	(34.906,5)	(330,0)	-	-	-	92.710,0	(878.834,6)	
Pessoal e administradores	(94.875,0)	(59.794,0)	(341.007,2)	(12.063,6)	(1.112,4)	(1.869,6)	(17.190,4)	(4.391,4)	(500,2)	(281,7)	(254,6)	(7.641,0)	(27.949,1)	-	(568.929,8)	
Planos previdenciário e assistencial	(11.243,0)	(7.305,0)	(39.438,0)	(1.451,2)	(71,3)	(161,2)	(2.197,7)	(228,0)	(25,5)	(4,2)	(13,0)	(397,5)	(1.594,2)	-	(64.127,3)	
Material	(2.283,0)	(1.142,0)	(13.258,8)	(2.651,6)	(70,8)	(18,4)	(11,4)	(40,4)	(144,8)	(1,0)	(0,5)	(2,6)	(155,8)	0,2	(19.779,4)	
Matéria-prima e insumos para produção de energia	-	-	-	-	-	(702.956,2)	-	-	-	-	-	-	-	4.458,0	(698.498,2)	
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	(145.995,7)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(145.995,7)	
Serviços de terceiros	(21.320,0)	(6.939,0)	(113.059,4)	(3.023,4)	(446,5)	(50.304,9)	(1.326,8)	(16.826,7)	(5.861,6)	(536,4)	(1.239,8)	(655,5)	(6.930,2)	17.778,4	(210.690,0)	
Depreciação e amortização	(92.308,0)	(3.439,0)	(102.598,2)	(10.374,0)	(9.706,2)	(5.960,7)	(478,9)	(42.956,5)	(37.085,2)	(3.160,1)	(6,8)	(75,8)	(589,6)	-	(308.741,5)	
Provisões e reversões	4.438,0	(11.235,0)	(84.392,5)	(15.256,2)	-	164,4	(28,1)	(353,2)	(0,0)	-	(1,8)	(415,9)	(38.447,7)	3.427,9	(142.099,9)	
Custos de construção	-	(33.157,0)	(511.937,2)	(2.573,9)	-	-	-	-	-	-	(1.002,0)	-	-	-	(548.671,9)	
Outros custos e despesas operacionais	(37.254,0)	(5.845,0)	(24.250,7)	(2.828,6)	(1.090,5)	(3.333,1)	(609,5)	(5.421,0)	(8.194,0)	(36,2)	(276,2)	(1.464,5)	(5.600,2)	(2.436,2)	(98.646,0)	
<b>RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>34.728,0</b>	<b>99.816,0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>43.701,5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>494.549,9</b>	<b>(585.447,1)</b>	<b>87.348,2</b>	
<b>RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS</b>	<b>12.054,0</b>	<b>314.022,0</b>	<b>298.175,0</b>	<b>24.310,4</b>	<b>20.442,7</b>	<b>(16.349,2)</b>	<b>2.396,5</b>	<b>103.002,4</b>	<b>33.825,4</b>	<b>2.056,2</b>	<b>21.006,9</b>	<b>(12.208,6)</b>	<b>413.283,1</b>	<b>(581.838,5)</b>	<b>634.178,4</b>	
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(65.149,0)</b>	<b>(49.301,0)</b>	<b>(19.050,6)</b>	<b>4.164,7</b>	<b>(27.866,2)</b>	<b>5.557,2</b>	<b>(12,5)</b>	<b>(31.847,2)</b>	<b>4.418,2</b>	<b>39,1</b>	<b>245,7</b>	<b>3.857,0</b>	<b>(32.229,2)</b>	<b>-</b>	<b>(207.177,1)</b>	
Receitas financeiras	25.940,0	7.545,0	115.821,0	7.626,3	4.923,2	5.724,5	316,4	14.606,8	4.596,5	39,1	981,4	3.927,5	30.962,1	(9.528,4)	213.478,6	
Despesas financeiras	(91.089,0)	(56.846,0)	(134.871,6)	(3.461,6)	(32.789,3)	(167,3)	(328,9)	(46.454,0)	(178,3)	-	(735,7)	(70,5)	(63.191,2)	9.528,5	(420.655,7)	
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>	<b>(53.095,0)</b>	<b>264.721,0</b>	<b>279.124,4</b>	<b>28.475,1</b>	<b>(7.423,4)</b>	<b>(10.792,0)</b>	<b>2.384,0</b>	<b>71.155,2</b>	<b>38.243,6</b>	<b>2.095,3</b>	<b>21.252,7</b>	<b>(8.351,7)</b>	<b>381.053,9</b>	<b>(581.838,5)</b>	<b>427.001,3</b>	
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	<b>81.056,5</b>	<b>(26.258,8)</b>	<b>(65.011,9)</b>	<b>2.532,9</b>	<b>2.526,4</b>	<b>(16.834,0)</b>	<b>(1.248,3)</b>	<b>(9.694,0)</b>	<b>(11.511,6)</b>	<b>(261,1)</b>	<b>(1.785,1)</b>	<b>9.136,6</b>	<b>6.584,9</b>	<b>(61,4)</b>	<b>(30.829,9)</b>	
<b>LUCRO LÍQUIDO DE OPERAÇÕES CONTINUADAS</b>	<b>27.961,5</b>	<b>238.462,2</b>	<b>214.112,5</b>	<b>31.008,0</b>	<b>(4.897,0)</b>	<b>(27.626,0)</b>	<b>1.135,6</b>	<b>61.461,3</b>	<b>26.732,1</b>	<b>1.834,2</b>	<b>19.467,6</b>	<b>785,0</b>	<b>387.638,8</b>	<b>(581.899,9)</b>	<b>396.171,3</b>	
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>27.961,5</b>	<b>238.462,2</b>	<b>214.112,5</b>	<b>31.008,0</b>	<b>(4.897,0)</b>	<b>(27.626,0)</b>	<b>1.135,6</b>	<b>61.461,3</b>	<b>26.732,1</b>	<b>1.834,2</b>	<b>19.467,6</b>	<b>785,0</b>	<b>387.638,8</b>	<b>(581.899,9)</b>	<b>396.171,3</b>	
Atribuído aos acionistas da controladora - Op. Continuada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	387.638,0	
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.534,0	
<b>LAJIDA</b>	<b>104.362,0</b>	<b>317.461,0</b>	<b>400.773,2</b>	<b>34.684,4</b>	<b>30.149,0</b>	<b>(10.388,5)</b>	<b>2.875,4</b>	<b>145.958,9</b>	<b>70.910,6</b>	<b>5.216,3</b>	<b>21.013,8</b>	<b>(12.132,8)</b>	<b>413.872,7</b>	<b>(581.838,5)</b>	<b>942.919,9</b>	



## ANEXO II - RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA &gt; DRE POR EMPRESA ACUMULADO

Demonstração do Resultado 2021	GET														Elimin. e Reclassif.	Consolidado	R\$ mil
	Geração	Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	C. Oeste, Marumbi, Uirapuru	Mercado Livre	Holding			
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>2.619.710</b>	<b>1.446.232</b>	<b>14.836.392</b>	<b>243.611</b>	<b>783.277</b>	<b>171.263</b>	<b>2.250.577</b>	<b>40.478</b>	<b>496.272</b>	<b>702.024</b>	<b>16.600</b>	<b>99.709</b>	<b>4.536.414</b>	-	<b>(4.258.272)</b>	<b>23.984.287</b>	
Fornecimento de energia elétrica	204.005	-	5.326.736	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.709.613	-	(2.770)	7.237.677	
Suprimento de energia elétrica	2.340.199	-	753.242	-	-	171.263	2.250.577	-	495.183	701.984	16.600	-	2.825.180	-	(3.502.373)	6.051.854	
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	-	1.184.957	4.401.654	-	-	-	-	-	-	-	-	96.221	-	-	(387.758)	5.295.074	
Receita de construção	-	235.981	1.700.889	-	11.222	-	-	-	-	-	-	3.467	-	-	-	1.951.559	
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	108.733	-	33.909	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142.642	
Telecomunicações	-	-	-	223.890	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(223.890)	-	
Distribuição de gás canalizado	-	-	-	-	738.050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(25.783)	712.267	
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	2.270.859	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.270.859	
Outras receitas operacionais	75.506	25.294	274.279	19.721	96	-	-	40.478	1.089	40	-	21	1.621	-	(115.698)	322.355	
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>			<b>14.836.393</b>	<b>243.611</b>	<b>783.277</b>	<b>171.263</b>	<b>2.250.577</b>	<b>40.478</b>	<b>496.272</b>	<b>702.024</b>	<b>16.600</b>	<b>99.707</b>	<b>4.536.414</b>	-	<b>(4.258.273)</b>	<b>23.984.285</b>	
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(919.428)</b>	<b>(456.927)</b>	<b>(13.669.382)</b>	<b>(222.883)</b>	<b>(654.643)</b>	<b>(86.871)</b>	<b>(1.879.198)</b>	<b>(34.860)</b>	<b>(312.214)</b>	<b>(165.908)</b>	<b>(19.310)</b>	<b>(11.169)</b>	<b>(4.478.439)</b>	<b>(212.516)</b>	<b>4.219.188</b>	<b>(18.904.563)</b>	
Energia elétrica comprada para revenda	(978.422)	-	(7.277.499)	-	-	(23.978)	-	-	(8.104)	(259.289)	(10.064)	-	(4.450.586)	-	3.504.199	(9.503.743)	
Encargos de uso da rede elétrica	(305.656)	-	(2.363.451)	-	-	(21.516)	(29.541)	-	(29.638)	(137.595)	(616)	-	-	-	386.372	(2.501.641)	
Pessoal e administradores	(254.982)	(166.231)	(905.338)	(39.365)	(39.121)	(4.453)	(5.768)	(27.377)	(14.167)	(1.582)	(897)	(810)	(18.568)	(72.198)	-	(1.550.854)	
Planos previdenciário e assistencial	(42.419)	(27.907)	(155.774)	(6.289)	(5.154)	(233)	(600)	(3.806)	(822)	(94)	(16)	(47)	(1.547)	(4.065)	-	(248.773)	
Material	(8.322)	(4.118)	(51.722)	(965)	(3.590)	(308)	(43)	(30)	(643)	(545)	(2)	(43)	(17)	(441)	967	(69.822)	
Matéria-prima e insumos para produção de energia	-	-	-	-	-	-	(1.878.815)	-	-	-	-	-	-	-	23.867	(1.854.948)	
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(506.065)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(506.065)	
Serviços de terceiros	(80.769)	(30.595)	(450.752)	(38.689)	(13.850)	(11.114)	(73.772)	(1.925)	(74.711)	(33.418)	(1.344)	(5.687)	(2.925)	(23.896)	136.849	(706.599)	
Depreciação e amortização	(322.664)	(11.399)	(406.632)	(77.901)	(41.178)	(30.606)	(24.068)	(1.104)	(163.897)	(68.868)	(6.258)	(32)	(234)	(2.316)	74.619	(1.082.539)	
Provisões e reversões	(15.210)	(18.234)	(271.859)	1.389	(28.587)	-	138.441	(59)	(2.191)	(0)	-	54	(806)	(76.374)	32.649	(240.787)	
Custos de construção	-	(184.266)	(1.700.889)	-	(11.222)	-	-	-	-	-	-	(3.466)	-	-	-	(1.899.844)	
Outros custos e despesas operacionais	1.089.016	(14.177)	(85.466)	(61.061)	(5.876)	5.337	(5.032)	(560)	(18.041)	335.483	(113)	(1.137)	(3.756)	(33.226)	59.666	1.261.055	
<b>RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>621.333</b>	<b>427.391</b>	-	-	-	-	-	-	<b>99.525</b>	-	-	-	-	<b>3.689.345</b>	<b>(4.471.280)</b>	<b>366.314</b>	
<b>RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS</b>	<b>2.321.615</b>	<b>1.416.696</b>	<b>1.167.010</b>	<b>20.728</b>	<b>128.634</b>	<b>84.392</b>	<b>371.379</b>	<b>5.617</b>	<b>283.583</b>	<b>536.116</b>	<b>(2.710)</b>	<b>88.540</b>	<b>57.975</b>	<b>3.476.829</b>	<b>(4.510.364)</b>	<b>5.446.038</b>	
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(201.248)</b>	<b>(140.720)</b>	<b>66.470</b>	<b>(25.745)</b>	<b>9.817</b>	<b>(171.888)</b>	<b>8.952</b>	<b>165</b>	<b>(115.634)</b>	<b>10.865</b>	<b>140</b>	<b>(699)</b>	<b>13.940</b>	<b>192.477</b>	<b>25.748</b>	<b>(327.361)</b>	
Receitas financeiras	61.673	17.342	457.697	19.183	19.422	14.119	11.022	670	38.253	11.390	142	2.200	14.151	304.809	(40.024)	932.049	
Despesas financeiras	(262.921)	(158.062)	(391.228)	(44.928)	(9.605)	(186.007)	(2.070)	(505)	(153.887)	(525)	(2)	(2.899)	(211)	(112.332)	65.772	(1.259.410)	
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>	<b>2.120.367</b>	<b>1.275.976</b>	<b>1.233.479</b>	<b>(5.017)</b>	<b>138.451</b>	<b>(87.496)</b>	<b>380.331</b>	<b>5.782</b>	<b>167.949</b>	<b>546.981</b>	<b>(2.570)</b>	<b>87.841</b>	<b>71.915</b>	<b>3.669.306</b>	<b>(4.484.616)</b>	<b>5.118.677</b>	
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	<b>(452.359)</b>	<b>(256.075)</b>	<b>(375.597)</b>	<b>(6.284)</b>	<b>(38.860)</b>	<b>33.061</b>	<b>(42.248)</b>	<b>(3.578)</b>	<b>(27.714)</b>	<b>(185.725)</b>	<b>(555)</b>	<b>(4.247)</b>	<b>(18.190)</b>	<b>97.891</b>	<b>20.849</b>	<b>(1.259.632)</b>	
<b>LUCRO LÍQUIDO DE OPERAÇÕES CONTINUADAS</b>	<b>1.668.008</b>	<b>1.019.901</b>	<b>857.882</b>	<b>(11.301)</b>	<b>99.591</b>	<b>(54.435)</b>	<b>338.083</b>	<b>2.204</b>	<b>140.235</b>	<b>361.256</b>	<b>(3.125)</b>	<b>83.594</b>	<b>53.725</b>	<b>3.767.197</b>	<b>(4.463.767)</b>	<b>3.859.045</b>	
<b>LUCRO LÍQUIDO DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>1.185.376</b>	<b>4.181</b>	
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>1.668.008</b>	<b>1.019.901</b>	<b>857.882</b>	<b>(11.301)</b>	<b>99.591</b>	<b>(54.435)</b>	<b>338.083</b>	<b>2.204</b>	<b>140.235</b>	<b>361.256</b>	<b>(3.125)</b>	<b>83.594</b>	<b>53.725</b>	<b>4.952.573</b>	<b>(4.459.586)</b>	<b>5.048.602</b>	
Atribuído aos acionistas da controladora - Op. Continuada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.767.197	
Atribuído aos acionistas da controladora - Op. Descontinuada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.185.376	
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	96.029	
<b>LAJIDA</b>	<b>2.644.279</b>	<b>1.428.095</b>	<b>1.573.642</b>	<b>98.628</b>	<b>169.812</b>	<b>114.999</b>	<b>395.447</b>	<b>6.721</b>	<b>447.480</b>	<b>604.984</b>	<b>3.548</b>	<b>88.572</b>	<b>58.209</b>	<b>3.479.145</b>	<b>(4.584.983)</b>	<b>6.528.577</b>	

**ANEXO II - RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA > ATIVO POR EMPRESA**

R\$ mil

Ativo - Dezembro/2021	Geração e Transmissão	Distribuição	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	Costa Oeste	Marumbi	Uirapuru	Mercado Livre	Holding	Elimin. e Reclássif.	Consolidado
<b>CIRCULANTE</b>	1.122.475	393.317	210.641	148.031	298.572	21.470	377.854	68.033	5.459	6.754	14.206	36.505	143.476	626.052	-	3.472.845
Caixa e equivalentes de caixa	-	-	-	-	14.571	-	-	-	-	-	-	-	1.459	91	-	16.121
Títulos e valores mobiliários	-	51	131	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	182
Cauções e depósitos vinculados	378.594	3.515.448	80.780	15.180	195.336	-	88.506	62.722	2.141	1.444	2.103	2.197	460.261	-	(371.519)	4.433.193
Clientes	240.269	-	-	-	-	-	55.876	-	-	-	-	-	-	1.558.212	(1.786.195)	68.162
Dividendos a receber	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	383.740	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	383.740
Ativos financeiros setoriais	5.121	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.121
Contas a receber vinculadas à concessão	135.723	-	-	-	-	-	-	-	-	2.293	4.265	6.207	-	-	-	148.488
Ativos de contrato	128.346	455.868	25.129	1	9	9.639	18.414	71	1	4	1	935	116.767	1.150	(6.519)	749.816
Outros créditos	26.195	169.756	1.297	90	-	240	-	-	-	-	-	201	-	-	-	197.779
Estoques	62.789	29.523	4.569	3.354	6.555	127	5.453	2.299	10	35	68	304	32.835	3.991	-	151.912
Imposto de renda e contribuição social	17.314	1.457.467	32.383	119	222	-	159	818	10	-	-	-	372	-	-	1.508.864
Outros tributos a recuperar	11.440	37.156	570	115	165	119	3.302	35	35	41	51	35	57	528	-	53.649
Despesas antecipadas	14.883	5.725	-	-	-	-	267.638	170.212	-	-	-	-	-	5.374	(463.832)	-
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativos classificados como mantidos para venda	2.143.149	6.448.051	355.500	166.890	515.430	31.595	817.202	304.190	7.656	10.571	20.694	46.384	755.227	2.195.398	(2.628.065)	11.189.872
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	19.978.375	14.356.650	472.401	646.780	260.771	15.827	6.704.816	691.680	220.476	121.829	186.154	147.486	763.790	21.699.105	(27.918.477)	38.347.663
<b>Realizável a Longo Prazo</b>	5.740.657	7.664.328	362.649	80.171	53.732	428	447.458	12.267	22	121.785	186.104	147.451	757.873	543.877	(375.480)	15.743.322
Títulos e valores mobiliários	95.528	822	8.332	-	-	-	225.260	11.404	-	1.365	2.226	-	-	-	-	344.937
Outros investimentos temporários	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.985	-	19.985
Cauções e depósitos vinculados	-	142.764	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142.764
Clientes	-	70.317	-	-	-	-	11.916	-	-	-	-	-	-	-	-	82.233
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depósitos judiciais	78.198	361.195	71	74	5.576	428	43	-	-	-	23	-	14.004	131.519	-	591.131
Ativos financeiros setoriais	-	383.740	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	383.740
Contas a receber vinculadas à concessão	827.950	1.200.708	233.026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.261.684
Ativos de contrato	4.469.267	1.798.195	29.815	-	-	-	-	-	-	120.172	183.564	147.451	-	-	(8.904)	6.739.560
Outros créditos	90.722	22.742	48.568	2.508	-	-	-	-	248	291	-	-	743.869	7.658	-	916.606
Imposto de renda e contribuição social	103.837	18.712	-	1.301	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.000	-	153.850
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	679.182	-	70.437	48.156	-	-	-	-	-	-	-	-	165.484	-	963.259
Outros tributos a recuperar	75.155	2.985.951	42.810	-	-	-	86	863	22	-	-	-	-	38.659	-	3.143.546
Despesas antecipadas	-	-	27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27
Partes relacionadas	-	-	-	5.851	-	-	210.153	-	-	-	-	-	-	150.572	(366.576)	-
Investimentos	7.588.590	540	-	-	-	-	2.566.095	-	-	-	-	-	-	21.144.478	(28.257.569)	3.042.134
<b>Imobilizado</b>	5.364.435	-	-	359.431	206.507	2.415	3.657.676	332.980	214.720	2	8	-	305	4.112	-	10.142.591
Intangível	1.229.006	6.596.184	96.145	207.056	79	1.757	10.964	346.433	5.734	42	42	35	4.038	3.473	714.572	9.215.560
<b>Direito de uso de ativos</b>	55.687	95.598	13.607	122	453	11.227	22.623	-	-	-	-	-	1.574	3.165	-	204.056
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>22.121.524</b>	<b>20.804.701</b>	<b>827.901</b>	<b>813.670</b>	<b>776.201</b>	<b>47.422</b>	<b>7.522.018</b>	<b>995.870</b>	<b>228.132</b>	<b>132.400</b>	<b>206.848</b>	<b>193.870</b>	<b>1.519.017</b>	<b>23.894.503</b>	<b>(30.546.542)</b>	<b>49.537.535</b>

**ANEXO II - RESULTADO POR SUBSIDIÁRIA > PASSIVO POR EMPRESA**

														R\$ mil
Ativo - Dezembro/2021	Geração e Transmissão	Distribuição	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Serviços	Parques Eólicos	FDA	Bela Vista	C. Oeste, Marumbi, Uirapuru	Mercado Livre	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
<b>CIRCULANTE</b>	<b>2.785.900</b>	<b>4.827.277</b>	<b>220.214</b>	<b>107.771</b>	<b>221.854</b>	<b>27.807</b>	<b>414.911</b>	<b>179.297</b>	<b>3.914</b>	<b>32.591</b>	<b>608.494</b>	<b>1.163.813</b>	<b>(2.629.253)</b>	<b>7.964.591</b>
Obrigações sociais e trabalhistas	160.516	369.864	8.828	405	694	21.309	144	-	127	2	6.467	36.454	-	<b>604.810</b>
Partes relacionadas	432.367	11.571	-	-	-	28	15.580	526	101	268	261	2.292	(462.993)	<b>0</b>
Fornecedores	439.857	1.743.382	63.862	4.744	183.431	1.155	41.400	33.622	3.238	775	445.677	3.353	(378.765)	<b>2.585.732</b>
Imposto de renda e contribuição social	-	-	1.216	-	-	348	10.694	48.339	251	415	-	1.813	-	<b>63.076</b>
Outras obrigações fiscais	36.322	334.738	11.995	3.493	878	1.037	5.568	2.533	145	202	9.062	34.955	-	<b>440.930</b>
Empréstimos e financiamentos	133.964	11.113	-	-	-	-	106.928	-	-	7.910	-	321.157	(1.301)	<b>579.771</b>
Debêntures	808.303	783.245	-	-	-	-	51.221	-	-	-	-	501.716	-	<b>2.144.485</b>
Dividendos a pagar	638.378	824.833	129.061	-	35.718	-	99.249	85.798	51	22.277	20.785	260.995	(1.786.195)	<b>330.949</b>
Benefícios pós-emprego	17.568	48.415	-	-	-	2.547	-	-	-	-	77	229	-	<b>68.836</b>
Encargos do consumidor a recolher	16.578	176.798	-	-	-	-	-	4.726	-	284	-	-	-	<b>198.385</b>
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	61.190	228.457	-	975	1.009	-	-	795	-	69	-	-	-	<b>292.495</b>
Contas a pagar vinculadas à concessão	7.207	-	-	97.756	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>104.962</b>
Passivos financeiros setoriais	-	139.770	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>139.770</b>
Passivo de arrendamento	11.677	31.448	2.803	98	120	538	185	-	-	-	70	301	-	<b>47.239</b>
Outras contas a pagar	21.974	116.349	2.451	300	3	845	83.943	2.958	-	390	126.096	548	-	<b>355.856</b>
PIS e Cofins a restituir para consumidores	-	7.294	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>7.294</b>
Provisões para litígios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>6.658.871</b>	<b>8.418.868</b>	<b>99.784</b>	<b>746.843</b>	<b>13.771</b>	<b>39.884</b>	<b>2.124.475</b>	<b>115.453</b>	<b>3.566</b>	<b>58.590</b>	<b>520.658</b>	<b>893.666</b>	<b>(294.637)</b>	<b>19.399.793</b>
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	210.261	-	-	-	-	5.851	(216.112)	-
Fornecedores	125.249	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>125.249</b>
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.045.740	-	26.602	-	-	-	3.752	112.759	9	15.057	76.690	-	101.710	<b>1.382.319</b>
Outras obrigações fiscais	49.947	535.572	-	-	5.175	503	-	-	-	-	353	3.260	-	<b>594.809</b>
Empréstimos e financiamentos	1.289.693	168.634	-	-	-	-	1.287.536	-	-	33.112	-	468.970	(149.271)	<b>3.098.674</b>
Debêntures	3.057.051	2.416.356	-	-	-	-	529.724	-	-	-	-	-	-	<b>6.003.132</b>
Benefícios pós-emprego	367.621	802.222	10.528	-	707	28.480	-	-	-	-	2.858	13.922	-	<b>1.226.337</b>
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	57.043	266.650	-	-	6.470	-	-	2.694	-	1.745	-	-	-	<b>334.602</b>
Contas a pagar vinculadas à concessão	52.153	-	-	746.843	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>798.996</b>
Passivos financeiros setoriais	-	153.409	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>153.409</b>
Passivo de arrendamento	46.272	69.365	11.381	-	394	10.842	22.739	-	-	-	1.545	2.957	-	<b>165.495</b>
Outras contas a pagar	41.170	15.522	35.130	-	-	-	67.475	-	-	-	438.600	50.943	(48.932)	<b>599.907</b>
PIS e Cofins a restituir para consumidores	-	3.319.501	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>3.319.501</b>
Provisões para litígios	526.934	671.638	16.144	-	1.025	59	2.988	-	3.557	8.676	612	347.762	17.968	<b>1.597.363</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>12.662.224</b>	<b>7.558.556</b>	<b>507.901</b>	<b>(40.945)</b>	<b>540.576</b>	<b>(20.269)</b>	<b>4.982.627</b>	<b>701.120</b>	<b>220.651</b>	<b>441.936</b>	<b>389.864</b>	<b>21.837.022</b>	<b>(27.606.024)</b>	<b>22.175.239</b>
<b>Atribuível aos acionistas da empresa controladora</b>	<b>12.662.224</b>	<b>7.558.556</b>	<b>507.901</b>	<b>(40.945)</b>	<b>540.576</b>	<b>(20.269)</b>	<b>4.982.627</b>	<b>701.120</b>	<b>220.651</b>	<b>441.936</b>	<b>389.864</b>	<b>21.837.022</b>	<b>(27.944.239)</b>	<b>21.837.024</b>
Capital social	5.772.757	5.359.206	220.966	35.503	425.662	15.085	4.693.588	409.509	223.862	217.941	237.210	10.800.000	(17.611.289)	<b>10.800.000</b>
AFAC	470.000	-	-	-	-	1.600	108.912	-	-	-	-	-	(580.512)	-
Reservas de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de avaliação patrimonial	564.349	(103.977)	(1.796)	256	240	(27.868)	-	-	-	-	(1.015)	426.170	(430.189)	<b>426.170</b>
Reserva legal	792.277	306.744	44.193	-	7.520	-	29.038	34.217	-	20.318	17.375	1.457.087	(1.251.682)	<b>1.457.087</b>
Reserva de retenção de lucros	4.205.112	1.808.323	244.538	-	107.155	-	389.758	-	-	194.887	125.460	7.785.091	(7.075.233)	<b>7.785.091</b>
Dividendo adicional proposto	857.729	188.260	-	-	-	-	-	257.394	-	8.790	10.833	1.368.675	(1.323.006)	<b>1.368.675</b>
Lucros acumulados	-	-	0	(76.704)	0	(9.086)	(238.670)	-	(3.211)	-	-	-	327.672	<b>2</b>
<b>Atribuível aos acionistas não controladores</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	338.215	<b>338.215</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>22.106.996</b>	<b>20.804.701</b>	<b>827.900</b>	<b>813.669</b>	<b>776.201</b>	<b>47.422</b>	<b>7.522.013</b>	<b>995.870</b>	<b>228.131</b>	<b>533.117</b>	<b>1.519.016</b>	<b>23.894.501</b>	<b>(30.529.914)</b>	<b>49.539.623</b>

**ANEXO III - MERCADO DE ENERGIA > TARIFAS**

Tarifas Compra (Com PIS e COFINS)	Quantidade MW médio	dez/21	dez/20	Δ%
Itaipu <sup>1</sup>	583	348,32	335,61	3,8
Leilão 2010 - H30	70	291,17	240,19	21,2
Leilão 2010 - T15 <sup>2</sup>	60	293,75	218,17	34,6
Leilão 2011 - H30	58	267,57	247,57	8,1
Leilão 2011 - T15 <sup>2</sup>	54	449,01	420,92	6,7
Leilão 2012 - T15 <sup>2</sup>	108	301,46	286,13	5,4
Leilão 2016 - T20 <sup>2</sup>	27	187,54	178,94	4,8
Angra	111	225,83	273,25	(17,4)
CCGF <sup>3</sup>	680	117,91	111,86	5,4
Santo Antônio	139	166,05	153,67	8,1
Jirau	231	146,11	135,21	8,1
Outros Leilões <sup>4</sup>	514	287,45	235,39	22,1
<b>Total / Tarifa Média de Compra</b>	<b>2.633</b>	<b>238,48</b>	<b>216,18</b>	<b>10,3</b>

<sup>1</sup> Transporte de Furnas não incluído.

<sup>2</sup> Preço médio do leilão conforme pagamento bilateral aos vendedores. Não inclui efeitos de contratação contabilizados pela CCEE.

<sup>3</sup> Contrato de cotas de garantia física das UHEs que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/13.

<sup>4</sup> Preço médio ponderado dos produtos. Não inclui PROINFA.

\*A tabela foi atualizada para todos os períodos conforme nova metodologia de apuração dos preços médios, resultado da 4ª fase da AP 78/2011 da Aneel, aprovada em 28/03/2016.

Tarifas Suprimento	Quantidade MW médio	dez/21	dez/20	Δ%
<b>Copel Geração e Transmissão</b>	<b>267</b>	<b>217,06</b>	<b>201,66</b>	<b>7,6</b>
Leilão – CCEAR 2011 - 2040 (UHE Mauá)	100	250,67	232,89	7,6
Leilão – CCEAR 2013 - 2042 (Cavernoso II)	7	275,85	254,00	8,6
Leilão - CCEAR 2015 - 2044 (UHE Colíder)	124	191,43	177,96	7,6
Leilão - CCEAR 2018 - 2048 (UHE Baixo Iguaçu)	36	200,40	185,79	7,9
<b>Copel Distribuição</b>				
Concessionárias no Estado do Paraná	14	235,12	217,59	8,1
<b>Total / Tarifa Média Ponderada de Suprimento</b>	<b>266</b>	<b>213,12</b>	<b>202,10</b>	<b>5,5</b>

Com PIS/COFINS. Líquida de ICMS.

Tarifas Fornecimento	dez/21	dez/20	Δ%
Industrial	540,97	498,82	8,5
Residencial	530,98	487,41	8,9
Comercial	629,62	574,57	9,6
Rural	589,41	489,57	20,4
Outros	401,34	356,03	12,7
<b>Tarifa média de fornecimento e disponibilidade (R\$ / MWh)</b>	<b>592,17</b>	<b>537,81</b>	<b>10,1</b>
<b>Tarifa média de demanda (R\$ / KW)</b>	<b>29,92</b>	<b>26,88</b>	<b>11,3</b>

Não considera as bandeiras tarifárias, sem Pis/Cofins e líquido de ICMS.

**ANEXO III - RESULTADO CONSOLIDADO > ENERGIA COMPRADA, ENCARGOS E BALANÇO**

	R\$ mil					
Energia Elétrica Comprada para Revenda	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	1.098.441	892.802	23,0	3.872.427	3.107.956	24,6
Itaipu Binacional	458.034	449.563	1,9	1.787.691	1.766.058	1,2
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	98.817	716.456	(86,2)	1.673.116	1.176.798	42,2
(-) Repasse CDE e Conta ACR- CCEE	-	-	-	-	-	0,0
Micro e mini geradores e recompra de clientes	138.216	50.932	171,4	360.371	161.324	123,4
Proinfa	68.123	55.506	22,7	271.435	221.406	22,6
Contratos bilaterais	764.905	349.496	118,9	2.578.241	1.087.439	137,1
Valor justo na compra e venda de energia	35.818	-	-	35.818	-	-
(-) PIS/Pasep e Cofins	(300.507)	(193.586)	55,2	(1.075.356)	(691.451)	55,5
<b>TOTAL</b>	<b>2.361.847</b>	<b>2.321.169</b>	<b>1,8</b>	<b>9.503.743</b>	<b>6.829.530</b>	<b>39,2</b>

	R\$ mil					
Encargos de uso da rede elétrica	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Encargos de uso do sistema	411.293	381.796	7,7	1.658.700	1.387.488	19,5
Encargos de transporte de Itaipu	40.563	49.335	(17,8)	156.815	160.149	(2,1)
Encargo de Energia de Reserva - EER	19.232	28.824	(33,3)	76.328	102.768	(25,7)
Encargos dos serviços do sistema - ESS	501.500	129.378	287,6	888.163	46.075	1.827,6
(-) PIS / Pasep e Cofins sobre encargos de uso da rede elétrica	(93.752)	(58.273)	60,9	(278.363)	(170.913)	62,9
<b>TOTAL</b>	<b>878.836</b>	<b>531.060</b>	<b>65,5</b>	<b>2.501.643</b>	<b>1.525.567</b>	<b>64,0</b>

Balanço de Energia - Copel GET	2022	2023	2024	2025	2026
Recursos próprios GeT	2.240	2.240	2.224	1.662	1.661
Recursos próprios SPE's Eólicas	387	392	392	392	392
Compras	103	15	15	15	-
<b>TOTAL DE RECURSOS PRÓPRIOS + VENDAS (MW médios)</b>	<b>2.729</b>	<b>2.647</b>	<b>2.631</b>	<b>2.070</b>	<b>2.054</b>
<b>TOTAL DE VENDAS (MW médios)</b>	<b>2.085</b>	<b>1.831</b>	<b>1.237</b>	<b>1.047</b>	<b>835</b>
Venda (Regulado)	598	781	649	664	664
Venda (Regulado) %	48%	48%	67%	58%	63%
Venda (Livre)	1.583	1.137	677	474	261
Venda (Livre) %	60%	44%	27%	24%	13%
<b>Disponibilidade Total</b>	<b>548</b>	<b>730</b>	<b>1305</b>	<b>932</b>	<b>1129</b>
Disponibilidade Total (percentual)	20,8%	28,5%	51,3%	47,1%	57,5%
<b>Preços médios energia vendida</b>	<b>R\$ 201,95</b>	<b>R\$ 200,51</b>	<b>R\$ 192,61</b>	<b>R\$ 193,14</b>	<b>R\$ 199,84</b>

**ANEXO III - MERCADO DE ENERGIA > MERCADO TOTAL E MERCADO COPEL DISTRIBUIÇÃO**

MERCADO TOTAL CONSOLIDADO	Nº de consumidores / contratos			Energia vendida (GWh)					
	dez/21	dez/20	Δ%	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
<b>Copel DIS</b>									
Mercado Cativo	4.926.608	4.835.852	1,9	4.892	5.001	(2,2)	19.312	19.180	0,7
Concessionárias e Permissionárias	2	2	-	23	20	15,0	86	76	13,2
Suprimento concessionária CCEE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCEE (Cessões MCSD EN)	376	264	42,4	314	226	38,9	986	745	32,3
CCEE (MVE)	26	41	(36,6)	114	970	(88,2)	477	1.299	(63,3)
CCEE (MCP)	-	-	-	437	-	-	1.694	1.743	(2,8)
<b>Total Copel DIS</b>	<b>4.927.017</b>	<b>4.836.164</b>	<b>1,9</b>	<b>5.780</b>	<b>6.217</b>	<b>(7,0)</b>	<b>22.554</b>	<b>23.043</b>	<b>(2,1)</b>
<b>Copel GeT</b>									
CCEAR (Copel DIS)	3	3	-	31	33	(6,1)	122	123	(0,8)
CCEAR (outras concessionárias)	101	101	-	568	572	(0,7)	2.215	2.221	(0,3)
Consumidores Livres	17	35	(51,4)	315	906	(65,3)	1.298	3.369	(61,5)
Contratos Bilaterais (Copel Mercado Livre)	132	40	230,0	3.252	1.899	71,3	12.978	7.238	79,3
Contratos Bilaterais <sup>1</sup>	11	47	(76,6)	193	728	(73,4)	715	2.946	(75,7)
CCEE (MCP) <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Copel GeT</b>	<b>264</b>	<b>226</b>	<b>16,8</b>	<b>4.359</b>	<b>4.138</b>	<b>5,3</b>	<b>17.328</b>	<b>15.897</b>	<b>9,0</b>
<b>Complexos Eólicos</b>									
CCEAR (Copel DIS)	6	6	-	8	8	-	31	31	-
CCEAR (outras concessionárias)	328	328	-	325	325	-	1.289	1.292	(0,2)
CER	10	10	-	231	231	-	915	918	(0,3)
Contratos Bilaterais (Copel Mercado Livre)	21	-	-	49	-	-	54	37	45,9
Contratos Bilaterais <sup>1</sup>	10	-	-	36	-	-	36	-	-
CCEE (MCP) <sup>2</sup>	-	-	-	20	9	122,2	29	-	-
<b>Total Parques Eólicos</b>	<b>375</b>	<b>344</b>	<b>9,0</b>	<b>669</b>	<b>573</b>	<b>16,8</b>	<b>2.354</b>	<b>2.278</b>	<b>3,3</b>
<b>Copel Mercado Livre</b>									
Consumidores Livres	1.363	877	55,4	2.158	1.269	70,0	8.239	4.620	78,3
Contratos Bilaterais (empresas do grupo)	39	7	457,1	1.031	199	418,1	3.535	516	585,1
Contratos Bilaterais	235	125	88,0	2.833	1.782	59,0	11.337	6.984	62,3
CCEE (MCP)	-	-	-	-	103	-	81	330	(75)
<b>Total Copel Mercado Livre</b>	<b>1.637</b>	<b>1.009</b>	<b>62,2</b>	<b>6.022</b>	<b>3.353</b>	<b>79,6</b>	<b>23.192</b>	<b>12.450</b>	<b>86,3</b>
<b>Total Copel Consolidado</b>	<b>4.929.293</b>	<b>4.837.743</b>	<b>1,9</b>	<b>16.829</b>	<b>14.281</b>	<b>17,8</b>	<b>65.428</b>	<b>53.668</b>	<b>21,9</b>

Obs.: Não considera a energia disponibilizada através do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia).

<sup>1</sup> Inclui Contratos de Venda no Curto Prazo e CBR.

<sup>2</sup> Garantia Física alocada no período, após impacto do GSF.

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica / CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado / MCP: Mercado de Curto Prazo / CER: Contrato de Energia de Reserva. MCSD EN - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova / MVE - Venda de energia ao mercado livre através do Mecanismo de Venda de Excedentes.

MERCADO COPEL DISTRIBUIÇÃO	Número de Consumidores			Energia Vendida (GWh)					
	dez/21	dez/20	Var. %	4T21	4T20	Var. %	2021	2020	Var. %
<b>Residencial</b>	<b>4.038.454</b>	<b>3.944.556</b>	<b>2,4</b>	<b>2.047</b>	<b>2.117</b>	<b>(3,3)</b>	<b>8.068</b>	<b>7.910</b>	<b>2,0</b>
<b>Industrial</b>	<b>71.651</b>	<b>71.904</b>	<b>(0,4)</b>	<b>3.003</b>	<b>2.957</b>	<b>1,6</b>	<b>11.960</b>	<b>10.810</b>	<b>10,6</b>
Cativo	70.632	71.038	(0,6)	556	595	(6,6)	2.275	2.314	(1,7)
Livre	1.019	866	17,7	2.448	2.362	3,6	9.685	8.496	14,0
<b>Comercial</b>	<b>423.812</b>	<b>413.599</b>	<b>2,5</b>	<b>1.548</b>	<b>1.491</b>	<b>3,8</b>	<b>5.888</b>	<b>5.607</b>	<b>5,0</b>
Cativo	422.560	412.630	2,4	1.094	1.092	0,1	4.149	4.172	(0,6)
Livre	1.252	969	29,2	455	399	13,8	1.739	1.435	21,2
<b>Rural</b>	<b>342.465</b>	<b>347.592</b>	<b>(1,5)</b>	<b>622</b>	<b>649</b>	<b>(4,1)</b>	<b>2.562</b>	<b>2.540</b>	<b>0,9</b>
Cativo	342.428	347.562	(1,5)	595	623	(4,5)	2.460	2.451	0,4
Livre	37	30	23,3	27	26	5,3	102	89	14,3
<b>Outros</b>	<b>52.544</b>	<b>60.072</b>	<b>(12,5)</b>	<b>603</b>	<b>575</b>	<b>4,8</b>	<b>2.364</b>	<b>2.337</b>	<b>1,1</b>
Cativo	52.534	60.066	(12,5)	601	574	4,8	2.359	2.333	1,1
Livre	10	6	66,7	1	1	-	5	4	14,5
<b>Total Mercado Cativo</b>	<b>4.926.608</b>	<b>4.835.852</b>	<b>1,9</b>	<b>4.892</b>	<b>5.001</b>	<b>(2,2)</b>	<b>19.312</b>	<b>19.180</b>	<b>0,7</b>
<b>Total Mercado Livre</b>	<b>2.318</b>	<b>1.871</b>	<b>23,9</b>	<b>2.931</b>	<b>2.788</b>	<b>5,1</b>	<b>11.531</b>	<b>10.025</b>	<b>15,0</b>
<b>Suprimento a Concessionárias</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>-</b>	<b>233</b>	<b>230</b>	<b>1,3</b>	<b>932</b>	<b>873</b>	<b>6,8</b>
<b>Total Mercado Fio</b>	<b>4.928.933</b>	<b>4.837.730</b>	<b>1,9</b>	<b>8.056</b>	<b>8.019</b>	<b>0,5</b>	<b>31.775</b>	<b>30.078</b>	<b>5,6</b>

**ANEXO III - MERCADO DE ENERGIA > FLUXO CONSOLIDADO**

FLUXO DE ENERGIA	GWh													
	COPEL DIS		COPEL GET + FDA + BELA VISTA		EÓLICAS		COPEL COM		COMBINADO		ELIMINAÇÕES		CONSOLIDADO	
	4T21	2021	4T21	2021	4T21	2021	4T21	2021	4T21	2021	4T21	2021	4T21	2021
<b>Geração Própria</b>	-	-	<b>3.276</b>	<b>14.587</b>	<b>659</b>	<b>2.459</b>	-	-	<b>3.935</b>	<b>17.046</b>	-	-	<b>3.935</b>	<b>17.046</b>
<b>Energia Comprada</b>	<b>6.463</b>	<b>25.337</b>	<b>1.457</b>	<b>4.806</b>	<b>6</b>	<b>110</b>	<b>6.023</b>	<b>23.192</b>	<b>13.949</b>	<b>53.445</b>	<b>(4.372)</b>	<b>(16.718)</b>	<b>9.577</b>	<b>36.728</b>
Copel Mercado Livre	-	-	<b>1.024</b>	<b>3.423</b>	6	110	-	-	1.030	<b>3.533</b>	(1.030)	<b>(3.533)</b>	-	-
Empresas do grupo	<b>39</b>	<b>153</b>	-	-	-	-	<b>3.303</b>	<b>13.032</b>	3.342	<b>13.185</b>	<b>(3.342)</b>	<b>(13.185)</b>	-	-
Itaipu	1.370	5.435	-	-	-	-	-	-	1.370	5.435	-	-	1.370	5.435
Leilão – CCEAR	3.145	12.216	-	-	-	-	-	-	3.145	12.216	-	-	3.145	12.216
CCEE (MCP)	-	-	-	-	-	-	12	12	12	12	-	-	12	12
Angra	246	976	-	-	-	-	-	-	246	976	-	-	246	976
CCGF	1.505	5.916	-	-	-	-	-	-	1.505	5.916	-	-	1.505	5.916
Proinfa	128	463	-	-	-	-	-	-	128	463	-	-	128	463
Outros (1)	30	178	23	48	-	-	2.687	10.062	2.740	10.288	-	-	2.740	10.288
Elejor	-	-	-	-	-	-	22	87	22	87	-	-	22	87
Dona Francisca	-	-	34	135	-	-	-	-	34	135	-	-	34	135
Recebimento MRE	-	-	376	1.200	-	-	-	-	376	1.200	-	-	376	1.200
<b>Disponibilidade</b>	<b>6.463</b>	<b>25.337</b>	<b>4.733</b>	<b>19.393</b>	<b>665</b>	<b>2.569</b>	<b>6.023</b>	<b>23.192</b>	<b>17.884</b>	<b>70.491</b>	<b>(4.372)</b>	<b>(16.718)</b>	<b>13.512</b>	<b>53.774</b>
Mercado cativo	4.891	19.311	-	-	-	-	-	-	4.891	19.311	-	-	4.891	19.311
Concessionárias e Permissonárias (2)	23	86	-	-	-	-	-	-	23	86	-	-	23	86
Suprimento concessionária CCEE (3)	-	-	37	151	-	-	-	-	37	151	-	-	37	151
CCEE (Cessões MCSD EN) (4)	314	986	-	-	-	-	-	-	314	986	-	-	314	986
CCEE (MVE)	114	477	-	-	-	-	-	-	114	477	-	-	114	477
CCEE (MCP)	437	1.693	(13)	(575)	20	29	-	81	444	1.228	-	-	444	1.228
Consumidores Livres	-	-	315	1.298	-	-	2.158	8.240	2.473	9.538	-	-	2.473	9.538
Contratos Bilaterais	-	-	156	564	36	36	2.833	11.338	3.025	11.938	-	-	3.025	11.938
Leilão CCEAR	-	-	568	2.215	324	1.288	-	-	892	3.503	-	-	892	3.504
Entrega/ Cessão MRE	-	-	387	2.640	-	-	-	-	387	2.640	-	-	387	2.640
CER	-	-	-	-	230	915	-	-	230	915	-	-	230	915
Copel Mercado Livre	-	-	3.252	<b>12.978</b>	50	<b>54</b>	-	-	3.302	<b>13.032</b>	(3.302)	<b>(13.032)</b>	-	-
Empresas do grupo	-	-	31	<b>122</b>	8	<b>31</b>	1.032	<b>3.533</b>	1.071	<b>3.686</b>	(1.071)	<b>(3.686)</b>	-	-
<b>Perdas e diferenças</b>	<b>684</b>	<b>2.784</b>	-	-	<b>(3)</b>	<b>216</b>	-	-	<b>681</b>	<b>3.000</b>	-	-	<b>681</b>	<b>3.000</b>
<i>Rede básica</i>	125	513	-	-	-	-	-	-	125	513	-	-	125	513
<i>Distribuição</i>	480	1.962	-	-	-	-	-	-	480	1.962	-	-	480	1.962
<i>Alocação de contratos no CG</i>	79	309	-	-	(3)	216	-	-	76	525	-	-	76	525

**Notas:**

1 Outros: Energia comprada pela Copel Comercialização. Inclui Cessões MCSD EM da Copel Distribuição (compra)

2 Suprimento de energia a concessionárias e permissonárias com mercado próprio inferior a 500GWh/ano

3 Suprimento de energia a distribuidora agente da CCEE, através de Contrato de Contrato Bilateral Regulado - CBR

4 Cessões MCSD EN - Cessões contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova

CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

CER: Contrato de Energia de Reserva.

CCEE (MCP): Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Mercado de Curto Prazo).

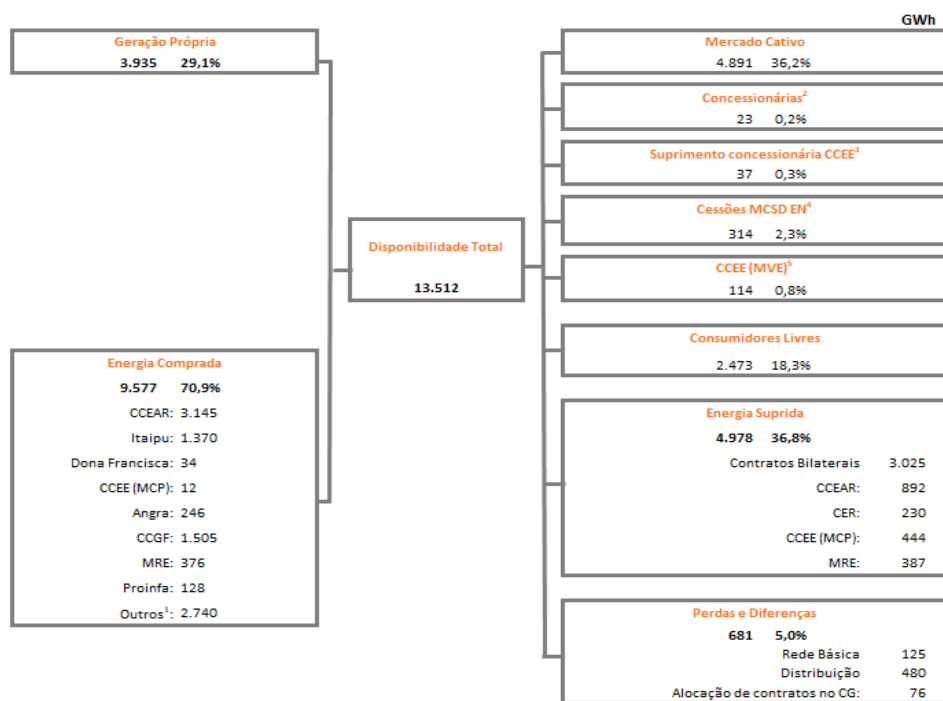
CCEE (MVE): Liquidação financeira de excedentes de energia da distribuidora ao mercado livre através do Mecanismo de Venda de Excedentes

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.

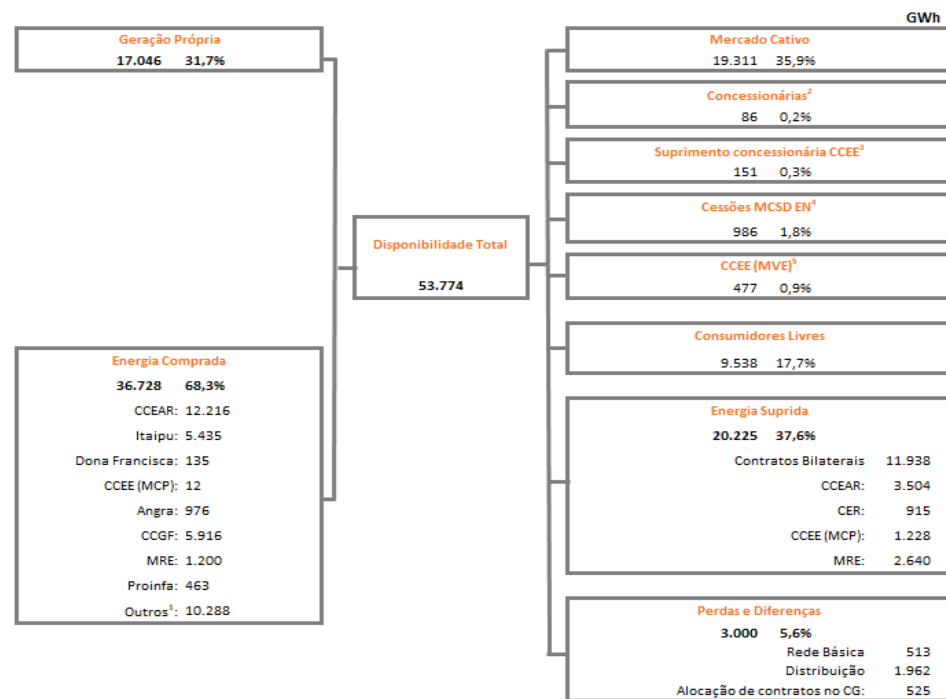
CG: Centro de Gravidade do Submercado (diferença entre a energia faturada e a recebida no CG).

Não considera a energia produzida pela UTE Araucária vendida no mercado de curto prazo (MCP).

## FLUXO DE ENERGIA 4T21



## FLUXO DE ENERGIA 2021



### Notas:

CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

CER: Contrato de Energia de Reserva.

CCEE (MCP): Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Mercado de Curto Prazo).

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.

CG: Centro de Gravidade do Submercado (diferença entre a energia faturada e a recebida no CG).

<sup>1</sup>Outros: Energia comprada pela Copel Comercialização e Copel Distribuição.

<sup>2</sup>Suprimento de energia a concessionárias e permissionárias com mercado próprio inferior a 500GWh/ano

<sup>3</sup>Suprimento de energia a distribuidora agente da CCEE, através de Contrato Bilateral Regulado - CBR

<sup>4</sup>Cessões MCSD EN - Cessões contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova

<sup>5</sup>CCEE (MVE): Liquidação financeira de excedentes de energia da distribuidora ao mercado livre através do Mecanismo de Venda de Excedentes

Não considera a energia produzida pela UTE Araucária vendida no mercado de curto prazo (MCP) ou através de contratos bilaterais.



**ANEXO IV - DADOS OPERACIONAIS > RESUMO DE INDICADORES**
**GESTÃO**

Quadro de Pessoal Copel	2017	2018	2019	2020	2021
Geração e Transmissão	1.734	1.660	1.620	1.533	1.523
Distribuição	5.746	5.364	4.964	4.641	4.430
Telecomunicações	649	478	412	355	0
Holding	78	75	61	96	169
Comercialização	38	34	38	42	44
Serviços	-	-	-	-	217
<b>TOTAL</b>	<b>8.245</b>	<b>7.611</b>	<b>7.095</b>	<b>6.667</b>	<b>6.383</b>

Quadro de Pessoal Consolidadas	2017	2018	2019	2020	2021
Compagás	163	159	148	142	133
UEG Araucária	17	17	16	17	15
Elejor	7	7	7	7	7

**GERAÇÃO**

Copel GET	Quantidade	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)
Hidrelétrica	18	4.868,5	2.151,5
Termelétrica	1	20,0	10,3
Eólica	30	779,7	356,6
<b>Total Copel GET</b>	<b>49</b>	<b>5.668,2</b>	<b>2.518,4</b>
Participações	Quantidade	Capacidade Instalada Proporcional (MW)	Garantia Física Proporcional (MW médio)
Hidrelétrica	3	500,9	273,8
Termelétrica	1	393,1	216,8
Eólica	5	52,9	28,0
Solar	1	1,1	-
<b>Total Participações</b>	<b>10</b>	<b>948,1</b>	<b>518,6</b>

**TRANSMISSÃO**

Copel GeT	Quantidade	RAP (R\$ milhões)
Linhas de Transmissão (km)	3.638	
Subestações (quantidade)	45	<b>792,2</b>
Participações	Quantidade	RAP Proporcional (R\$ milhões)
Linhas de Transmissão (km)	5.978	
Subestações (quantidade)	8	<b>427,9</b>

**DISTRIBUIÇÃO**

Linhas e redes de distribuição (km)	204.957
Subestações	384
Potência instalada em subestações (MVA)	11.627
Municípios atendidos	395
Localidades atendidas	1.113
Consumidores cativos	4.926.608
Consumidores por empregado da Dis	1.112
DEC (em horas e centesimal de hora)	7,22
FEC (em número de interrupções)	4,83

**MERCADO LIVRE**

Número de contratos	1.637
Energia vendida (GWh)	23.192

**ANEXO IV - DADOS OPERACIONAIS > GERAÇÃO**

COPEL GET	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração (GWh)*	Vencimento da Concessão
<b>Hídrica</b>	<b>4.868,5</b>		<b>13.454,6</b>	
<b>Usina hidrelétrica de grande porte (UHE)</b>	<b>4.801,8</b>	<b>2.109,0</b>	<b>13.152,3</b>	
Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia) <sup>(5)</sup>	1.676,0	603,3	3.634,0	21.12.2024
Gov. Ney Aminthas de B. Braga (Segredo) <sup>(5)</sup>	1.260,0	578,5	4.316,1	25.09.2032
Gov. José Richa (Salto Caxias) <sup>(5)</sup>	1.240,0	605,6	3.608,0	20.03.2033
Gov. Parigot de Souza <sup>(1)(5)</sup>	260,0	109,0	222,6	
- Regime de Cotas (70%)	182,0	76,3	155,8	03.01.2053
- Copel Get(30%)	78,0	32,7	66,8	
Colíder <sup>(5)</sup>	300,0	178,1	1.331,7	30.01.2046
Guaricana <sup>(5)</sup>	36,0	16,1	152,4	21.07.2028
Bela Vista <sup>(2)</sup>	29,8	18,4	43,3	02.01.2041
<b>Pequena central hidrelétrica (PCH)</b>	<b>57,1</b>	<b>37,3</b>	<b>260,7</b>	
Cavernoso <sup>(5)</sup>	1,3	1,0	1,4	23.06.2033
Cavernoso II <sup>(5)</sup>	19,0	10,6	46,9	06.12.2050
Chaminé <sup>(5)</sup>	18,0	11,6	110,0	02.08.2028
Apucararinha <sup>(5)</sup>	10,0	6,7	45,8	27.01.2027
Derivação do Rio Jordão <sup>(5)</sup>	6,5	5,9	49,2	21.06.2032
São Jorge <sup>(5)</sup>	2,3	1,5	7,3	24.07.2026
<b>Central geradora hidrelétrica (CGH)</b>	<b>9,6</b>	<b>5,2</b>	<b>41,6</b>	
Marumbi	4,8	2,4	25,8	<sup>(6)</sup>
Chopim I	2,0	1,5	7,8	<sup>(3)</sup>
Melissa	1,0	0,6	3,7	<sup>(3)</sup>
Salto do Vau	0,9	0,6	3,2	<sup>(3)</sup>
Pitangui	0,9	0,1	1,1	<sup>(3)</sup>
<b>Térmica</b>	<b>20,0</b>	<b>10,3</b>	<b>0,0</b>	
Figueira	20,0	10,3	0,0	27.03.2019
<b>Eólica</b>	<b>779,7</b>	<b>356,6</b>	<b>2.559,5</b>	
Eólica de Palmas <sup>(4)</sup>	2,5	0,4	3,2	29.09.2029
<b>São Bento Energia, Invest. e Part. S.A.</b>	<b>94,0</b>	<b>38,1</b>	<b>395,2</b>	
GE Boa Vista S.A.	14,0	5,2	47,2	28.04.2046
GE Farol S.A.	20,0	8,8	83,5	20.04.2046
GE Olho D'Água S.A.	30,0	12,8	137,3	01.06.2046
GE São Bento do Norte S.A.	30,0	11,3	127,1	19.05.2046
<b>Copel Brisa Potiguar S.A.</b>	<b>183,6</b>	<b>89,4</b>	<b>763,2</b>	
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	27,0	12,1	107,4	25.04.2046
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	27,0	11,9	108,0	31.05.2046
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	27,0	12,3	107,1	31.05.2046
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	27,0	12,4	113,4	27.04.2046
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	29,7	15,7	124,1	08.05.2047
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	29,7	16,0	136,2	09.04.2047
Ventos de Santo Uriel S.A.	16,2	9,0	66,9	09.04.2047
<b>Complexo Eólico Cutia</b>	<b>180,6</b>	<b>71,4</b>	<b>780,9</b>	
UEE Cutia S.A.	23,1	9,6	102,6	05.01.2042
UEE Esperança do Nordeste S.A.	27,3	9,1	96,1	11.05.2050
UEE Guajiru S.A.	21,0	8,3	88,1	05.01.2042
UEE Jangada S.A.	27,3	10,3	128,5	05.01.2042
UEE Maria Helena S.A.	27,3	12,0	119,3	05.01.2042
UEE Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	27,3	10,6	120,6	11.05.2050
UEE Potiguar S.A.	27,3	11,5	125,8	11.05.2050
<b>Complexo Eólico Bento Miguel</b>	<b>132,3</b>	<b>58,7</b>	<b>534,9</b>	
CGE São Bento do Norte I S.A.	23,1	10,1	97,6	04.08.2050
CGE São Bento do Norte II S.A.	23,1	10,8	109,2	04.08.2050
CGE São Bento do Norte III S.A.	23,1	10,2	95,6	04.08.2050
CGE São Miguel I S.A.	21,0	9,3	76,6	04.08.2050
CGE São Miguel II S.A.	21,0	9,1	77,1	04.08.2050
CGE São Miguel III S.A.	21,0	9,2	78,7	04.08.2050
<b>Complexo Eólico Vilas<sup>(8)</sup></b>	<b>186,7</b>	<b>98,6</b>	<b>82,2</b>	
Vila Ceará I (Antiga Vila Paraiba IV)	32,0	17,8	14,7	14.01.2054
Vila Maranhão I	32,0	17,8	14,3	11.01.2054
Vila Maranhão II	32,0	17,8	14,6	14.01.2054
Vila Maranhão III (Antiga Vila Paraiba III)	32,0	16,6	13,9	14.01.2054
Vila Mato Grosso (Antiga Vila Alagoas III)	58,9	28,6	24,6	06.12.2054
<b>TOTAL</b>	<b>5.668,2</b>	<b>2.518,4</b>	<b>16.014,2</b>	

(1) RAG de R\$ 139,7 milhões, atualizada pela Resolução Homologatória nº 2.902, de 20 de julho 2021, da ANEEL.  
 (2) Em operação parcial, entrada em operação comercial da quarta unidade geradora prevista para 1º trimestre de 2022.  
 (3) Usinas dispensadas de concessão, possuem apenas registro na ANEEL.

(4) Garantia Física considerada a geração média da eólica.  
 (5) Extensão de Outorga Conforme REH 2919/2021 e 2932/2021.  
 (6) Em homologação na ANEEL.  
 (7) Usina em processo de modernização.  
 (8) Geração apenas do mês de Dez/2021.  
 \* Considera consumo interno dos geradores.

**ANEXO IV - DADOS OPERACIONAIS > GERAÇÃO**
**PARTICIPAÇÕES**

Empreendimento	Sócios	Capacidade Instalada (MW) Total	Garantia Física (MW médio)	Capacidade Instalada (MW) Proporcional	Garantia Física (MW médio) Proporcional	Vencimento da Concessão
<b>Hídrica</b>						
<b>Usina hidrelétrica de grande porte (UHE)</b>		<b>1.113,9</b>	<b>515,6</b>	<b>500,9</b>	<b>273,8</b>	
<b>UHE Mauá</b> (Consórcio Energético Cruzeiro do Sul)	COPEL GeT - 51% Eletrosul - 49%	361,0	197,7	184,1	100,8	27.05.2047
<b>UHE Baixo Iguaçu</b> (Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu)	COPEL GeT - 30% Geração Céu Azul - 70%	350,2	172,4	105,1	51,7	03.12.2049
<b>UHE Santa Clara</b> (Elejor)	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	120,2	69,2	84,1	48,4	11.06.2040
<b>UHE Fundão</b> (Elejor)	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	120,2	63,8	84,1	44,7	11.06.2040
<b>UHE Dona Francisca</b> (DFESA)	Gerdau - 51,82% Celesc - 23,03% Statkraft - 2,12%	125,0	75,9	28,8	17,5	21.09.2037
<b>Pequena central hidrelétrica (PCH)</b>						
<b>PCH Santa Clara I</b> (Elejor)	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	3,6	2,8	2,5	2,0	19.12.2032
<b>PCH Fundão I</b> (Elejor)	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	2,5	2,1	1,7	1,5	19.12.2032
<b>PCH Arturo Andreoli<sup>2</sup></b> (Foz do Chopim)	COPEL GeT - 35,77% Silea Participações - 64,23%	29,1	20,4	10,4	7,3	15.08.2032
<b>Térmica</b>						
<b>UTE Araucária<sup>1</sup></b> (UEG Araucária)	COPEL - 20,3% COPEL GeT - 60,9% Petrobras - 18,8%	484,2	267,0	393,1	216,8	23.12.2029
<b>Eólica</b>						
<b>Voltaia - São Miguel do Gostoso</b> (5 parques)	COPEL - 49% Voltaia - 51%	108,0	57,1	52,9	28,0	27.05.2047
<b>Solar</b>						
<b>Solar Paraná</b>	COPEL - 49%	2,3	-	1,127	-	12.23.2029
<b>TOTAL</b>		<b>1.708,3</b>	<b>839,7</b>	<b>948,1</b>	<b>518,6</b>	

<sup>1</sup> A partir de 1º de fevereiro de 2014 a operação da Usina voltou a ser de responsabilidade da UEGA. A UTE Araucária não possui contrato de disponibilidade e opera sob a modalidade "merchant".

<sup>2</sup> Repactuação do GSF em fase de homologação. Novo prazo de vencimento da concessão após homologação: 15.08.2032.

**ANEXO IV - DADOS OPERACIONAIS > TRANSMISSÃO**

Subsidiária / SPE	Contrato de Concessão	Empreendimento	LT			RAP <sup>1</sup> (R\$ milhões)	Vencimento da Concessão
			Extensão (km) <sup>2</sup>	Quantidade	MVA		
Copel GeT	060/2001 <sup>3</sup>	Diversos	2.063	35	12.440	459,4	01.01.2043
Copel GeT	075/2001 <sup>4</sup>	LT Bateias - Jaguariaiva	138	-	-	15,9	17.08.2031
Copel GeT	006/2008	LT Bateias - Pilarzinho	32	-	-	1,2	17.03.2038
Copel GeT	027/2009	LT Foz - Cascavel Oeste	117	-	-	13,8	19.11.2039
Copel GeT	010/2010	LT Araraquara II — Taubaté	334	-	-	37,5	06.10.2040
Copel GeT	015/2010	SE Cerquilho III	-	1	300	6,0	06.10.2040
Copel GeT	022/2012	LT Foz do Chopim - Salto Osório LT Londrina - Figueira	102	-	-	6,7	27.08.2042
Copel GeT	002/2013	LT Assis — Paraguaçu Paulista II	83	1	150	10,5	25.02.2043
Copel GeT	005/2014	LT Bateias - Curitiba Norte	31	1	300	11,1	29.01.2044
Copel GeT	021/2014	LT Foz do Chopim - Realeza	52	1	300	11,2	05.09.2044
Copel GeT	022/2014	LT Assis – Londrina	122	-	-	23,3	05.09.2044
Copel GeT	006/16 <sup>5</sup>	Lote E: LT Baixo Iguacu - Realeza; LT Uberaba - Curitiba Centro; LT Curitiba Leste - Blumenau; SE Medianeira; SE Curitiba Centro; SE Andirá leste; Demais Seccionamentos	254	4	900	133,3	07.04.2046
Costa Oeste Copel GeT - 100%	001/2012	LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste LT Cascavel Norte - Umuarama Sul SE Umuarama Sul	159	1	300	14,8	12.01.2042
Marumbi Copel GeT - 100%	008/2012	LT Curitiba - Curitiba Leste	29	1	672	21,5	10.05.2042
Uirapuru Transmissora Copel GeT - 100%	002/2005 <sup>6</sup>	LT Ivaiporã - Londrina	122	-	-	26,0	04.03.2035
<b>Subtotal Copel GeT<sup>7</sup></b>			<b>3.638</b>	<b>45</b>	<b>15.362</b>	<b>792,2</b>	
Caiuá Transmissora Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	007/2012	LT Guaiúra - Umuarama Sul LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste SE Santa Quitéria / SE Cascavel Norte	142	2	700	12,8	10.05.2042
Integração Maranhense Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	011/2012	LT Açailândia - Miranda II	365	-	-	19,3	10.05.2042
Matrinchã Copel GeT - 49% State Grid - 51%	012/2012	LT Paranaíta - Ribeirãozinho	2.033	4	800	115,3	10.05.2042
Guaraciaba Copel GeT - 49% State Grid - 51%	013/2012	LT Ribeirãozinho - Marimbondo	930	1	-	52,3	10.05.2042
Paranaíba Copel GeT - 24,5% Furnas - 24,5% State Grid - 51%	007/2012	LT Barreiras II - Pirapora II	967	-	-	38,3	02.05.2043
Cantareira Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	19/2014	LT Estreito - Fernão Dias	656	-	-	58,6	05.09.2044
Mata de Santa Genebra Copel GeT - 50,1% Furnas - 49,9%	001/14	LT Araraquara II - Bateias	885	1	3.600	131,3	14.05.2044
<b>Subtotal SPES<sup>8</sup></b>			<b>5.978</b>	<b>8</b>	<b>5.100</b>	<b>427,9</b>	
<b>Total</b>			<b>9.616</b>	<b>53</b>	<b>20.462</b>	<b>1220,1</b>	

<sup>1</sup> Proporcional à participação da Copel no empreendimento. Valores referentes ao ciclo 2021/2022 conforme REH 2.959/2021, sem considerar a parcela de ajuste (PA). Considera ativos que entraram em operação até 30.09.2021.

<sup>2</sup> Considera trechos em circuito duplo (cicuitos que compartilham a mesma torre de transmissão).

<sup>3</sup> Contrato renovado conforme Lei 12.783/13.

<sup>4</sup> A partir de 31.10.2018 a RAP sofreu redução de 50%.

<sup>5</sup> Estavam previstos na implantação das SEs Andirá Leste e Medianeira, a construção de 38 km de linhas de seccionamento, sendo 2 km para o Contrato 060/2001 e 36km para LTs que não pertencem à Copel GeT, que apesar de contemplados na RAP, em razão do investimento realizado, não serão somadas no ativo da Copel.

<sup>6</sup> A partir de 09/07/2021 a RAP sofreu redução de 50%.

<sup>7</sup> Resultado Consolidado.

<sup>8</sup> Resultado por Equivalência Patrimonial.

**ANEXO IV - DADOS OPERACIONAIS > DISTRIBUIÇÃO**
**DADOS OPERACIONAIS**

Número de Consumidores	Localidades atendidas	Municípios atendidos	Tensão			Quantidade de Subestações	Km de linhas
			13,8 kV	34,5 kV	69 kV		
4.928.933	1.113	395	13,8 kV			-	109.944
			34,5 kV			235	87.744
			69 kV			36	755
			138 kV			113	6.514
					<b>383</b>	<b>204.125</b>	

Relação Consumidor por empregado DIS	2017	2018	2019	2020	2021
Consumidores Cativos	4.560.493	4.637.804	4.713.240	4.835.852	4.926.608
Empregados Copel Dis	5.746	5.364	4.964	4.641	4.430
<b>Consum/Emp</b>	<b>794</b>	<b>865</b>	<b>949</b>	<b>1.042</b>	<b>1.112</b>

**QUALIDADE DE FORNECIMENTO**

	Jan-Dez	DEC <sup>1</sup> (horas)	FEC <sup>2</sup> (interrupções)
2017		10,46	6,83
2018		10,31	6,22
2019		9,11	6,02
2020		7,83	5,61
2021		7,22	4,83

<sup>1</sup> DEC medido em horas e centesimal de horas

<sup>2</sup> FEC expresso em número de interrupções e centésimos do número de interrupções no acumulado do ano

Período	Perda Técnica		Perda Não Técnica		Perda Total	
	Regulatória (1)	Real (2)	Regulatória (3)	Calculada (4)	Regulatória (5)	Total (6)
dez/17	6,05%	6,09%	4,70%	4,05%	8,09%	7,80%
dez/18	6,05%	5,90%	4,70%	5,18%	8,07%	8,28%
dez/19	6,05%	5,97%	4,70%	2,77%	8,14%	7,28%
dez/20	6,05%	6,03%	4,70%	3,85%	8,18%	7,80%
dez/21	5,79%	5,84%	4,47%	4,41%	7,76%	7,73%

(1) Percentual estabelecido na revisão tarifária;

(2) Perda técnica calculada e informada mensalmente para Aneel;

(3) Percentual estabelecido na revisão tarifária;

(4) Diferença entre as perdas totais informadas e as perdas técnicas calculadas como percentual estabelecido na revisão e o total de energia injetada, também informado mensalmente para Aneel;

(5) (Percentual regulatório de PNT x Mercado BT informado + perdas técnicas calculadas como percentual estabelecido na revisão e o total de energia injetada) / Energia injetada;

(6) Perda total sobre energia injetada.

OBS: No cálculo das perdas totais da distribuidora estão consideradas as perdas de energia inerentes ao sistema elétrico de potência (perdas técnicas), as perdas comerciais (decorrentes principalmente de fraudes),