

**120**  
ANOS



**Release de  
Resultados**

**1T25**

**LIGT**  
**B3 LISTED NM**

**14 de maio de 2024**

## Destaques

### CONSOLIDADO

**R\$ 3,7 BI**

receita líquida no 1T25  
(+13% A/A)

**R\$ 419 MI**

lucro líquido  
no 1T25

**R\$ 3,6 BI**

posição de caixa  
(+R\$500 mi vs dez/24)

### DISTRIBUIDORA

**R\$ 4,2 BI**

dívida líquida no 1T25  
(-55% A/A)

**R\$ 471 MI**

EBITDA<sup>1</sup> no 1T25

**DEC 6,10 H**

melhor 1º tri desde 2015



## Destaques operacionais e financeiros

### CONSOLIDADO (R\$ mi)

	1T25	1T24	A/A Δ%
Receita Líquida	3.742	3.322	12,7%
EBITDA Ajustado (1)	579	298	94,0%
Lucro Líquido/Prejuízo	419	(357)	-
Dívida Líquida	6.383	9.309	-31,4%
(+) Dívida Bruta	9.983	11.734	-14,9%
(-) Caixa e equivalentes	3.600	2.425	48,5%
CAPEX	296	179	64,8%
EBITDA Ajustado - CAPEX (1)	283	119	138,0%

### LIGHT SESA (Distribuidora)

	1T25	1T24	A/A Δ%
<b>Operacionais (GWh, 12M)</b>			
Carga Fio	11.047	10.458	5,6%
Mercado Faturado Ajustado (2)	6.957	6.805	2,2%
Perda Total	11.652	10.938	6,5%
Perda Não Técnica Ajustada (3)	8.792	8.079	8,8%
Área convencional (%)	13,9%	14,0%	-0,1 pp
PNT / Mercado BT (3)	71,3%	68,3%	3 pp
DEC (média móvel)	6,1h	7,3h	-16,1%
FEC (média móvel)	2,9x	3,2x	-10,1%

### LIGHT Energia + COM (geradora + comercializadora)

	1T25	1T24	A/A Δ%
<b>Operacionais (MW médio, 12M)</b>			
Garantia Física (Light Energia)	433	527	-17,8%
Energia Alocada (Light Energia)	518	431	20,1%
Energia Comercializada (Light Com.)	730	504	44,9%

Nota: 1) EBITDA excluindo VNR, Outras receitas/despesas operacionais, Equivalência, efeito da marcação a mercado dos contratos da Light COM e itens não recorrentes, conforme conciliação demonstrada no Anexo I; 2) Mercado faturado exclui itens não recorrentes, além dos impactos da geração distribuída (compensada e simultânea). 3) Mercado BT e as perdas não técnicas são ajustados por itens não recorrentes.



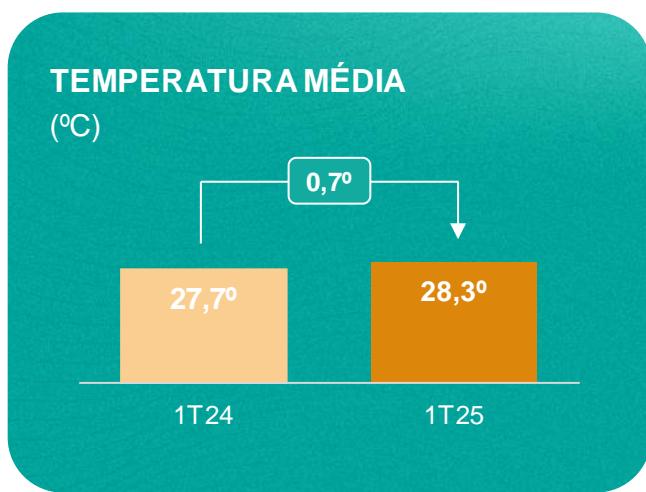
## Mercado Faturado

### MERCADO FATURADO POR CLASSE (GWh)

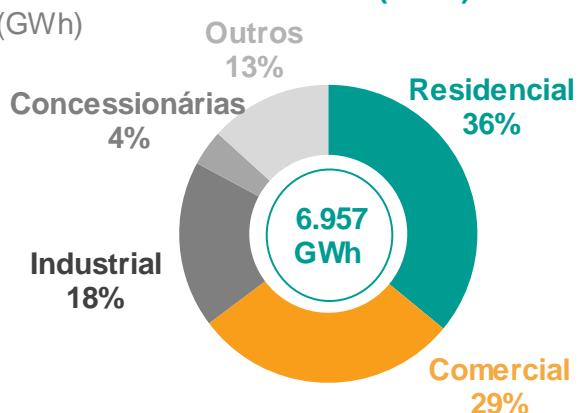
	1T25	1T24	Δ%
<b>Cativo</b>	<b>3.951</b>	<b>4.098</b>	-3,6%
Residencial	2.502	2.374	5,4%
Comercial	882	980	-10,0%
Industrial	55	72	-24,2%
Outros	512	673	-23,9%
<b>Uso de Rede</b>	<b>3.007</b>	<b>2.708</b>	11,0%
Comercial	1.121	974	15,1%
Industrial	1.205	1.213	-0,6%
Concessionárias	270	282	-4,1%
Outros	411	240	71,4%
<b>Mercado Faturado Ajustado</b>	<b>6.957</b>	<b>6.805</b>	<b>2,2%</b>

O mercado faturado ajustado totalizou 6.957 GWh no 1T25, registrando alta de 152 GWh ou +2,2% A/A, em função do aumento da temperatura média, combinada à aceleração da economia do Rio de Janeiro no período. Ao longo do 1T25, a temperatura média observada na área de concessão da Companhia foi de 28,3°C, registrando alta de 0,7°C em relação 1T24, com aumento significativo na ocorrência de dias com temperatura média acima dos 31°C quando comparado ao mesmo trimestre do ano anterior.

Dessa forma, o avanço do mercado foi concentrado no segmento residencial (+5,4% A/A), mais sensível ao aumento da temperatura, que registrou a maior média de consumo por unidade dos últimos 16 trimestres.



### MERCADO DE ENERGIA (1T25)



Nota: O mercado faturado exclui itens não recorrentes, além dos impactos da geração distribuída (compensada e simultânea).



O segmento comercial agregado apresentou expansão no 1T25 (+2,5% A/A), também sob a influência da temperatura, e amparado pelo avanço dos indicadores de atividade econômica na área de concessão. No período, os indicadores PMC e PMS<sup>1</sup> do IBGE registraram alta de +0,7% e +3,9%, respectivamente. O consumo no segmento, no entanto, é parcialmente impactado pelo efeito da geração distribuída, mais concentrada neste perfil de clientes.

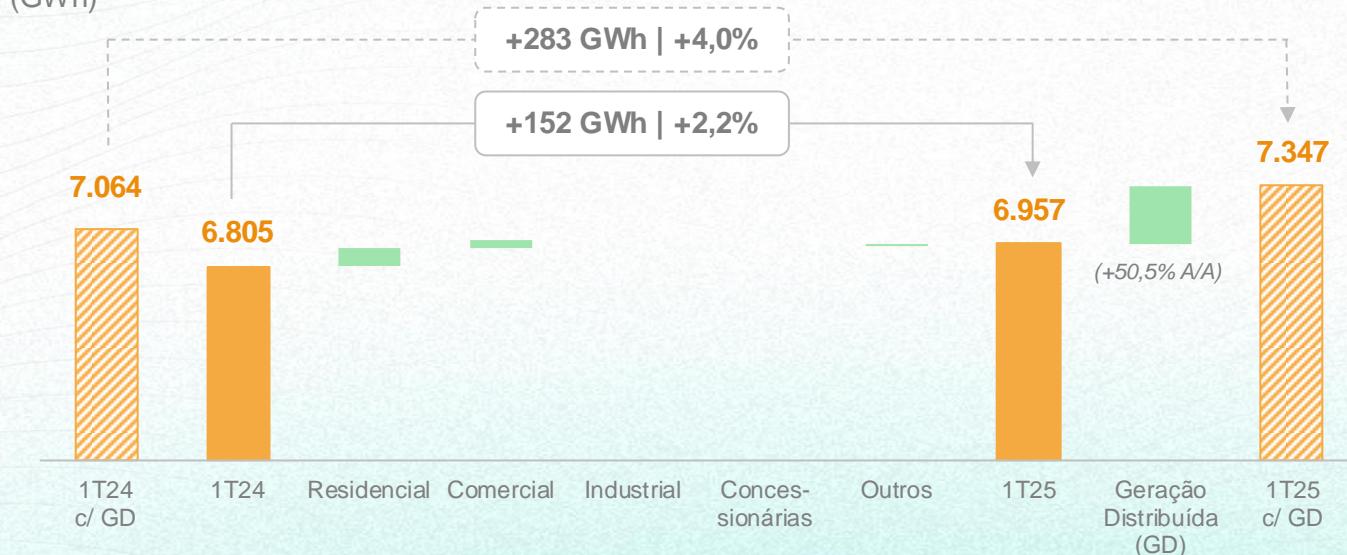
Já o segmento industrial apresentou contração de 1,9% A/A, acompanhando a variação negativa do indicador de produção física da indústria do estado do Rio de Janeiro (-1,5% no mesmo período).



## IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)

### MERCADO DE ENERGIA FATURADO (CATIVO + USO DE REDE)<sup>2</sup>

(GWh)



No trimestre, a participação estimada da GD compensada e simultânea foi de 5,6% do mercado total da distribuidora, apresentando crescimento de +131 GWh ou +50,5% A/A. O avanço foi impulsionado pelo crescimento de 24% na capacidade instalada na área de concessão da Distribuidora, que atingiu 639 MW em março de 2025.

Nota: 1) Pesquisa Mensal de Comércio e de Serviços, referente a março de 2025; 2) O mercado faturado exclui o efeito de itens não recorrentes.



## Medidas de Proteção à Receita contra Perdas Não Técnicas

No acumulado dos últimos 12 meses encerrados em mar/25, a perda total<sup>1</sup> (PT) alcançou 11.613 GWh, registrando alta de 911 GWh quando comparada ao ano anterior (+8,5% A/A).

Em relação a perda não técnica<sup>1</sup> (PNT), principal responsável por essa dinâmica, o crescimento foi 713 GWh A/A no período, apresentando avanço de +8,8% A/A, em linha com o da perda total<sup>1</sup>.

Do total de perdas não técnicas<sup>1</sup>, 86,1% foi registrado nas Áreas de Risco, sendo observado um leve aumento, de +0,1 p.p. em relação ao registrado no mesmo período do ano passado.

O aumento das perdas não técnicas no trimestre decorre, principalmente, das temperaturas médias mais elevadas e do acréscimo no volume de consumo não faturado. Nas áreas de risco, os efeitos do aumento da temperatura se mostram mais intensos, enquanto, nas áreas convencionais, o principal fator está associado ao consumo não faturado, normalmente mais comuns nestas regiões.

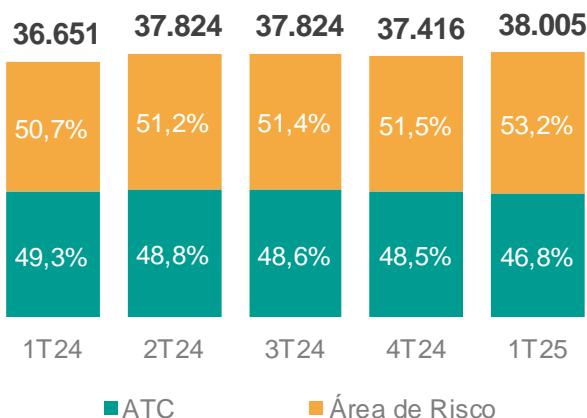
Como resultado, o indicador de perdas totais sobre a carga fio no acumulado dos últimos 12 meses foi de 30,6% (ante 29,2% em mar/24). Sob a perspectiva regulatória, as perdas não técnicas<sup>1</sup> sobre o Mercado Baixa Tensão (PNT/MBT<sup>1</sup>) atingiram 70,7%, situando-se 32,5 p.p. acima do percentual reconhecido na tarifa para o ano de 2025 (38,28%).

**R\$ 1,2 BI**  
diferença entre a perda  
real e regulatória nos  
últimos 12 meses.



MERCADO<sup>1</sup>
PERDAS<sup>1</sup>
**CARGA FIO**

(GWh; acumulado 12M)

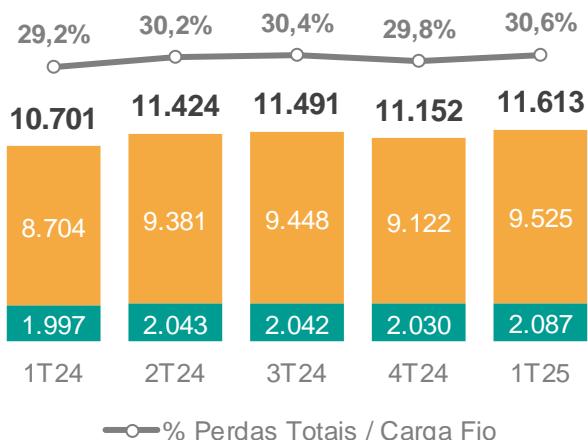


■ ATC

■ Área de Risco

**PERDAS TOTAIS (PT)**

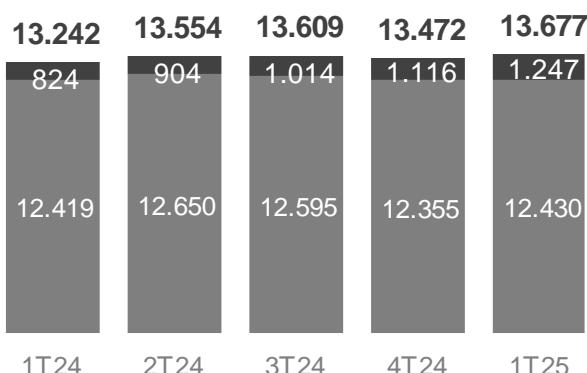
(GWh; acumulado 12M)



—○— % Perdas Totais / Carga Fio

**MERCADO BAIXA TENSÃO (BT)**

(GWh; acumulado 12M)

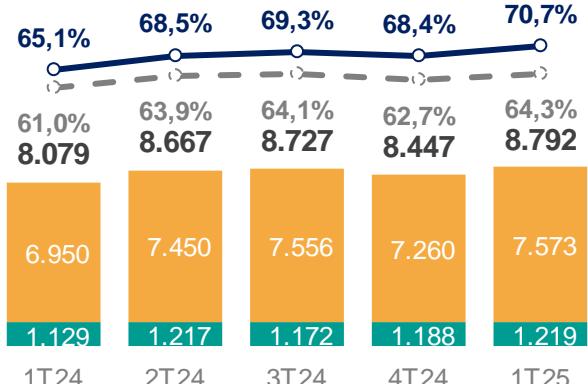


■ Mercado BT

■ Efeito GD

**PERDAS NÃO TÉCNICAS (PNT)**

(GWh; acumulado 12M)



—●— PNT / Mercado BT

—○— PNT / Mercado BT + GD

Nota: 1) Mercado BT e as perdas (técnicas e não técnicas) são ajustados por itens não recorrentes, 2) Geração Distribuída (GD) considera o montante de energia compensada no faturamento da Companhia e o consumo simultâneo.



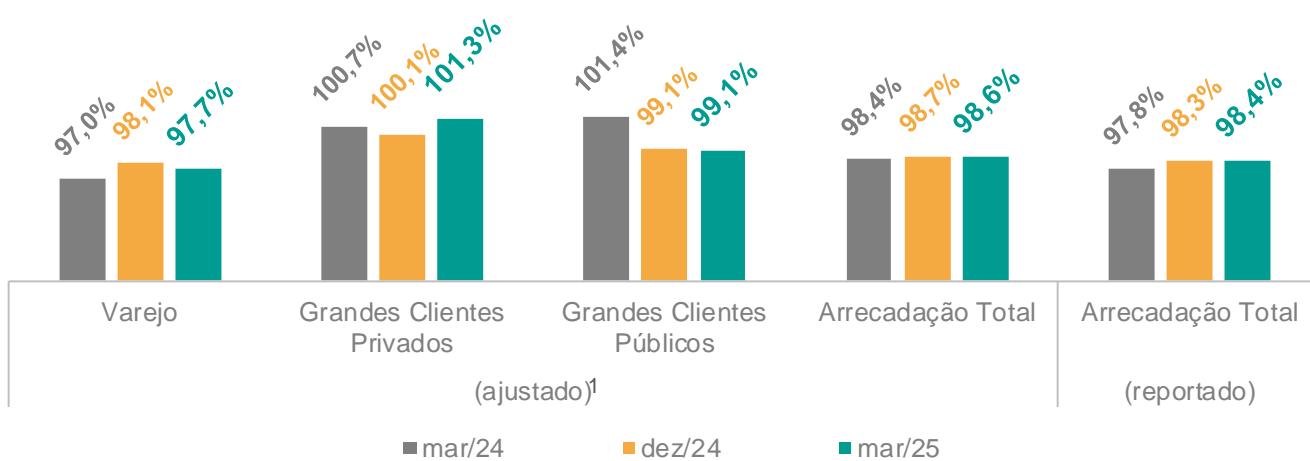
## Arrecadação

A arrecadação total alcançou 98,6%<sup>1</sup> nos últimos 12 meses encerrados em mar/25, apresentando um avanço de +0,2 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior e em linha com o acumulado dos últimos 12 meses encerrados em dezembro de 2024. O resultado foi beneficiado pelo crescimento da taxa de arrecadação no segmento Varejo, que avançou +0,7 p.p. frente ao ano anterior. Recentemente, a Companhia aperfeiçoou procedimentos administrativos e operacionais no segmento, complementando-os com iniciativas tecnológicas em parceria com instituições arrecadadoras bancárias.

Além disso, cabe ressaltar que, desde o final de 2022, a Companhia veio realizando uma série de revisões em seus processos de cobrança. As ações buscaram alavancas de melhorias operacionais, alinhadas aos pilares de reestruturação da Light, de forma a refletir com maior precisão e consistência o seu modelo de negócio. Essas mudanças estruturais foram capazes de elevar os níveis observados na taxa de arrecadação, especialmente para o segmento Varejo, posicionando o indicador em patamares recorde. A Companhia entende que alcançou seu estágio de maturidade em relação a estas revisões e não espera potencial significativo para novos incrementos nos próximos períodos.

### TAXA DE ARRECADAÇÃO POR SEGMENTO

(acumulado 12M)



Nota: 1) Indicador ajustado por itens não recorrentes (ex-REN).



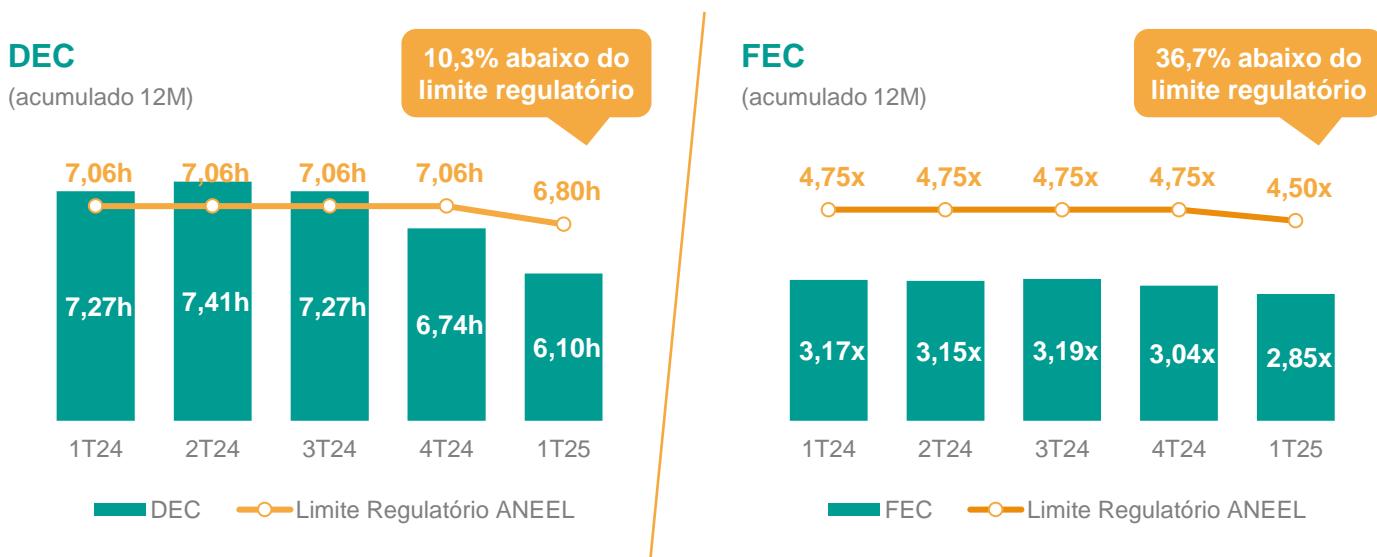
## Qualidade

A duração equivalente das interrupções no fornecimento de energia por unidade consumidora (DEC) foi de 6,10 horas no acumulado de 12 meses encerrados no 1T25, uma redução de 9,5% (-0,64h) quando comparado ao 4T24.

A continuidade das ações estruturantes ao longo do 1T25 manteve a tendência de melhoria dos níveis de qualidade observada no final do ano anterior. O período entre outubro de 2024 e março de 2025 consolidou-se como o melhor da série histórica da Companhia para o indicador de DEC, refletindo a efetividade das iniciativas voltadas à redução de intercorrências prolongadas e à maior eficiência das equipes de campo. A despeito do maior volume de atendimentos emergenciais (+20% A/A no 1T25), contribuíram para este resultado melhorias como: (i) interrupções acima de 24h no fornecimento de energia recuaram em ~60% no período; (ii) com implementação do primeiro atendimento através de motos, o tempo médio de atendimento emergencial (TMAE) recuou 37% entre os trimestres.

A frequência equivalente de interrupções no fornecimento de energia por unidade consumidora (FEC) nos últimos 12 meses foi de 2,85x, apresentando uma redução de 6,3% (-0,19x) em relação ao 4T24. Assim como observado no DEC, o bom desempenho permitiu que o indicador encerrasse o período 36,7% abaixo do limite regulatório.

A flexibilidade na realocação de equipes entre as diferentes demandas da operação e o reforço do atendimento, especialmente com equipes próprias, ampliaram nossa capacidade de resposta às eventualidades.



## Receita Líquida

### RECEITA LÍQUIDA (R\$ mi)

	1T25	1T24	Δ%
<b>Fornecimento de energia</b>	<b>5.340</b>	<b>4.877</b>	<b>9,5%</b>
Residencial	2.781	2.378	17,0%
Industrial	73	89	-17,3%
Comercial	1.074	1.130	-5,0%
Poder público	367	378	-3,0%
Outros	99	241	-58,9%
Fornecimento não faturado	192	(49)	-
Uso de rede (clientes livres)	752	710	5,9%
Energia de curto prazo	2	-	-
<b>Demais receitas</b>	<b>190</b>	<b>181</b>	<b>4,5%</b>
Ativos/passivos setoriais (CVA)	(503)	(257)	95,6%
Receita de construção	272	157	73,0%
Subvenção e baixa renda	168	114	46,9%
VNR	202	138	45,9%
Outras receitas	51	29	77,5%
<b>Receita Bruta</b>	<b>5.530</b>	<b>5.058</b>	<b>9,3%</b>
Deduções	(2.036)	(1.953)	4,3%
<b>Receita Líquida</b>	<b>3.494</b>	<b>3.106</b>	<b>12,5%</b>
<b>Receita Líquida Ajustada*</b>	<b>3.020</b>	<b>2.892</b>	<b>4,4%</b>

(\*) Receita líquida excluindo VNR, receita de construção e efeitos não recorrentes.

A receita líquida ajustada da Light SESA totalizou R\$3,0 bilhões em 1T25, registrando avanço de 4,4% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior.

O avanço pode ser atribuído: (i) maior fornecimento de energia no segmento residencial, impulsionado pelo aumento do consumo (acompanhando a elevação da temperatura média no período) combinado ao reajuste tarifário, a partir de 15 de março de 2024 (4,05% para os clientes atendidos na baixa tensão); e (ii) a variação na linha de fornecimento não faturado, também sob a influência do efeito temperatura no ciclo de fechamento das faturas.



## Margem bruta

### MARGEM BRUTA AJUSTADA (R\$ mi)

	1T25	1T24	Δ%
<b>Receita Líquida Ajustada*</b>	<b>3.020</b>	<b>2.892</b>	<b>4,4%</b>
(-) Compra de energia	(2.096)	(2.312)	-9,3%
<b>Margem Bruta Ajustada</b>	<b>924</b>	<b>580</b>	<b>59,3%</b>

(\*) Receita líquida excluindo VNR, receita de construção e efeitos não recorrentes.

A margem bruta ajustada (excluindo a receita de construção, o VNR e efeitos não recorrentes), totalizou R\$924 milhões no 1T25, com alta de 59% em relação ao mesmo período do ano anterior. Além do avanço da receita líquida, a margem bruta foi impulsionada pela redução do preço de compra de energia. O preço médio ponderado (Pmix) da Companhia apresentou queda de aproximadamente 18% A/A refletindo o encerramento de um contrato com volume relevante e custo acima dos preços vigentes no 1T25, e contribuindo para a redução do impacto financeiro da compra de energia para cobrir as perdas não técnicas.



## EBITDA

O EBITDA Ajustado<sup>1</sup> da Distribuidora totalizou R\$471 milhões no 1T25, apresentando alta de 259% na comparação com o ano anterior, acompanhando o aumento significativo da margem bruta no período.

As despesas com PMSO, excluindo os efeitos não recorrentes relacionados a Ilha do Governador no 1T24, apresentaram avanço de R\$5 milhões ou 2% em relação ao 1T24. No período, a pressão no aumento das despesas relacionadas à expansão da estrutura corporativa e ao processo de primarização das equipes operacionais, incluindo os respectivos custos de aquisição de equipamentos (EPIs) para atendimento a essa estrutura, foi quase que integralmente compensada pelo efeito da maior capitalização de mão de obra no 1T25.

No mesmo período, as despesas com PECLD, excluindo os efeitos não recorrentes, apresentaram avanço de R\$14 milhões (+10% A/A) quando comparada ao ano anterior, acompanhando o crescimento do faturamento no mesmo período. No acumulado de 12 meses, a razão entre a PECLD ajustada e a receita bruta<sup>2</sup> foi de 2,2% em mar/25 (ante 3,8% no mesmo período do ano passado).

As despesas totais com contingências apresentaram redução de R\$15 milhões no trimestre. Este resultado foi alcançado, principalmente, pela diminuição de processos ingressados relacionados ao contencioso recorrente. As iniciativas voltadas à melhoria dos processos internos, têm contribuído significativamente para a redução no número de novos processos desde 2024.

### EBITDA AJUSTADO

(R\$ mi, trimestre, Δ A/A)



Nota: 1) EBITDA Ajustado = EBITDA CVM, excluindo VNR, Outras receitas/despesas operacionais, Equivalência e itens não recorrentes, conforme conciliação demonstrada no Anexo I. 2) Receita bruta considera apenas faturamento cativo e livre.



## Resultado Financeiro

### RESULTADO FINANCEIRO (R\$ mi)

	1T25	1T24	Δ%
<b>Custo da Dívida</b>	(89)	(313)	-71,6%
Encargos Líquidos	(89)	(186)	-51,9%
Δ Cambial e Monetária	20	(141)	-
Operações de Swap	-	-	-
Aplicações Financeiras	51	14	273,4%
AVJ	(71)	-	-
<b>Receita e Desp. Financeiras</b>	<b>(53)</b>	<b>(28)</b>	<b>92,3%</b>
Juros Parcelamento	16	48	-67,6%
Atualização de Contas do BP	(9)	1	-
Atualização CVA	(21)	(24)	-14,8%
Outros	(39)	(52)	-25,2%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(142)</b>	<b>(341)</b>	<b>-58,3%</b>

O resultado financeiro foi negativo em R\$142 milhões no 1T25 apresentando melhora de 58,3% em relação ao mesmo período do ano passado refletindo, principalmente: (i) os ganhos com a contabilização das novas condições comerciais das dívidas da Companhia conforme definido no Plano de Recuperação Judicial da Companhia aprovado em maio de 2024 e (ii) efeito da variação cambial; e (iii) maior rendimento das aplicações financeiras, acompanhando o aumento na posição de caixa da Companhia no período.

## Resultado Líquido

A Distribuidora encerrou o trimestre com lucro de R\$243 milhões, revertendo o prejuízo de R\$430 milhões registrado no mesmo trimestre do ano passado, refletindo, principalmente, a melhora do desempenho operacional, evidenciada pelo crescimento da margem bruta e, consequentemente, do EBITDA. O resultado também foi diretamente beneficiado pela incorporação dos efeitos da novação das dívidas da Companhia, conforme as condições previstas no Plano de Recuperação Judicial aprovado, com destaque para os efeitos positivos na linha de resultado financeiro.



## Investimentos

### INVESTIMENTOS DA DISTRIBUIDORA (R\$ mi)

	1T25	1T24	Δ%
<b>Ativos Elétricos</b>	<b>248</b>	<b>144</b>	<b>72,7%</b>
Plano de Perdas	47	41	15,6%
Recebíveis	4	7	-43,2%
Expansão	73	43	68,7%
Manutenção	124	52	136,0%
<b>Ativos não Elétricos</b>	<b>40</b>	<b>25</b>	<b>59,6%</b>
Comercial	0	1	-77,6%
TI	32	22	43,7%
Demais	7	1	621,3%
<b>Total</b>	<b>288</b>	<b>168</b>	<b>70,8%</b>

No 1T25, os investimentos da Distribuidora totalizaram R\$288 milhões, um aumento de R\$120 milhões ou 70,8% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. O crescimento reflete, principalmente, a priorização de investimentos na expansão e manutenção da rede, garantindo a qualidade do fornecimento e a eficiência operacional. Adicionalmente, no 1T25, ocorreu a concentração da aquisição de transformadores danificados devido à fatores climáticos e aumento da criminalidade, impactando pontualmente a linha de manutenção no trimestre.



## Endividamento

### ENDIVIDAMENTO A VALOR JUSTO (R\$ mi)

	1T25	1T24	Δ%
<b>Dívida Bruta</b>	<b>6.186</b>	<b>10.020</b>	<b>-38,3%</b>
<b>Curto Prazo</b>	<b>90</b>	<b>10.020</b>	<b>-99,1%</b>
Em moeda estrangeira	14	2.332	-99,4%
Em moeda nacional	76	7.689	-99,0%
<b>Longo Prazo</b>	<b>6.096</b>	-	-
Em moeda estrangeira	1.374	-	-
Em moeda nacional	4.722	-	-
<b>Posição de Caixa</b>	<b>2.007</b>	<b>816</b>	<b>145,9%</b>
<b>Dívida Líquida</b>	<b>4.179</b>	<b>9.204</b>	<b>-54,6%</b>

A dívida bruta da Companhia encerrou o período em R\$6,2 bilhões, com redução de 38,3% em relação ao ano anterior. Esse resultado reflete a reestruturação do endividamento da Light, concluída em dezembro com a entrega dos novos instrumentos, em conformidade com as condições aprovadas no Plano de Recuperação Judicial e alinhadas ao resultado do processo de escolha das opções de pagamento.

Ao final do trimestre, a dívida líquida totalizou R\$4,2 bilhões, com queda de 55% na comparação anual, impulsionada tanto pelos efeitos da reestruturação quanto, principalmente, pela expressiva melhora da posição de caixa no período.

Além de reduzir a pressão sobre o caixa de curto prazo, a reestruturação permitiu o alongamento no prazo de vencimento das dívidas, representando um marco fundamental na busca do equilíbrio econômico-financeiro do grupo. O prazo médio de vencimento do principal da dívida da Light SESA ao final de mar/25 foi de 6,3 anos.

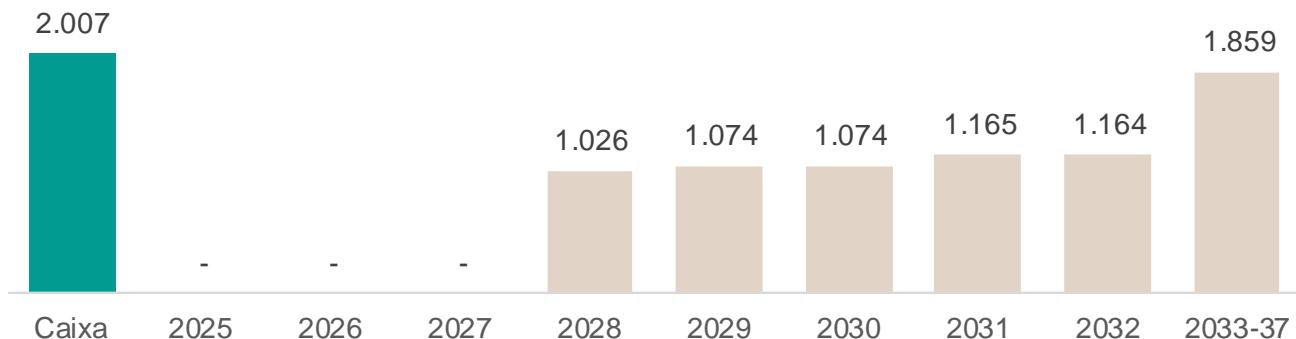
Nota: (\*) No 1T24, a Dívida bruta estava integralmente contabilizada no curto prazo em função do processo de recuperação judicial. Considera o saldo dos contratos de derivativos (swap) na dívida bruta. Para conhecer as condições dos novos instrumentos, acesse: <https://ri.light.com.br/divulgacoes-e-resultados/emissao-de-dividas/>.



## Endividamento (continuação)

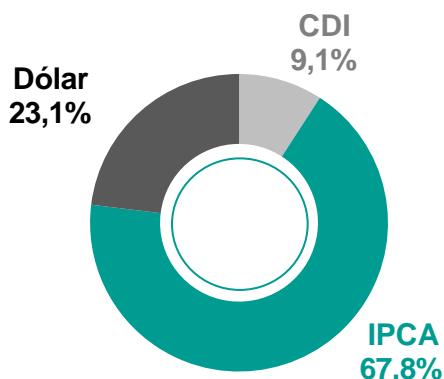
### CRONOGRAMA DE AMORTIZAÇÃO DO PRINCIPAL DA DÍVIDA

(R\$ milhões)



A reestruturação da dívida concluída no 4T24, resultou também na readequação do perfil do endividamento da Companhia, tornando-o mais aderente ao seu modelo negócios, com maior parcela indexada ao IPCA e, portanto, mais alinhado à estrutura de receitas do setor elétrico.

### DÍVIDA POR INDEXADOR



### ENDIVIDAMENTO POR INSTRUMENTO (R\$ mi, 1T25)

	Valor de Face	AVJ	Valor Justo
IPCA + 5%	3.391	(409)	2.982
IPCA + 3%	1.679	(526)	1.153
USD @ 4,21%	1.123	(148)	975
USD @ 2,26%	592	(179)	413
Credores Financeiros	683	(20)	662
<b>Total</b>	<b>7.467</b>	<b>(1.281)</b>	<b>6.186</b>

Nota: 1) Dívida de credores financeiros contabilizada conforme condições do PRJ (CDI+0,5%), apesar da conclusão da entrega do novo instrumento ser posterior ao fechamento do trimestre.



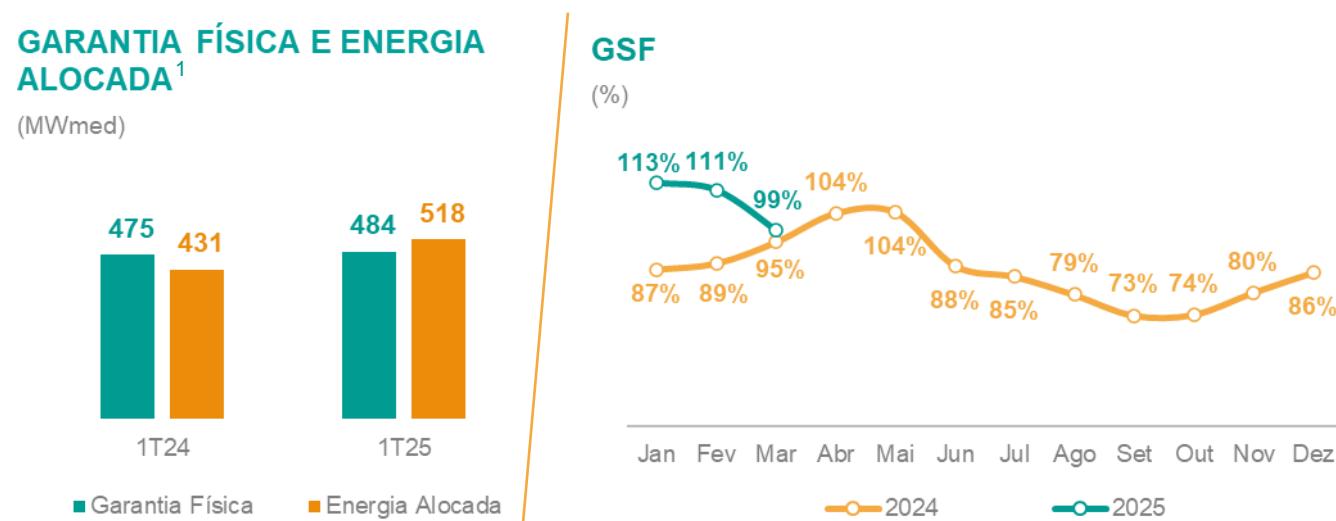
## Escassez hídrica e aumento na demanda pressionaram o PLD

No primeiro trimestre de 2025, foram observadas condições de restrição hídrica que comprometeram o processo de recuperação dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN). Embora o mês de janeiro tenha registrado afluências favoráveis, resultando em níveis de armazenamento superiores aos verificados no mesmo período de 2024, os meses de fevereiro e março apresentaram significativa reversão desse cenário. A Energia Natural Afluente (ENA) ficou em torno de 50% da Média de Longo Término (MLT), resultando em volume de Energia Armazenada inferior ao registrado no final de março de 2024, e pressão sobre o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Já sobre o lado da demanda, a carga de energia do SIN, verificada no primeiro trimestre, apresentou um crescimento de 5,4% em comparação com o mesmo período do ano anterior.

No 1T25, a garantia física líquida<sup>1</sup> das usinas da Companhia totalizou 484 MWmed representando um aumento de 1,8% em relação ao mesmo período do ano anterior.

O gráfico abaixo mostra que tanto a garantia física líquida do período quanto a energia alocada foram maiores na comparação entre os trimestres, o que pode ser explicado pelo aumento do GSF.



Em relação ao PLD, destaca-se o aumento dos preços no final do 1T25, fruto principalmente da piora nas afluências do sistema, e também dos cenários hidrológicos futuros. O gráfico abaixo ilustra essa elevação, tendo o PLD médio mensal saltando de R\$93,8/MWh em Fev/25 para R\$327,3/MWh verificado em Mar/25, representando um aumento de 162% em relação ao 1T24.

Nota: 1) Garantia Física líquida exclui as perdas internas e com bombeamento.



**PLD MÉDIO MENSAL SE/CO**

(R\$/MWh)


**EBITDA**

Os segmentos de Geração e Comercialização da Companhia apresentaram receita líquida combinada de R\$264 milhões no 1T25, registrando uma alta de 15,3% em relação ao mesmo período do ano anterior. A margem líquida, no entanto, totalizou R\$134 milhões no trimestre, com queda de 28,9% ou R\$55 milhões, em relação ao mesmo período do ano anterior.

O volume comercializado pelo grupo atingiu 730 MWmed no 1T25, um aumento de 44,9% em relação ao 1T24 (504 MWmed). O aumento no volume comercializado reflete a força operacional do segmento de Geração e Comercialização com o objetivo de capturar margens mais atrativas no mercado. Contudo o mercado de energia tem como forte característica uma significativa volatilidade de preços, em função da matriz majoritariamente hidráulica. Nesse sentido, o encerramento de contratos relevantes, com preços mais altos, deu lugar a novos contratos com preços médios inferiores, alinhados com as condições atuais do mercado.

Como resultado, o EBITDA Ajustado combinado das operações de Geração e Comercialização foi de R\$113 milhões no 1T25 (-34,6% A/A).

**EBITDA**

(R\$ mi, trimestre, Δ A/A)



Nota: 1) EBITDA exclui outras receitas/despesas operacionais e o efeito da marcação a mercado (MtM) dos contratos da Light COM.



## Resultado Financeiro

### RESULTADO FINANCEIRO (R\$ mi)

	1T25	1T24	Δ%
Custo da Dívida	37	(23)	-
Encargos Líquidos	(31)	(16)	97,4%
Δ Cambial e Monetária	42	(43)	-
Operações de Swap	1	6	-88,5%
Aplicações Financeiras	27	29	-6,9%
AVP	(1)	-	-
<b>Receita e Desp. Financeiras</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>104,9%</b>
Atualização de Contas do BP	(0)	(0)	68,0%
Outros	5	2	102,0%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>42</b>	<b>(21)</b>	<b>-</b>

No 1T25, o resultado financeiro da Light Energia + Com. apresentou resultado positivo em R\$42 milhões, revertendo o montante negativo observado no mesmo período do ano anterior. Esse desempenho reflete, principalmente, a variação cambial no período que impactou aproximadamente 60% da dívida da geradora.

## Resultado Líquido

As operações da Light Energia e Light Comercializadora combinadas registraram lucro de R\$183 milhões no trimestre, impulsionadas, principalmente, pelo o efeito contábil da marcação a mercado dos contratos da Comercializadora e pela melhora do resultado financeiro.



## Investimentos

### INVESTIMENTOS DA GERADORA (R\$ mi)

	1T25	1T24	Δ%
Recorrente	8	7	12,9%
Túnel Bypass	0	4	-96,3%
<b>Total</b>	<b>8</b>	<b>11</b>	<b>-26,6%</b>

Os investimentos na Geradora alcançaram R\$8 milhões no 1T25 (-26,6% A/A).

A redução dos investimentos no 1T25 foi impactada, principalmente, pela paralisação das obras do Túnel ByPass, em março de 2023. Contudo, a redução foi parcialmente compensada pelos investimentos recorrentes em reformas e modernização de equipamentos e sistemas das usinas da Companhia. Essas ações buscam assegurar a confiabilidade e eficiência operacional, prolongar a vida útil dos ativos e aprimorar o desempenho energético. Além disso, a Companhia continua analisando novas oportunidades de investimentos estratégicos para otimizar sua infraestrutura e manter a excelência de seu parque gerador.



## Endividamento

### ENDIVIDAMENTO DA GERADORA + COMERCIALIZADORA (R\$ mi)

	1T25	1T24	Δ%
<b>Dívida Bruta</b>	<b>2.097</b>	<b>1.901</b>	<b>10,3%</b>
<b>Curto Prazo</b>	<b>721</b>	<b>1.901</b>	<b>-62,1%</b>
Em moeda estrangeira	491	1.048	-53,1%
Em moeda nacional	229	853	-73,1%
<b>Longo Prazo</b>	<b>1.376</b>	-	-
Em moeda estrangeira	703	-	-
Em moeda nacional	673	-	-
<b>Posição de Caixa</b>	<b>1.450</b>	<b>1.085</b>	<b>33,7%</b>
<b>Dívida Líquida</b>	<b>647</b>	<b>816</b>	<b>-20,8%</b>

(\*) No 1T24, a Dívida bruta estava integralmente contabilizada no curto prazo em função do processo de recuperação judicial. Considerando o saldo dos contratos de derivativos (swap) na dívida bruta.

No 1T25, a Light Energia reportou uma dívida bruta de R\$2,1 bilhões, representando um crescimento de 10% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior refletindo o reconhecimento dos juros acumulados no período. Cabe ressaltar que, até abril/24, a dívida da Light Energia estava com a exigibilidade suspensa em função do pedido de recuperação judicial.

A dívida líquida totalizou R\$647 milhões, apresentando queda de 21% A/A devido ao incremento na posição de caixa no período.

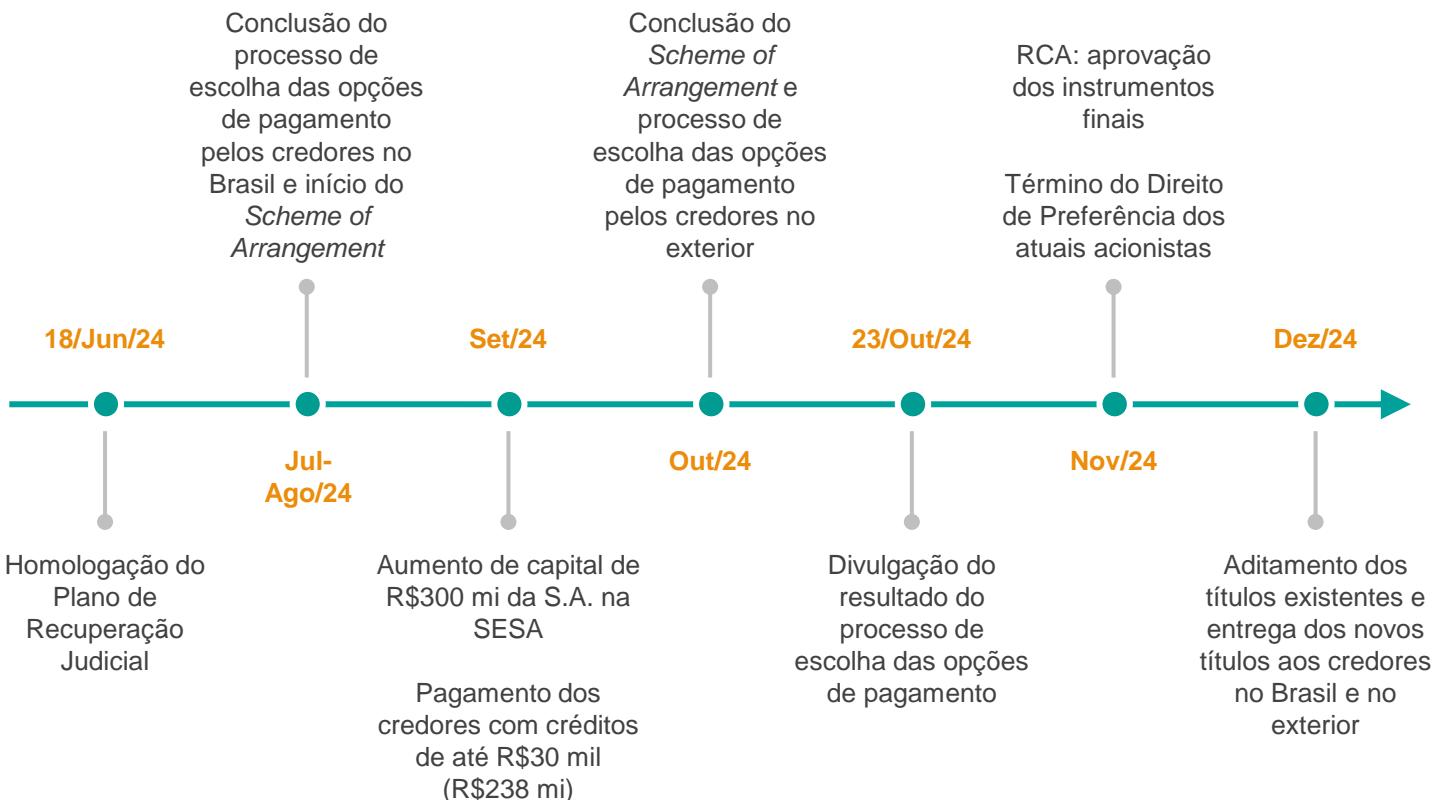
Conforme previsto no Plano de Recuperação Judicial, a Companhia realizará, ainda no primeiro semestre de 2025, o leilão reverso para o pré-pagamento de até USD 89 milhões do Bond com vencimento em 2026, com pelo menos 5% de desconto. Para viabilizar essa operação e mitigar o possível impacto negativo de uma variação cambial, a Companhia adquiriu dólares ao longo de 2024, em linha com a previsão da *indenture* do instrumento. Ao final do 1T25, a Companhia já havia adquirido 100% do montante necessário, o que contribuiu para a melhora da posição de caixa no período.



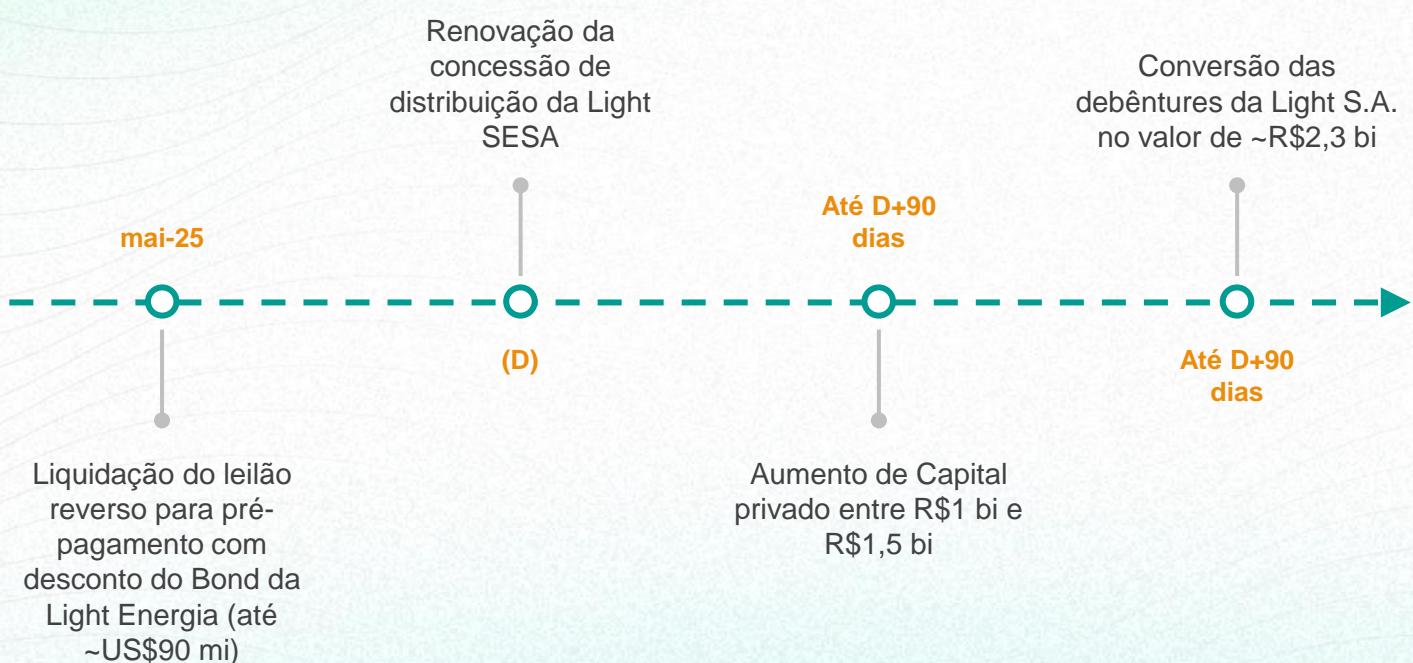
# Principais Etapas da Recuperação Judicial



## ETAPAS CONCLUÍDAS



## PRÓXIMOS PASSOS



## Lançamento da oferta de recompra no exterior das 4,375% Notes da Light Energia com vencimento em 2026

Em 07 de abril de 2025, a Light SESA e a Light Energia comunicaram o início da oferta de recompra no exterior de suas 4,375% Notes com vencimento em 2026 até o valor máximo agregado de US\$89.855.523. A Oferta de Recompra expirará às 17h, horário de Nova Iorque, do dia 14 de maio de 2025, podendo ser estendida ou antecipada.

Para acessar o Comunicado ao Mercado, [clique aqui](#).

## Realização das Assembleias Gerais da Light S.A., Light SESA e Light Energia

Em 30 de abril de 2025, foram realizadas a Assembleia Geral Ordinária da Light S.A. e as Assembleias Gerais Ordinárias e Extraordinárias da Light SESA e Light Energia, com aprovação de todas as pautas propostas pela Administração, conforme a ordem do dia constante nas respectivas Atas.

Para acessar a Ata da AGO da Light S.A., [clique aqui](#).

Para acessar a Ata da AGO/E da Light SESA., [clique aqui](#).

Para acessar a Ata da AGO/E da Light Energia, [clique aqui](#).



## Anexo I – Conciliação do EBITDA

### CONSOLIDADO (R\$ mi)

	<b>1T25</b>	<b>1T24</b>	<b>Δ%</b>
<b>Resultado Líquido</b>	<b>419</b>	<b>(357)</b>	-
(-) IR/CS	(40)	(73)	-45,4%
(-) IR/CS diferido	(123)	(109)	12,6%
<b>EBT</b>	<b>582</b>	<b>(176)</b>	-
(-) Depreciação e Amortização	(220)	(211)	4,3%
(-) Resultado Financeiro	(71)	(355)	-79,9%
<b>EBITDA CVM</b>	<b>873</b>	<b>390</b>	<b>123,9%</b>
(-) Outras Rec./Desp. Operacionais	(60)	(7)	797,1%
(+/-) Efeito MtM Light COM.	152	-	-
(-) VNR	202	138	45,9%
(-) Não recorrentes	-	(40)	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>579</b>	<b>298</b>	<b>94,0%</b>

### DISTRIBUIÇÃO (R\$ mi)

	<b>1T25</b>	<b>1T24</b>	<b>Δ%</b>
<b>Resultado Líquido</b>	<b>243</b>	<b>(430)</b>	-
(-) IR/CS	-	-	-
(-) IR/CS diferido	(72)	(125)	-42,8%
<b>EBT</b>	<b>314</b>	<b>(305)</b>	-
(-) Depreciação e Amortização	(187)	(179)	4,4%
(-) Resultado Financeiro	(142)	(341)	-58,3%
<b>EBITDA CVM</b>	<b>643</b>	<b>215</b>	<b>198,5%</b>
(-) Outras Rec./Desp. Operacionais	(30)	(14)	114,4%
(-) VNR	202	138	45,9%
(-) Não recorrentes	-	(40)	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>471</b>	<b>131</b>	<b>259,0%</b>



## Anexo I – Conciliação do EBITDA (cont.)

### GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO (R\$ mi)

	1T25	1T24	Δ%
<b>Resultado Líquido</b>	<b>183</b>	<b>96</b>	<b>91,0%</b>
(-) IR/CS	(39)	(73)	-46,1%
(-) IR/CS diferido	(51)	16	-
<b>EBT</b>	<b>273</b>	<b>152</b>	<b>79,6%</b>
(-) Depreciação e Amortização	(32)	(31)	2,2%
(-) Resultado Financeiro	40	(21)	-
<b>EBITDA CVM</b>	<b>265</b>	<b>205</b>	<b>29,4%</b>
(-) Outras Rec./Desp. Operacionais	0	33	-98,9%
(+/-) Efeito MtM Light COM.	152	-	-
(-) Não recorrentes	-	-	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>113</b>	<b>172</b>	<b>-34,6%</b>



## Anexo II – DRE Trimestral Consolidada

### DRE TRIMESTRAL CONSOLIDADA (R\$ mi)

	Ajustado	Reportado				
	1T25	1T24	Δ%	1T25	1T24	Δ%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>3.742</b>	<b>3.404</b>	<b>9,9%</b>	<b>3.742</b>	<b>3.322</b>	<b>12,7%</b>
Energia Comprada	(2.212)	(2.339)	-5,4%	(2.212)	(2.339)	-5,4%
Custo de Construção	(272)	(157)	73,0%	(272)	(157)	73,0%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>1.259</b>	<b>908</b>	<b>38,6%</b>	<b>1.259</b>	<b>826</b>	<b>52,4%</b>
<b>Despesa Operacional</b>	<b>(545)</b>	<b>(682)</b>	<b>-20,0%</b>	<b>(545)</b>	<b>(640)</b>	<b>-14,8%</b>
PMSO	(265)	(256)	3,7%	(265)	(342)	-22,3%
Pessoal	(137)	(136)	0,1%	(137)	(140)	-2,2%
Material	(19)	(8)	159,0%	(19)	(11)	70,6%
Serviço de Terceiros	(142)	(126)	13,1%	(142)	(135)	5,5%
Outros	33	14	140,2%	33	(56)	-
Depreciação e Amortização	(220)	(211)	4,3%	(220)	(211)	4,3%
Provisões para contingências	(68)	(84)	-19,1%	(68)	(84)	-19,1%
PECLD	(145)	(131)	10,4%	(145)	(4)	3881,1%
Efeito MtM Comercializadora	152	-	-	152	-	-
<b>Outras Rec./Desp. Operacionais</b>	<b>(60)</b>	<b>(56)</b>	<b>7,9%</b>	<b>(60)</b>	<b>(7)</b>	<b>797,1%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(71)</b>	<b>(355)</b>	<b>-79,9%</b>	<b>(71)</b>	<b>(355)</b>	<b>-79,9%</b>
Receita Financeira	138	147	-6,1%	138	147	-6,1%
Despesa Financeira	(209)	(502)	-58,3%	(209)	(502)	-58,3%
<b>Resultado Antes dos Impostos</b>	<b>582</b>	<b>(185)</b>	<b>-</b>	<b>582</b>	<b>(176)</b>	<b>-</b>
IR/CS	(40)	(56)	-29,0%	(40)	(73)	-45,4%
IR/CS Diferido	(123)	(109)	12,6%	(123)	(109)	12,6%
<b>Resultado Líquido</b>	<b>419</b>	<b>(341)</b>	<b>-</b>	<b>419</b>	<b>(357)</b>	<b>-</b>
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>579</b>	<b>298</b>	<b>94,0%</b>			

Nota: 1) EBITDA Ajustado = EBITDA CVM, excluindo VNR, Outras receitas/despesas operacionais, Equivalência e itens não recorrentes, conforme conciliação demonstrada no Anexo I.



## Anexo III – DRE Trimestral da Distribuidora

### DRE TRIMESTRAL DA DISTRIBUIDORA (R\$ mi)

	Ajustado		Δ%	Reportado		Δ%
	1T25	1T24		1T25	1T24	
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>3.494</b>	<b>3.188</b>	<b>9,6%</b>	<b>3.494</b>	<b>3.106</b>	<b>12,5%</b>
Energia Comprada	(2.096)	(2.312)	-9,3%	(2.096)	(2.312)	-9,3%
Custo de Construção	(272)	(157)	73,0%	(272)	(157)	73,0%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>1.126</b>	<b>718</b>	<b>56,7%</b>	<b>1.126</b>	<b>636</b>	<b>76,9%</b>
<b>Despesa Operacional</b>	<b>(639)</b>	<b>(628)</b>	<b>1,8%</b>	<b>(639)</b>	<b>(586)</b>	<b>9,1%</b>
PMSO	(239)	(235)	2,0%	(239)	(320)	-25,3%
Pessoal	(122)	(126)	-3,7%	(122)	(130)	-6,0%
Material	(17)	(7)	133,4%	(17)	(11)	51,8%
Serviço de Terceiros	(130)	(119)	9,1%	(130)	(128)	1,4%
Outros	29	18	61,2%	29	(52)	-
Depreciação e Amortização	(187)	(179)	4,4%	(187)	(179)	4,4%
Provisões para contingências	(68)	(83)	-17,9%	(68)	(83)	-17,9%
PECLD	(145)	(131)	10,4%	(145)	(4)	3881,1%
<b>Outras Rec./Desp. Operacionais</b>	<b>(30)</b>	<b>(14)</b>	<b>114,4%</b>	<b>(30)</b>	<b>(14)</b>	<b>114,4%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(142)</b>	<b>(341)</b>	<b>-58,3%</b>	<b>(142)</b>	<b>(341)</b>	<b>-58,3%</b>
<b>Resultado Antes dos Impostos</b>	<b>314</b>	<b>(264)</b>	<b>-</b>	<b>314</b>	<b>(305)</b>	<b>-</b>
IR/CS	-	-	-	-	-	-
IR/CS Diferido	(72)	(125)	-42,8%	(72)	(125)	-42,8%
<b>Resultado Líquido</b>	<b>243</b>	<b>(430)</b>	<b>-</b>	<b>243</b>	<b>(430)</b>	<b>-</b>
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>471</b>	<b>131</b>	<b>259,0%</b>			

Nota: 1) EBITDA Ajustado = EBITDA CVM, excluindo VNR, Outras receitas/despesas operacionais, Equivalência e itens não recorrentes, conforme conciliação demonstrada no Anexo I.



## Anexo IV – DRE Trimestral da Geradora e Comercializadora

### DRE TRIMESTRAL DA GERADORA E COMERCIALIZADORA (R\$ mi)

	Ajustado		Δ%	Reportado		Δ%
	1T25	1T24		1T25	1T24	
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>264</b>	<b>229</b>	<b>15,3%</b>	<b>264</b>	<b>229</b>	<b>15,3%</b>
Energia Comprada	(130)	(40)	224,2%	(130)	(40)	224,2%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>134</b>	<b>189</b>	<b>-28,9%</b>	<b>134</b>	<b>189</b>	<b>-28,9%</b>
<b>Despesa Operacional</b>	<b>99</b>	<b>(48)</b>	<b>-</b>	<b>99</b>	<b>(48)</b>	<b>-</b>
<b>PMSO</b>	<b>(21)</b>	<b>(15)</b>	<b>42,3%</b>	<b>(21)</b>	<b>(15)</b>	<b>42,3%</b>
Pessoal	(10)	(7)	33,9%	(10)	(7)	33,9%
Material	(0)	(0)	80,3%	(0)	(0)	80,3%
Serviço de Terceiros	(8)	(4)	85,4%	(8)	(4)	85,4%
Outros	(3)	(3)	1,4%	(3)	(3)	1,4%
<b>Depreciação e Amortização</b>	<b>(32)</b>	<b>(31)</b>	<b>2,2%</b>	<b>(32)</b>	<b>(31)</b>	<b>2,2%</b>
<b>Provisões para contingências</b>	<b>0</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>
<b>Efeito MtM Comercializadora</b>	<b>152</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>152</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Outras Rec./Desp. Operacionais</b>	<b>0</b>	<b>(17)</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>33</b>	<b>-98,9%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>40</b>	<b>(21)</b>	<b>-</b>	<b>40</b>	<b>(21)</b>	<b>-</b>
<b>Resultado Antes dos Impostos</b>	<b>273</b>	<b>103</b>	<b>165,3%</b>	<b>273</b>	<b>152</b>	<b>79,6%</b>
IR/CS	(39)	(56)	-30,0%	(39)	(73)	-46,1%
IR/CS Diferido	(51)	16	-	(51)	16	-
<b>Resultado Líquido</b>	<b>183</b>	<b>63</b>	<b>188,9%</b>	<b>183</b>	<b>96</b>	<b>91,0%</b>
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>113</b>	<b>172</b>	<b>-34,6%</b>			

Nota: 1) EBITDA Ajustado = EBITDA CVM, excluindo VNR, Outras receitas/despesas operacionais, Equivalência e itens não recorrentes, conforme conciliação demonstrada no Anexo I.



## Anexo V – Balanço Patrimonial Consolidado

### ATIVO (R\$ mi)

	31.03.2025	31.12.2024
<b>Circulante</b>	<b>8.455</b>	<b>7.159</b>
Caixa e equivalente de caixa	26	186
Títulos e valores mobiliários	3.574	2.904
Contas a receber de clientes	2.015	1.725
Estoques	88	80
Tributos e contribuições a recuperar	1.082	1.125
Despesas pagas antecipadamente	32	26
Dividendos a receber	-	-
Serviços prestados a receber	21	19
Valor justo na compra e venda de energia	767	305
Outros créditos	625	565
Ativos classificados como mantidos para venda	225	225
<b>Não Circulante</b>	<b>18.386</b>	<b>18.185</b>
Contas a receber de clientes	1.019	994
Tributos e contribuições a recuperar	1.746	1.924
Tributos diferidos	468	555
Depósitos judiciais	391	379
Instrumentos financeiros derivativos swaps	28	21
Ativo financeiro da concessão	10.083	9.724
Partes relacionadas	-	-
Valor justo na compra e venda de energia	367	268
Outros créditos	32	34
Ativo contratual – infraestrutura em construção	608	519
Investimentos	4	4
Imobilizado	2.027	2.039
Intangível	1.349	1.478
Ativo de direito de uso	265	247
<b>Ativo Total</b>	<b>26.841</b>	<b>25.344</b>



## Anexo V – Balanço Patrimonial Consolidado (cont.)

### PASSIVO (R\$ mi)

	31.03.2025	31.12.2024
<b>Circulante</b>		
Fornecedores	2.266	2.253
Tributos e contribuições a pagar	135	164
Tributos diferidos	4	-
Empréstimos e financiamentos	579	533
Debêntures	232	171
Saldos remanescentes de inst. financeiros derivativos swaps	-	21
Passivos financeiros setoriais	515	175
Obrigações trabalhistas	86	130
Benefícios pós-emprego	29	29
Valores a serem restituídos a consumidores	226	202
Obrigações por arrendamento	50	43
Encargos regulatórios	365	347
Valor justo na compra e venda de energia	674	260
Outros débitos	713	708
<b>Não circulante</b>	<b>15.328</b>	<b>15.091</b>
Empréstimos e financiamentos	2.811	3.253
Debêntures	6.360	5.549
Saldos remanescentes de instr. financeiros derivativos swaps	-	406
Passivos financeiros setoriais	914	730
Tributos e contribuições a pagar	71	51
Tributos diferidos	337	291
Provisões para contingências	4.055	4.012
Benefícios pós-emprego	176	169
Obrigações por arrendamento	246	233
Valores a serem restituídos a consumidores	-	18
Valor justo na compra e venda de energia	314	335
Outros débitos	44	45
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>5.640</b>	<b>5.218</b>
Capital social	5.392	5.392
Reserva de capital	356	356
Prejuízos acumulados	(171)	(594)
Ajustes de avaliação patrimonial	238	242
Outros resultados abrangentes	(177)	(178)
<b>Passivo Total</b>	<b>26.841</b>	<b>25.344</b>



## ANEXO VI – Endividamento Consolidado

### ENDIVIDAMENTO CONSOLIDADO A VALOR JUSTO (R\$ mi)

	1T25	1T24	Δ%
<b>Dívida Bruta</b>	<b>9.983</b>	<b>11.922</b>	-16,3%
<b>Curto Prazo</b>	<b>811</b>	<b>11.922</b>	-93,2%
Em moeda estrangeira	505	3.380	-85,0%
Em moeda nacional	306	8.542	-96,4%
<b>Longo Prazo</b>	<b>9.172</b>	-	-
Em moeda estrangeira	2.594	-	-
Em moeda nacional	6.578	-	-
<b>Posição de Caixa</b>	<b>3.600</b>	<b>1.865</b>	93,0%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>6.383</b>	<b>10.057</b>	-36,5%

### ENDIVIDAMENTO CONSOLIDADO POR INSTRUMENTO (R\$ mi, 1T25)

	Valor de Face	AVJ (1)	Valor Justo
Conversível (R\$)	1.663	(497)	1.166
Conversível (USD)	595	(87)	508
Não Optante (R\$)	54	(36)	17
Não Optante (USD)	22	(15)	8
Light SESA	7.467	(1.281)	6.186
Light Energia	2.101	(4)	2.097

Nota: 1) Considera AVJ e o efeito da reclassificação dos instrumentos conversíveis para o Patrimônio Líquido de acordo com a NE nº 29. Para conhecer as condições dos novos instrumentos, acesse:  
<https://ri.light.com.br/divulgacoes-e-resultados/emissao-de-dividas/>.



## Anexo VII – Balanço Energético

### BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)

	1T25	1T24	Δ%
<b>Carga Fio</b>	<b>11.047</b>	<b>10.458</b>	<b>5,6%</b>
Uso de Rede	3.244	2.864	13,3%
<b>Carga Própria</b>	<b>7.803</b>	<b>7.593</b>	<b>2,8%</b>
Energia Faturada (Cativo)	3.951	3.979	-0,7%
Baixa Tensão	3.524	3.319	6,2%
Média e Alta Tensão	426	660	-35,4%
<b>Perda Total</b>	<b>3.852</b>	<b>3.615</b>	<b>6,6%</b>
<b>Perda Total</b> (fonte: Perdas)	<b>3.945</b>	<b>3.616</b>	<b>9,1%</b>

### BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)

	1T25	%
(+) Proinfa	87	1,1%
(+) Itaipu	984	12,3%
(+) Leilões	4.696	58,7%
(+) Norte Flu	-	0,0%
(+) Cotas	760	9,5%
(+) Angra I e II	199	2,5%
(+) Outros (CCEE)	1.274	15,9%
<b>Energia Requerida (CCEE)</b>	<b>8.000</b>	-
<b>Carga Própria</b>	<b>7.803</b>	-
Energia Faturada (Cativos)	3.951	-
Residencial	2.502	63,3%
Industrial	55	1,4%
Comercial	882	22,3%
Demais	512	13,0%
Perdas Técnicas	930	-
Perdas Não Técnicas	2.922	-
<b>Perdas Rede Básica</b>	<b>197</b>	-

Notas: 1) Outros (CCEE): inclui saldo entre compra e venda no mercado spot, 2) Carga Própria: não considera eventuais diferenças entre medição e faturamento no segmento livre.



# Conferência de Resultados do 1T 2025



11h00 (BRT) – Brasília, Brasil

10h00 (EDT) – Nova York, EUA

15h00 (GMT) – Londres, UK

Webcast em Português com tradução simultânea:  
[clique aqui.](#)

## Relações com Investidores

[ri.light.com.br](http://ri.light.com.br)

ri@light.com.br



**120**  
ANOS



Earnings  
Release

**1Q25**

**LIGT**  
B3 LISTED NM

May 14, 2025

# Highlights

## CONSOLIDATED



**R\$ 3,7 billion**

net revenue in 1Q25  
(+13% YoY)



**R\$ 419 million**

net income  
in 1Q25



**R\$ 3,6 billion**

cash position  
(+R\$500 million vs dec/24)

## DISCO



**R\$ 4,2 billion**

net debt in 1Q25  
(-52% YoY)



**R\$ 471 million**

EBITDA<sup>1</sup> in 1Q25



**DEC 6,10 H**

best 1st quarter  
since 2015



## Operational and financial highlights

### CONSOLIDATED (R\$ mn)

	1Q25	1Q24	YoY Δ%
Net Revenues	3,742	3,322	12.7%
Adjusted EBITDA (1)	579	298	94.0%
Net Income / Loss	419	(357)	-
Net Debt	6,383	9,309	-31.4%
(+) Gross Debt	9,983	11,734	-14.9%
(-) Cash & equivalents	3,600	2,425	48.5%
CAPEX	296	179	64.8%
Adjusted EBITDA - CAPEX (1)	283	119	138.0%

### LIGHT SESA (DisCo)

	1Q25	1Q24	YoY Δ%
<b>Operational Indicators (GWh, LTM)</b>			
Grid Load	11,047	10,458	5.6%
Adjusted Billed Energy Market (2)	6,957	6,805	2.2%
Total losses	11,652	10,938	6.5%
Adjusted Non-Techinal Losses (3)	8,792	8,079	8.8%
Conventional Treatment (%)	13.9%	14.0%	-0.1 pp
NTL / Low Voltage Market (3)	71.3%	68.3%	3 pp
Duration of Interruptions - DEC (moving avg.)	6.1h	7.3h	-16.1%
Frequency of Interruptions - FEC (moving avg.)	2.9x	3.2x	-10.1%

### LIGHT Energia + COM (Generation + Trading)

	1Q25	1Q24	YoY Δ%
<b>Operational Indicators (MW avg., LTM)</b>			
Guaranteed Capacity (Light Energia)	433	527	-17.8%
Allocated Energy (Light Energia)	518	431	20.1%
Traded Energy (Light Com.)	730	504	44.9%

Note: 1) EBITDA excluding NRV, other operating income/expenses, equity income, the mark-to-market effect of Light COM contracts, and non-recurring items, as per the reconciliation presented in Annex I. 2) The billed market excludes non-recurring items, as well as the impact of distributed generation (compensated and simultaneous). 3) LV market and losses (technical and non-technical) are adjusted for non-recurring items.



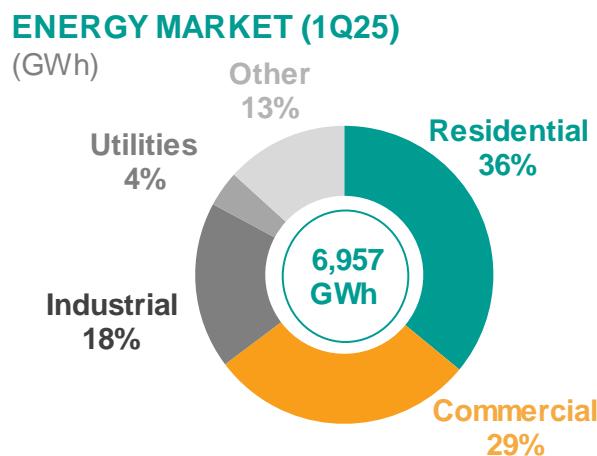
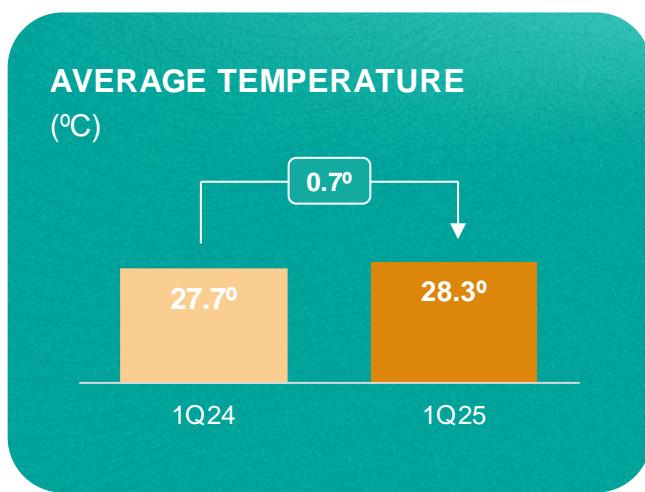
## Billed Market

### BILLED SALES PER SEGMENT (GWh)

	1Q25	1Q24	Δ%
<b>Captive</b>	<b>3,951</b>	<b>4,098</b>	-3.6%
Residential	2,502	2,374	5.4%
Commercial	882	980	-10.0%
Industrial	55	72	-24.2%
Other	512	673	-23.9%
<b>Grid Usage</b>	<b>3,007</b>	<b>2,708</b>	11.0%
Commercial	1,121	974	15.1%
Industrial	1,205	1,213	-0.6%
Utilities	270	282	-4.1%
Other	411	240	71.4%
<b>Adjusted Billed Sales</b>	<b>6,957</b>	<b>6,805</b>	<b>2.2%</b>

The adjusted billed market totaled 6,957 GWh in 1Q25, an increase of 152 GWh or +2.2% year over year, driven by the rise in average temperatures combined with the acceleration of Rio de Janeiro's economy during the period. Throughout 1Q25, the average temperature in the Company's concession area was 28.3°C, up 0.7°C compared to 1Q24, with a significant increase in the number of days with average temperatures above 31°C versus the same quarter of the previous year.

As a result, market growth was concentrated in the residential segment (+5.4% Y/Y), which is more sensitive to temperature increases and recorded the highest average consumption per unit in the last 16 quarters.



Note: 1) The billed market excludes non-recurring items, as well as the impact of distributed generation (compensated and simultaneous).

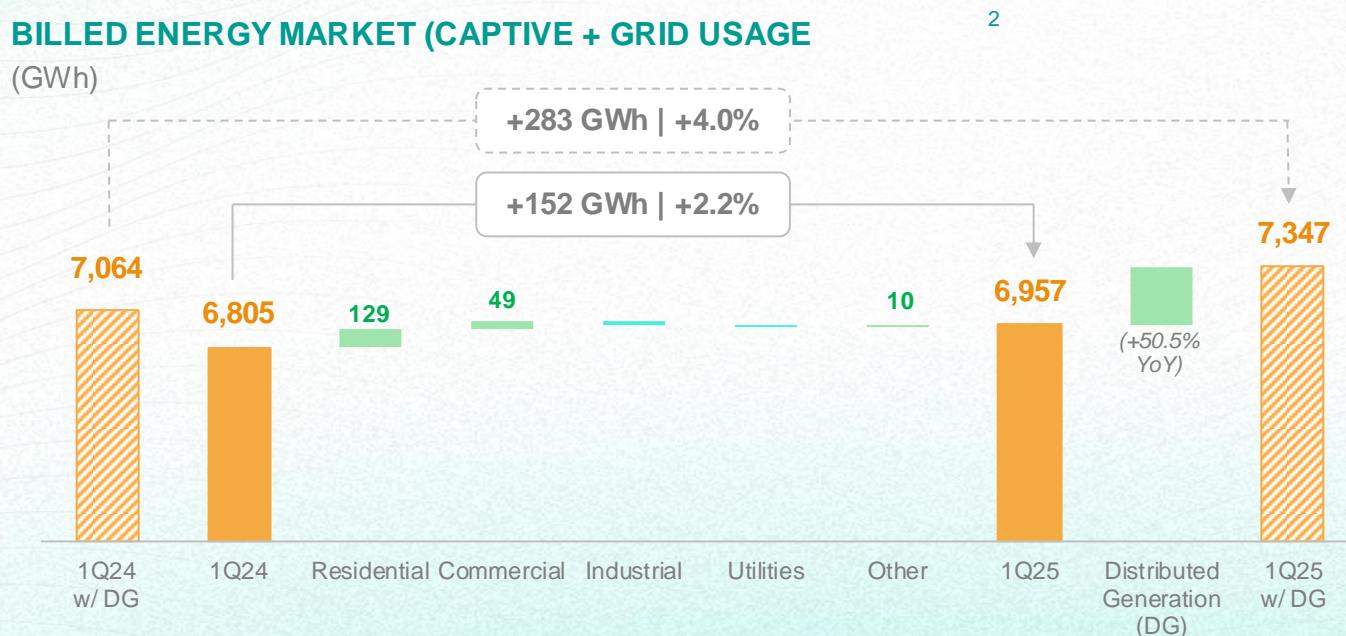


The aggregate commercial segment expanded in 1Q25 (+2.5% Y/Y), also influenced by higher temperatures and supported by the improvement in economic activity indicators within the concession area. During the period, IBGE's PMC and PMS<sup>1</sup> indicators rose by 0.7% and 3.9%, respectively. Consumption in this segment, however, is partially impacted by the effect of distributed generation, which is more concentrated within this customer profile.

The industrial segment, in turn, contracted by 1.9% Y/Y, in line with the decline in the physical industrial production index for the state of Rio de Janeiro, which fell by 1.5% in the same period.



## IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATION (DG)



In the quarter, the estimated share of compensated and simultaneous distributed generation accounted for 5.6% of the DisCo's total market, representing an increase of 131 GWh or +50.5% year over year. This growth was driven by a 24% increase in installed capacity within the Distribution's concession area, reaching 639 MW in March 2025.



## Revenue Protection Measures against Non-Technical Losses

In the 12-month period ended March 2025, total losses<sup>1</sup> (PT) reached 11,613 GWh, an increase of 911 GWh compared to the previous year (+8.5% YoY).

Non-technical losses<sup>1</sup> (NTL), the main contributor to this trend, rose by 713 GWh YoY, up 8.8% — in line with the increase in total losses<sup>1</sup>. Of this amount, 86.1% was recorded in Risk Areas, reflecting a slight increase of 0.1 percentage point compared to the same period last year.

The rise in non-technical losses during the quarter was primarily driven by higher average temperatures and a greater volume of unbilled consumption. In Risk Areas, the impact of rising temperatures was more significant, while in conventional areas the main driver was unbilled consumption, which tends to be more prevalent in these regions.

As a result, total losses over grid load reached 30.6% in the 12-month period (vs. 29.2% in Mar/24). From a regulatory standpoint, the non-technical loss<sup>1</sup> indicator over the Low Voltage Market (PNT/MBT<sup>1</sup>) reached 70.7%, standing 32.5 percentage points above the level recognized in the 2025 tariff (28.28%).

**R\$ 1.2 billion**  
**difference between**  
**actual and regulatory**  
**losses** over the last 12  
months.



MARKET<sup>1</sup>**GRID LOAD**

(GWh; LTM)



■ CTA

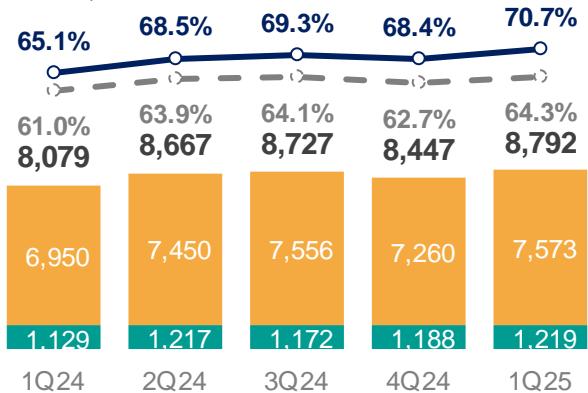
■ Risk Areas

LOSSES<sup>1</sup>**TOTAL LOSS (TL)**

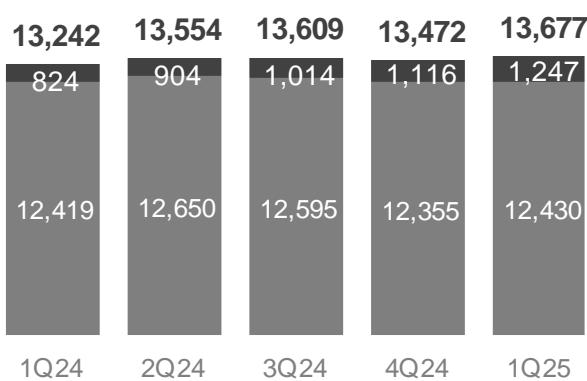
(GWh; LTM)

**NON-TECHNICAL LOSSES (NTL)**

(GWh; LTM)

**LOW VOLTAGE MARKET**

(GWh; LTM)



■ Low Voltage Market

■ DG Effect



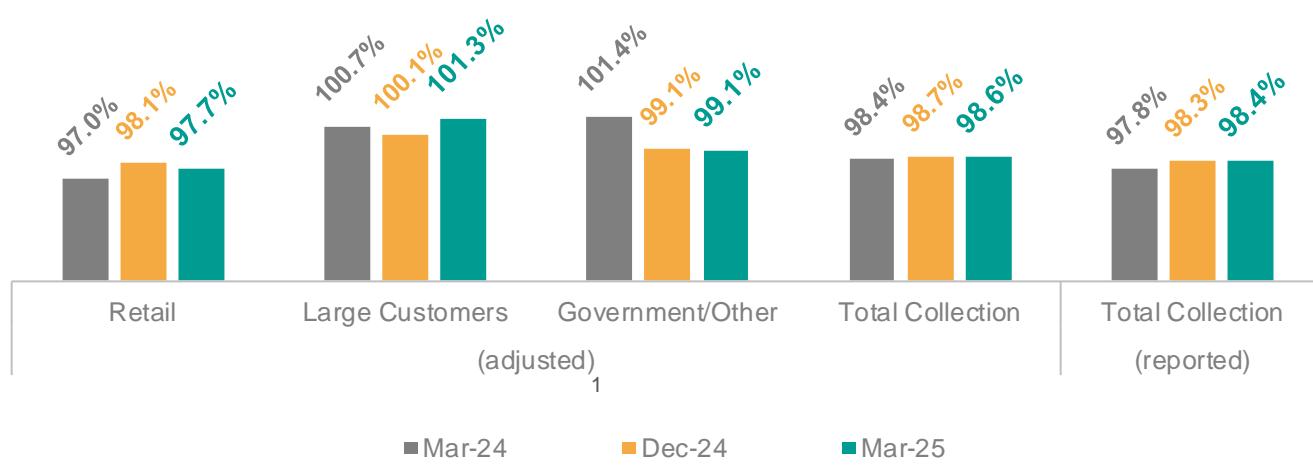
## Collection

Total collection reached 98.6%<sup>1</sup> in the 12-month period ended March 2025, representing an increase of 0.2 percentage points compared to the same period of the previous year, and remaining in line with the 12-month period ended December 2024. This result was driven by the improvement in the collection rate in the Retail segment, which rose by 0.7 percentage points year over year. The Company recently enhanced administrative and operational procedures in the segment, complementing them with technological initiatives in partnership with bank collection institutions.

It is also worth noting that, since the end of 2022, the Company has carried out a series of revisions to its collection processes. These actions sought to identify operational improvement levers aligned with Light's restructuring pillars, in order to more accurately and consistently reflect its business model. These structural changes contributed to an increase in the collection rate — particularly in the Retail segment — positioning the indicator at record levels. The Company believes it has reached a stage of maturity regarding these revisions and does not expect significant potential for further gains in the coming periods.

### COLLECTION RATE BY SEGMENT

(LTM)



## Quality

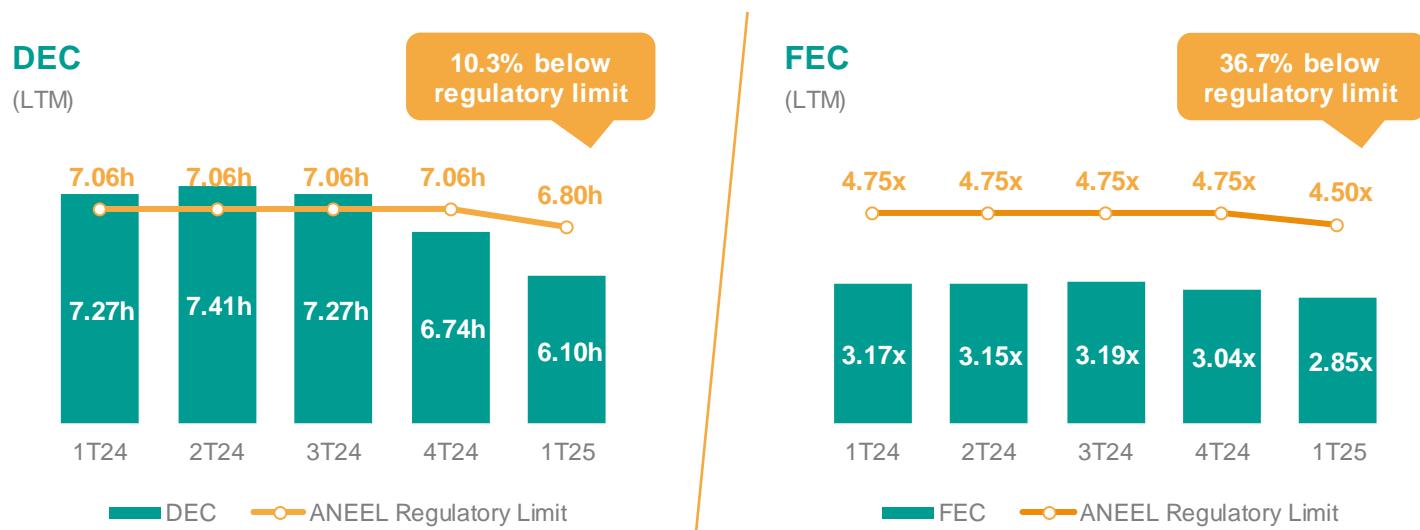
The equivalent duration of power supply interruptions per consumer unit (DEC) was 6.10 hours in the 12-month period ended 1Q25, a 9.5% reduction (-0.64h) compared to 4Q24.

The continuation of structural actions throughout 1Q25 sustained the trend of quality improvement observed at the end of the previous year. The period from October 2024 to March 2025 marked the best performance in the Company's historical series for the DEC indicator, reflecting the effectiveness of initiatives focused on reducing prolonged outages and enhancing the efficiency of field teams.

Despite a 20% year-over-year increase in emergency service calls in 1Q25, the following improvements contributed to this result: (i) power supply interruptions lasting more than 24 hours declined by approximately 60% during the period; and (ii) with the implementation of initial response via motorcycles, the average emergency response time (TMAE) fell by 37% quarter over quarter.

The equivalent frequency of power supply interruptions per consumer unit (FEC) over the past 12 months was 2.85x, a 6.3% reduction (-0.19x) compared to 4Q24. As with DEC, the solid performance allowed the indicator to close the period 36.7% below the regulatory limit.

The flexibility in reallocating teams across different operational demands and the reinforcement of service — particularly through in-house teams — strengthened our ability to respond to unforeseen events.



## Net Revenue

### NET REVENUE (R\$ million)

	1Q25	1Q24	Δ%
<b>Energy Supply</b>	<b>5,340</b>	<b>4,877</b>	<b>9.5%</b>
Residential	2,781	2,378	17.0%
Industrial	73	89	-17.3%
Commercial	1,074	1,130	-5.0%
Public Sector	367	378	-3.0%
Others	99	241	-58.9%
Unbilled Supply	192	(49)	-
Grid Usage (Free Market Customers)	752	710	5.9%
Short-Term Energy	2	-	-
<b>Other Revenues</b>	<b>190</b>	<b>181</b>	<b>4.5%</b>
Sectorial Assets/Liabilities (CVA)	(503)	(257)	95.6%
Construction Revenue	272	157	73.0%
Subsidies and Low-Income Tariff Compensation	168	114	46.9%
NRV	202	138	45.9%
Other Operating Income	51	29	77.5%
<b>Gross Revenue</b>	<b>5,530</b>	<b>5,058</b>	<b>9.3%</b>
Deductions	(2,036)	(1,953)	4.3%
<b>Net Revenue</b>	<b>3,494</b>	<b>3,106</b>	<b>12.5%</b>
<b>Adjusted Net Revenue*</b>	<b>3,020</b>	<b>2,892</b>	<b>4.4%</b>

(\*) Net revenue excluding NRV, construction revenue and non-recurring effects.

Light SESA's adjusted net revenue totaled R\$3.0 billion in 1Q25, up 4.4% compared to the same quarter of the previous year.

This increase can be attributed to: (i) higher energy supply in the residential segment, driven by increased consumption — following the rise in average temperatures during the period — combined with the tariff adjustment effective as of March 15, 2024 (4.05% for customers served at low voltage); and (ii) variation in the unbilled supply line, also influenced by temperature effects during the billing cycle closing.



## Gross Margin

### ADJUSTED GROSS MARGIN (R\$ million)

	1T25	1T24	Δ%
<b>Adjusted Net Revenue*</b>	<b>3,020</b>	<b>2,892</b>	<b>4.4%</b>
(-) Energy purchase	(2,096)	(2,312)	-9.3%
<b>Adjusted Gross Margin</b>	<b>924</b>	<b>580</b>	<b>59.3%</b>

(\*) Net revenue excluding NRV, construction revenue and non-recurring effects.

Adjusted gross margin (excluding construction revenue, NRV and non-recurring effects) totaled R\$924 million in 1Q25, up 59% compared to the same period last year. In addition to the increase in net revenue, gross margin was positively impacted by the reduction in energy purchase costs. The Company's weighted average purchase price (Pmix) fell by approximately 18% YoY, reflecting the termination of a high-volume contract with costs above market prices in effect in 1Q25, thus contributing to a reduction in the financial impact of energy purchases to cover non-technical losses.



## EBITDA

The DisCo's Adjusted EBITDA<sup>1</sup> totaled R\$471 million in 1Q25, a 259% increase compared to the previous year, in line with the significant growth in gross margin during the period.

PMSO expenses, excluding non-recurring effects related to Ilha do Governador in 1Q24, increased by R\$5 million, or 2%, compared to 1Q24. During the period, the upward pressure on expenses associated with the expansion of the corporate structure and the internalization of operational teams — including the related costs for acquiring personal protective equipment (PPE) — was almost entirely offset by the effect of greater labor capitalization in 1Q25.

In the same period, PECLD expenses, excluding non-recurring effects, increased by R\$14 million (+10% YoY) compared to the previous year, in line with revenue growth in the same period. Over the 12-month period, the ratio of adjusted PECLD to gross revenue<sup>2</sup> stood at 2.2% in Mar/25, down from 3.8% in the same period of the previous year.

Total contingency expenses decreased by R\$15 million in the quarter. This result was mainly due to the reduction in the number of lawsuits filed related to recurring litigation. Initiatives aimed at improving internal processes have contributed significantly to the decline in new legal claims since 2024.

### ADJUSTED EBITDA

(R\$ mn; QTR; Δ YoY)



Note: 1) Adjusted EBITDA = CVM EBITDA, excluding VNR, Other operating income/expenses, Equity income and non-recurring items, as reconciled in Annex I. 2) Gross revenue includes only captive and free market billing.



## Financial Results

### FINANCIAL RESULT (R\$ mn)

	1Q25	1Q24	Δ%
<b>Cost of Debt</b>	(89)	(313)	-71.6%
Net Charges	(89)	(186)	-51.9%
Δ FX Exchange and Monetary	20	(141)	-
Swap Operations	-	-	-
Financial Investments	51	14	273.4%
Fair Value Adjust.	(71)	-	-
<b>Financial Revenue /Exp.</b>	<b>(53)</b>	<b>(28)</b>	<b>92.3%</b>
Interest Installments	16	48	-67.6%
Balance Accounts Adjust.	(9)	1	-
CVA adjustments	(21)	(24)	-14.8%
Other	(39)	(52)	-25.2%
<b>Financial Result</b>	<b>(142)</b>	<b>(341)</b>	<b>-58.3%</b>

The financial result was a negative R\$142 million in 1Q25, representing an improvement of 58.3% compared to the same period last year. This performance mainly reflects: (i) gains from the accounting recognition of the new commercial terms of the Company's debts, as defined in the Judicial Reorganization Plan approved in May 2024; (ii) the effect of exchange rate variation; and (iii) higher returns from financial investments, in line with the increase in the Company's cash position during the period.

## Net Income

The DisCo ended the quarter with a profit of R\$243 million, reversing the R\$430 million loss recorded in the same quarter of the previous year. This result mainly reflects the improvement in operating performance, as evidenced by the growth in net margin and, consequently, EBITDA. The result also directly benefited from the incorporation of the effects of the novation of the Company's debts, in accordance with the conditions set forth in the approved Judicial Reorganization Plan, with particular emphasis on the positive impact on the financial result line.



## CAPEX

### DisCo CAPEX (R\$ mn)

	<b>1Q25</b>	<b>1Q24</b>	<b>Δ%</b>
<b>Electrical Assets</b>	<b>248</b>	<b>144</b>	<b>72.7%</b>
Loss reduction plan	47	41	15.6%
Receivables	4	7	-43.2%
Expansion	73	43	68.7%
Maintanance	124	52	136.0%
<b>Non-electrical Assets</b>	<b>40</b>	<b>25</b>	<b>59.6%</b>
Commercial	0	1	-77.6%
IT	32	22	43.7%
Other	7	1	621.3%
<b>Total</b>	<b>288</b>	<b>168</b>	<b>70.8%</b>

In 1Q25, the DisCo's investments totaled R\$288 million, an increase of R\$120 million or 70.8% compared to the same quarter of the previous year. This growth mainly reflects the prioritization of investments in network expansion and maintenance, ensuring supply quality and operational efficiency. Additionally, in 1Q25, there was a concentration of spending on the acquisition of transformers damaged by weather-related events and increased criminal activity, which temporarily impacted the maintenance line for the quarter.



## Debt

### INDEBTEDNESS AT FAIR VALUE (R\$ mn)

	1Q25	1Q24	Δ%
<b>Gross Debt</b>	<b>6,186</b>	<b>10,020</b>	-38.3%
<b>Short-term</b>	<b>90</b>	<b>10,020</b>	-99.1%
Foreign currency	14	2,332	-99.4%
Local currency	76	7,689	-99.0%
<b>Long-term</b>	<b>6,096</b>	-	-
Foreign currency	1,374	-	-
Local currency	4,722	-	-
<b>Cash Position</b>	<b>2,007</b>	<b>816</b>	145.9%
<b>Net Debt</b>	<b>4,179</b>	<b>9,204</b>	-54.6%

The Company's gross debt ended the period at R\$6.2 billion, a 38.3% reduction compared to the previous year. This result reflects Light's debt restructuring, completed in December with the delivery of the new instruments, in accordance with the conditions approved under the Judicial Reorganization Plan and aligned with the outcome of the payment option selection process.

At the end of the quarter, net debt totaled R\$4.2 billion, a 55% decrease year over year, driven both by the effects of the restructuring and, most notably, by the significant improvement in the Company's cash position during the period.

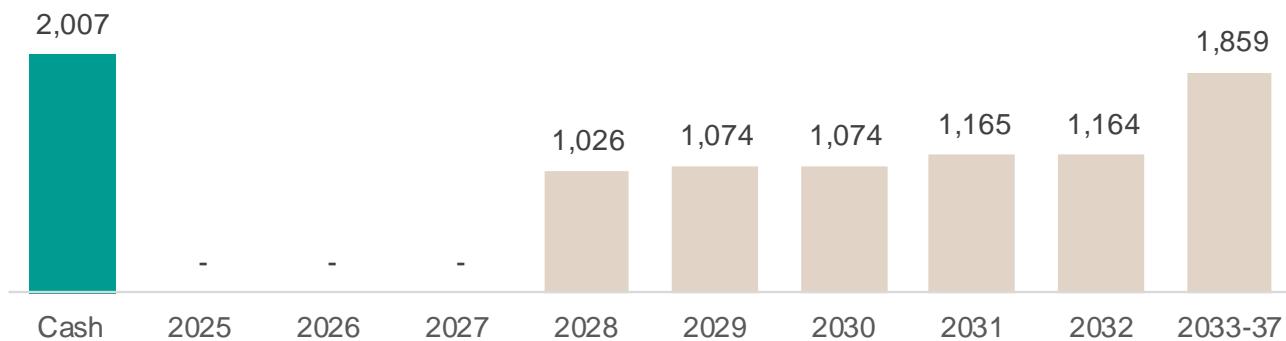
In addition to easing short-term cash pressure, the restructuring also allowed for the extension of debt maturities, representing a key milestone in the Group's pursuit of economic and financial balance. The average maturity of Light SESA's principal debt at the end of March 2025 was 6.3 years.



## Debt (continued)

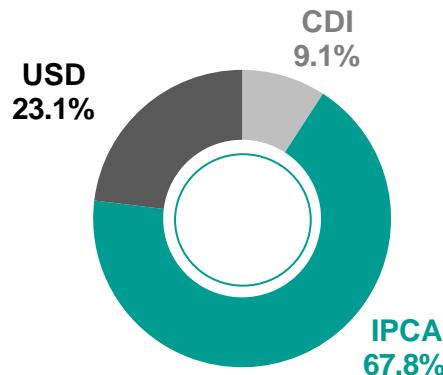
### DEBT AMORTIZATION SCHEDULE

(R\$ million)



The debt restructuring completed in 4Q24 also led to an adjustment of the Company's debt profile, making it more consistent with its business model, with a greater portion indexed to the IPCA and, therefore, more aligned with the revenue structure of the electricity sector.

### DEBT BY INDEX



### ENDIVIDAMENTO POR INSTRUMENTO (R\$ mi, 1T25)

	Valor de Face	AVJ	Valor Justo
IPCA + 5%	3,391	(409)	2,982
IPCA + 3%	1,679	(526)	1,153
USD @ 4,21%	1,123	(148)	975
USD @ 2,26%	592	(179)	413
Credores Financeiros	683	(20)	662
<b>Total</b>	<b>7,467</b>	<b>(1,281)</b>	<b>6,186</b>

Note: 1) Financial creditors debt accounted for in accordance with the conditions of the JR Plan (CDI+0.5%), despite the delivery of new securities having occurred after the quarter end.



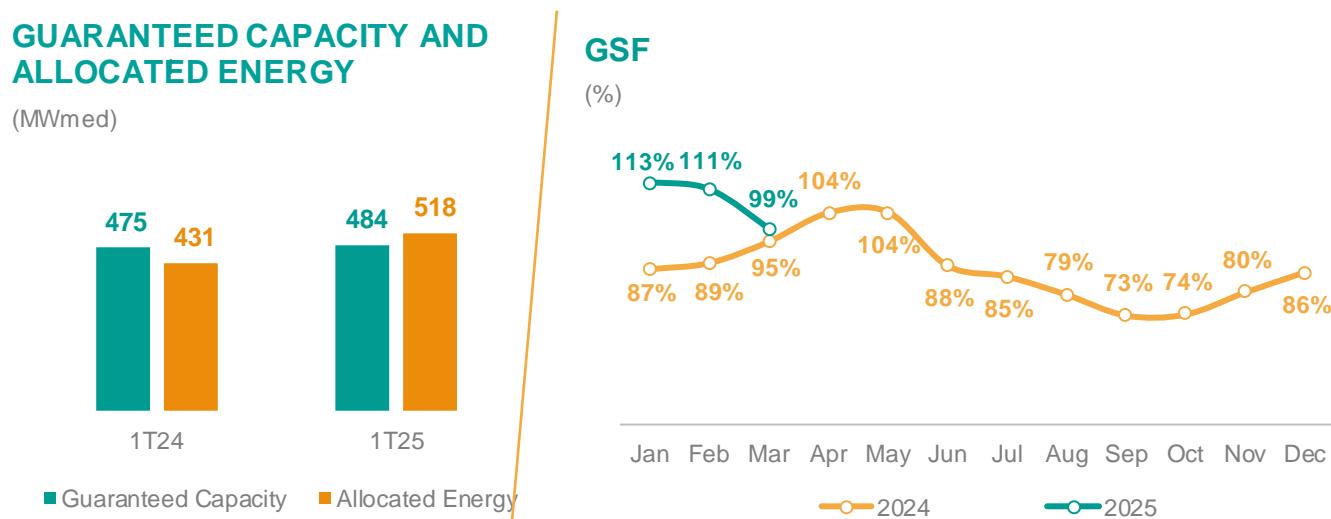
## Hydrological scarcity and demand growth pressured the PLD

In the first quarter of 2025, hydrological constraints compromised the recovery process of the National Interconnected System (SIN) reservoirs. Although January saw favorable inflows — resulting in storage levels above those observed in the same period of 2024 — February and March brought a significant reversal of this trend. Natural Inflow Energy (ENA) averaged around 50% of the Long-Term Mean (MLT), leading to lower Stored Energy levels than those recorded at the end of March 2024, and exerting upward pressure on the Difference Settlement Price (PLD).

On the demand side, SIN's energy load grew by 5.4% in the first quarter compared to the same period of the previous year.

In 1Q25, the Company's net physical guarantee<sup>1</sup> totaled 484 MWavg, representing a 1.8% increase year over year.

The chart below shows that both the net physical guarantee for the period and the allocated energy were higher than in the previous quarter, which can be attributed to the increase in the Generation Scaling Factor (GSF).



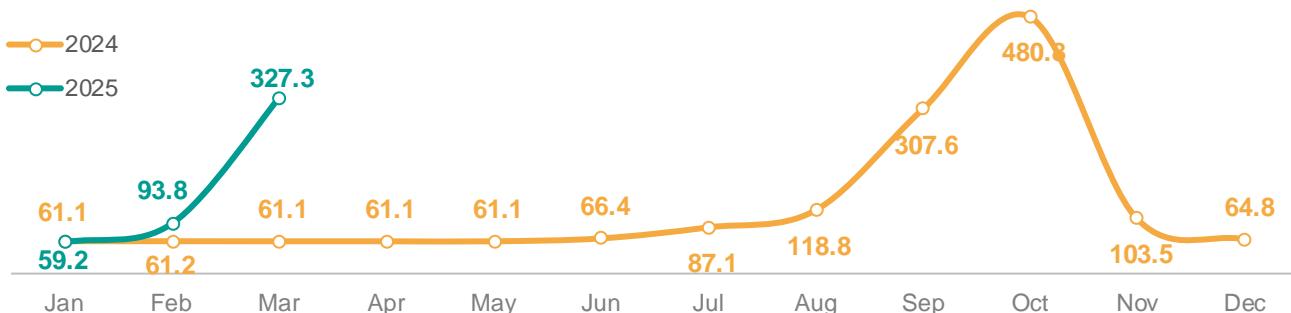
With regard to the PLD, there was a sharp increase in prices at the end of 1Q25, primarily due to worsening inflows across the system and expectations of unfavorable hydrological conditions ahead. The chart below illustrates this movement, with the average monthly PLD jumping from R\$93.8/MWh in Feb/25 to R\$327.3/MWh in Mar/25 — a 162% increase compared to 1Q24.

Note: 1) Net Guarantee Capacity excludes internal and pumping losses.



**AVERAGE MONTHLY PLD SOUTHEAST / MIDWEST**

(R\$/MWh)


**EBITDA**

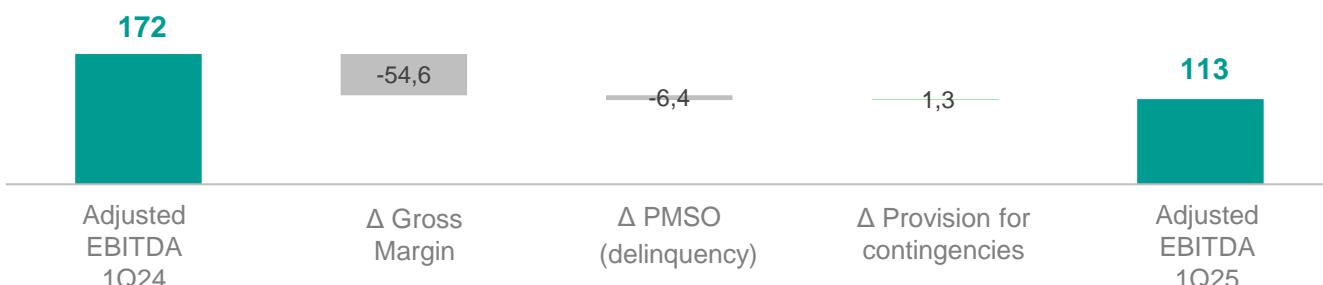
The Company's Generation and Trading segments posted combined net revenue of R\$264 million in 1Q25, up 15.3% compared to the same period last year. Net margin, however, totaled R\$134 million in the quarter, down 28.9%, or R\$55 million, year over year.

The volume sold by the Group reached 730 MWavg in 1Q25, a 44.9% increase compared to 1Q24 (504 MWavg). This increase reflects the operational strength of the Generation and Trading segments, focused on capturing more attractive margins in the market. However, the energy market is characterized by significant price volatility, due to its predominantly hydro-based matrix. In this context, the expiration of higher-priced contracts gave way to new contracts with lower average prices, in line with current market conditions.

As a result, combined Adjusted EBITDA for the Generation and Trading operations reached R\$113 million in 1Q25, down 34.6% YoY.

**EBITDA**

(R\$ mi, trimestre, Δ A/A)



Note: 1) EBITDA excludes other operating income/expenses and the mark-to-market effect (MtM) of Light COM contracts.



# Financial Results

## FINANCIAL RESULT (R\$ mn)

	<b>1Q25</b>	<b>1Q24</b>	<b>Δ%</b>
<b>Cost of Debt</b>	<b>37</b>	<b>(23)</b>	-
Net Charges	(31)	(16)	97.4%
Δ FX Exchange and Monetary	42	(43)	-
Swap Operations	1	6	-88.5%
Financial Investments	27	29	-6.9%
Fair Value Adjust.	(1)	-	-
<b>Financial Revenue /Exp.</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>104.9%</b>
Balance Accounts Adjust.	(0)	(0)	68.0%
Other	5	2	102.0%
<b>Financial Result</b>	<b>42</b>	<b>(21)</b>	<b>-</b>

In 1Q25, Light Energia + Com.'s financial result was positive at R\$42 million, reversing the negative amount recorded in the same period of the previous year. This performance mainly reflects exchange rate fluctuations during the period, which impacted approximately 60% of Light Energia's debt.

## Net Income

The combined operations of Light Energia and Light Com. recorded a profit of R\$183 million in the quarter, mainly driven by the accounting effect of marking the Trading contracts to market and the improvement in the financial result.



## CAPEX

### GENERATION CAPEX (R\$ mn)

	1Q25	1Q24	Δ%
Recurring	8	7	12.9%
Bypass Tunel	0	4	-96.3%
<b>Total</b>	<b>8</b>	<b>11</b>	<b>-26.6%</b>

Capital expenditures at Light Energia totaled R\$8 million in 1Q25, down 26.6% year over year.

The decline in investments during the quarter was mainly due to the suspension of works on the ByPass Tunnel in March 2023. However, this decrease was partially offset by recurring investments in the refurbishment and modernization of equipment and systems at the Company's power plants. These initiatives aim to ensure operational reliability and efficiency, extend asset life, and enhance energy performance. Additionally, the Company continues to evaluate new strategic investment opportunities to optimize its infrastructure and maintain the excellence of its generation assets.



## Debt

### GENERATION + TRADING INDEBTEDNESS (R\$ mn)

	<b>1Q25</b>	<b>1Q24</b>	<b>Δ%</b>
<b>Gross Debt</b>	<b>2,097</b>	<b>1,901</b>	<b>10.3%</b>
<b>Short-term</b>	<b>721</b>	<b>1,901</b>	<b>-62.1%</b>
Foreign currency	491	1,048	-53.1%
Local currency	229	853	-73.1%
<b>Long-term</b>	<b>1,376</b>	-	-
Foreign currency	703	-	-
Local currency	673	-	-
<b>Cash Position</b>	<b>1,450</b>	<b>1,085</b>	<b>33.7%</b>
<b>Net Debt</b>	<b>647</b>	<b>816</b>	<b>-20.8%</b>

(\*) In 1Q24, gross debt was fully accounted for in the short term due to the judicial reorganization process. Considering the balance of derivative contracts (swap) in gross debt.

In 1Q25, Light Energia reported gross debt of R\$2.1 billion, representing a 10% increase compared to the same quarter of the previous year, reflecting the recognition of accrued interest during the period. It is worth noting that, until April 2024, Light Energia's debt obligations were suspended due to the Company's request for judicial reorganization.

Net debt totaled R\$647 million, down 21% year over year, driven by the increase in cash position during the period.

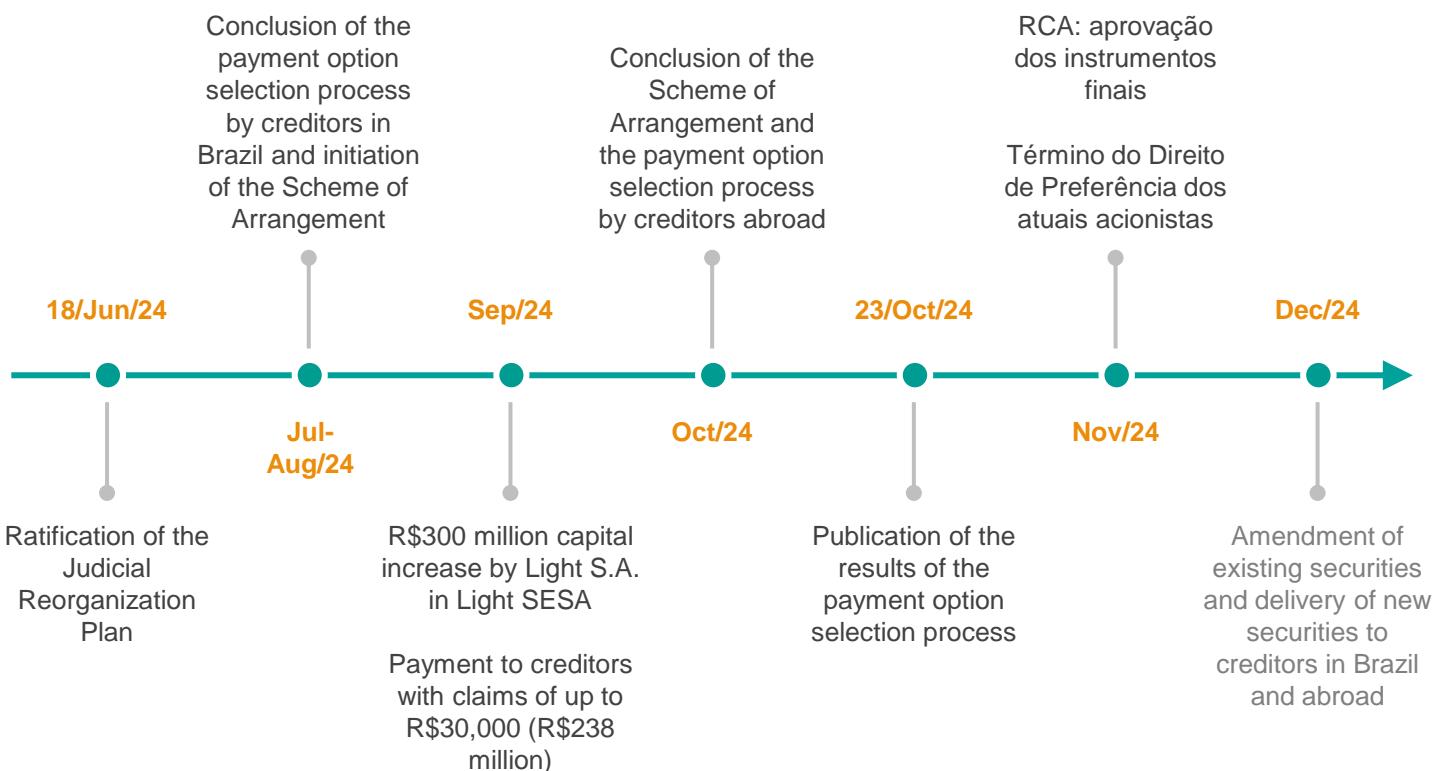
As provided for in the Judicial Reorganization Plan, the Company will conduct a reverse auction in the first half of 2025 for the early repayment of up to USD 89 million of the bond maturing in 2026, with a minimum discount of 5%. To enable this transaction and mitigate the potential negative impact of exchange rate fluctuations, the Company acquired U.S. dollars throughout 2024, in line with the provisions of the instrument's indenture. By the end of 1Q25, the Company had already acquired 100% of the required amount, which contributed to the improvement in its cash position during the period.



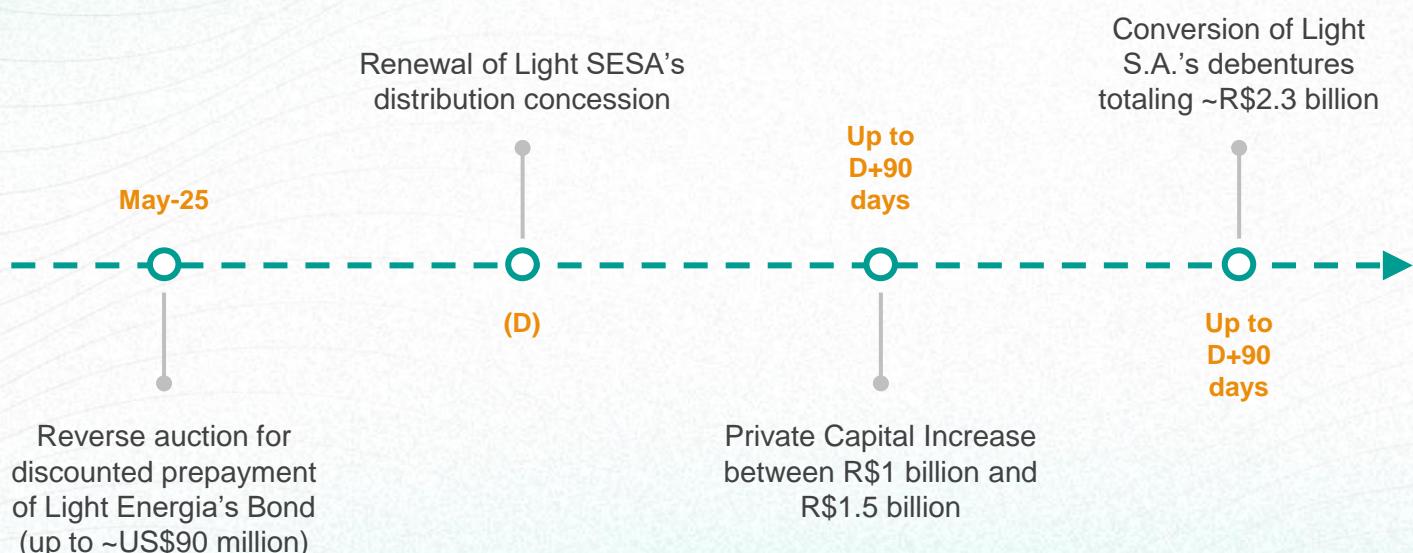
# Key Steps of the Judicial Reorganization



## COMPLETED STEPS



## NEXT STEPS



## Launch of Tender Offer to Repurchase Light Energia 4.375% Notes due 2026

On April 7, 2025, Light SESA and Light Energia announced the commencement of an offer to repurchase their 4.375% Notes due 2026, up to a maximum aggregate amount of US\$89,855,523. The Repurchase Offer will expire at 5:00 p.m. (New York time) on May 14, 2025, and may be extended or terminated earlier.

To access the Notice to the Market, [click here](#).

## Holding of General Meetings of Light S.A., Light SESA and Light Energia

On April 30, 2025, the Annual General Meeting of Light S.A. and the Annual and Extraordinary General Meetings of Light SESA and Light Energia were held, with all items on the agenda proposed by Management duly approved, as recorded in the respective minutes.

To access the minutes of Light S.A.'s AGM, [click here](#) (portuguese only).

To access the minutes of Light SESA's AGM/EGM, [click here](#) (portuguese only).

To access the minutes of Light Energia's AGM/EGM, [click here](#) (portuguese only).



## Annex I - Reconciliation of EBITDA

### CONSOLIDATED (R\$ mn)

	1Q25	1Q24	Δ%
<b>Net Income (Loss)</b>	<b>419</b>	<b>(357)</b>	-
(-) Income Tax/Social Contribution	(40)	(73)	-45.4%
(-) Deferred Inc. Tax/Social Contribution	(123)	(109)	12.6%
<b>EBT</b>	<b>582</b>	<b>(176)</b>	-
(-) Depreciation and Amortization	(220)	(211)	4.3%
(-) Financial Revenue (Expense)	(71)	(355)	-79.9%
<b>CVM EBITDA</b>	<b>873</b>	<b>390</b>	<b>123.9%</b>
(-) Other Operating Revenue/Expense	(60)	(7)	797.1%
(+/-) Light COM. MtM effect	152	-	-
(-) New Replacement Value (NRV)	202	138	45.9%
(-) Non-recurring effects	-	(40)	-
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>579</b>	<b>298</b>	<b>94.0%</b>

### DISTRIBUTION (R\$ mn)

	1Q25	1Q24	Δ%
<b>Net Income (Loss)</b>	<b>243</b>	<b>(430)</b>	-
(-) Income Tax/Social Contribution	-	-	-
(-) Deferred Inc. Tax/Social Contribution	(72)	(125)	-42.8%
<b>EBT</b>	<b>314</b>	<b>(305)</b>	-
(-) Depreciation and Amortization	(187)	(179)	4.4%
(-) Financial Revenue (Expense)	(142)	(341)	-58.3%
<b>CVM EBITDA</b>	<b>643</b>	<b>215</b>	<b>198.5%</b>
(-) Other Operating Revenue/Expense	(30)	(14)	114.4%
(-) New Replacement Value (NRV)	202	138	45.9%
(-) Non-recurring effects	-	(40)	-
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>471</b>	<b>131</b>	<b>259.0%</b>



## Annex I - EBITDA reconciliation (cont.)

### GENERATION AND TRADING (R\$ mn)

	1Q25	1Q24	Δ%
<b>Net Income (Loss)</b>	<b>183</b>	<b>96</b>	<b>91.0%</b>
(-) Income Tax/Social Contribution	(39)	(73)	-46.1%
(-) Deferred Inc. Tax/Social Contribution	(51)	16	-
<b>EBT</b>	<b>273</b>	<b>152</b>	<b>79.6%</b>
(-) Depreciation and Amortization	(32)	(31)	2.2%
(-) Financial Revenue (Expense)	40	(21)	-
<b>CVM EBITDA</b>	<b>265</b>	<b>205</b>	<b>29.4%</b>
(-) Other Operating Revenue/Expense	0	33	-98.9%
(+/-) Light COM. MtM effect	152	-	-
(-) Non-recurring effects	-	-	-
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>113</b>	<b>172</b>	<b>-34.6%</b>



## Annex II - Consolidated Quarterly Income Statement

### QUARTERLY CONSOLIDATED INCOME STATEMENT (R\$ mn)

	Adjusted		Δ%	Reported		Δ%
	1Q25	1Q24		1Q25	1Q24	
<b>Net Operating Revenue</b>	<b>3,742</b>	<b>3,404</b>	9.9%	<b>3,742</b>	<b>3,322</b>	12.7%
Purchased Electricity	(2,212)	(2,339)	-5.4%	(2,212)	(2,339)	-5.4%
Construction Cost	(272)	(157)	73.0%	(272)	(157)	73.0%
<b>Gross profit</b>	<b>1,259</b>	<b>908</b>	38.6%	<b>1,259</b>	<b>826</b>	52.4%
<b>Operating Expense</b>	<b>(545)</b>	<b>(682)</b>	-20.0%	<b>(545)</b>	<b>(640)</b>	-14.8%
PMSO	(265)	(256)	3.7%	(265)	(342)	-22.3%
Personnel	(137)	(136)	0.1%	(137)	(140)	-2.2%
Material	(19)	(8)	159.0%	(19)	(11)	70.6%
Outsourced Services	(142)	(126)	13.1%	(142)	(135)	5.5%
Others	33	14	140.2%	33	(56)	-
Depreciation and Amortization	(220)	(211)	4.3%	(220)	(211)	4.3%
Contingency Provisions	(68)	(84)	-19.1%	(68)	(84)	-19.1%
PECLD (delinquency)	(145)	(131)	10.4%	(145)	(4)	3881.1%
Efeito MtM Comercializadora	152	-	-	152	-	-
<b>Other Oper. Revenue/Expense</b>	<b>(60)</b>	<b>(56)</b>	7.9%	<b>(60)</b>	<b>(7)</b>	797.1%
<b>Financial Revenue/Expense</b>	<b>(71)</b>	<b>(355)</b>	-79.9%	<b>(71)</b>	<b>(355)</b>	-79.9%
Financial Revenue	138	147	-6.1%	138	147	-6.1%
Financial Expense	(209)	(502)	-58.3%	(209)	(502)	-58.3%
<b>Income Before Taxes</b>	<b>582</b>	<b>(185)</b>	-	<b>582</b>	<b>(176)</b>	-
Income Tax/Social Contribution	(40)	(56)	-29.0%	(40)	(73)	-45.4%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(123)	(109)	12.6%	(123)	(109)	12.6%
<b>Net Income</b>	<b>419</b>	<b>(341)</b>	-	<b>419</b>	<b>(357)</b>	-
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>579</b>	<b>298</b>	94.0%			

Note: 1) Adjusted EBITDA = CVM EBITDA, excluding NRV, Other operating income/expenses, Equivalence and non-recurring items, according to the reconciliation shown in Annex I.



## Annex III – DisCo's Quarterly Income Statement

### QUARTERLY DisCO INCOME STATEMENT (R\$ mn)

	Adjusted		Δ%	Reported		Δ%
	1Q25	1Q24		1Q25	1Q24	
<b>Net Operating Revenue</b>	<b>3,494</b>	<b>3,188</b>	9.6%	<b>3,494</b>	<b>3,106</b>	12.5%
Purchased Electricity	(2,096)	(2,312)	-9.3%	(2,096)	(2,312)	-9.3%
Construction Cost	(272)	(157)	73.0%	(272)	(157)	73.0%
<b>Gross profit</b>	<b>1,126</b>	<b>718</b>	56.7%	<b>1,126</b>	<b>636</b>	76.9%
<b>Operating Expense</b>	<b>(639)</b>	<b>(628)</b>	1.8%	<b>(639)</b>	<b>(586)</b>	9.1%
PMSO	(239)	(235)	2.0%	(239)	(320)	-25.3%
Personnel	(122)	(126)	-3.7%	(122)	(130)	-6.0%
Material	(17)	(7)	133.4%	(17)	(11)	51.8%
Outsourced Services	(130)	(119)	9.1%	(130)	(128)	1.4%
Others	29	18	61.2%	29	(52)	-
<b>Depreciation and Amortization</b>	<b>(187)</b>	<b>(179)</b>	4.4%	<b>(187)</b>	<b>(179)</b>	4.4%
<b>Contingency Provisions</b>	<b>(68)</b>	<b>(83)</b>	-17.9%	<b>(68)</b>	<b>(83)</b>	-17.9%
PECLD (delinquency)	(145)	(131)	10.4%	(145)	(4)	3881.1%
<b>Other Oper. Revenue/Expense</b>	<b>(30)</b>	<b>(14)</b>	114.4%	<b>(30)</b>	<b>(14)</b>	114.4%
<b>Financial Revenue/Expense</b>	<b>(142)</b>	<b>(341)</b>	-58.3%	<b>(142)</b>	<b>(341)</b>	-58.3%
<b>Income Before Taxes</b>	<b>314</b>	<b>(264)</b>	-	<b>314</b>	<b>(305)</b>	-
Income Tax/Social Contribution	-	-	-	-	-	-
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(72)	(125)	-42.8%	(72)	(125)	-42.8%
<b>Net Income</b>	<b>243</b>	<b>(430)</b>	-	<b>243</b>	<b>(430)</b>	-
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>471</b>	<b>131</b>	259.0%			

Note: 1) Adjusted EBITDA = CVM EBITDA, excluding NRV, Other operating income/expenses, Equivalence and non-recurring items, according to the reconciliation shown in Annex I.



## Annex IV – Generation and Trading Quarterly Income Statement

### QUARTERLY GENERATION AND TRADING INCOME STATEMENT (R\$ mn)

	Adjusted		Δ%	Reported		Δ%
	1Q25	1Q24		1Q25	1Q24	
<b>Net Operating Revenue</b>	<b>264</b>	<b>229</b>	<b>15.3%</b>	<b>264</b>	<b>229</b>	<b>15.3%</b>
Purchased Electricity	(130)	(40)	224.2%	(130)	(40)	224.2%
<b>Gross profit</b>	<b>134</b>	<b>189</b>	<b>-28.9%</b>	<b>134</b>	<b>189</b>	<b>-28.9%</b>
<b>Operating Expense</b>	<b>99</b>	<b>(48)</b>	-	<b>99</b>	<b>(48)</b>	-
<b>PMSO</b>	<b>(21)</b>	<b>(15)</b>	<b>42.3%</b>	<b>(21)</b>	<b>(15)</b>	<b>42.3%</b>
Personnel	(10)	(7)	33.9%	(10)	(7)	33.9%
Material	(0)	(0)	80.3%	(0)	(0)	80.3%
Outsourced Services	(8)	(4)	85.4%	(8)	(4)	85.4%
Others	(3)	(3)	1.4%	(3)	(3)	1.4%
<b>Depreciation and Amortization</b>	<b>(32)</b>	<b>(31)</b>	<b>2.2%</b>	<b>(32)</b>	<b>(31)</b>	<b>2.2%</b>
<b>Contingency Provisions</b>	<b>0</b>	<b>(1)</b>	-	<b>0</b>	<b>(1)</b>	-
Efeito MtM Comercializadora	152	-	-	152	-	-
<b>Other Oper. Revenue/Expense</b>	<b>0</b>	<b>(17)</b>	-	<b>0</b>	<b>33</b>	<b>-98.9%</b>
<b>Financial Revenue/Expense</b>	<b>40</b>	<b>(21)</b>	-	<b>40</b>	<b>(21)</b>	-
<b>Income Before Taxes</b>	<b>273</b>	<b>103</b>	<b>165.3%</b>	<b>273</b>	<b>152</b>	<b>79.6%</b>
Income Tax/Social Contribution	(39)	(56)	-30.0%	(39)	(73)	-46.1%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(51)	16	-	(51)	16	-
<b>Net Income</b>	<b>183</b>	<b>63</b>	<b>188.9%</b>	<b>183</b>	<b>96</b>	<b>91.0%</b>
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>113</b>	<b>172</b>	<b>-34.6%</b>			

Note: 1) Adjusted EBITDA = CVM EBITDA, excluding NRV, Other operating income/expenses, Equivalence and non-recurring items, according to the reconciliation shown in Annex I.



## Annex V – Consolidated Balance Sheet

### ASSETS (R\$ mn)

	31.03.2025	31.12.2024
<b>Current</b>		
Cash and cash equivalents	8,455	7,159
Marketable securities	26	186
Trade accounts receivable	3,574	2,904
Inventory	2,015	1,725
Taxes and contributions recoverable	88	80
Prepaid expenses	1,082	1,125
Dividends receivable	32	26
Receivables for services provided	-	-
Fair value in the purchase and sale of energy	21	19
Other receivables	767	305
Assets classified as held for sale	625	565
<b>Non-current</b>	<b>18,386</b>	<b>18,185</b>
Trade accounts receivable	225	225
Taxes and contributions recoverable	1,019	994
Deferred taxes	1,746	1,924
Deposits related to litigation	468	555
Derivative financial instruments – swaps	391	379
Concession financial assets	28	21
Related parties	10,083	9,724
Fair value in the purchase and sale of energy	-	-
Other receivables	367	268
Contract assets – infrastructure under construction	32	34
Investments	608	519
Property, plant and equipment	4	4
Intangible assets	2,027	2,039
Right-of-use assets	1,349	1,478
<b>Total Assets</b>	<b>26,841</b>	<b>25,344</b>



## Annex V – Consolidated Balance Sheet (cont.)

### LIABILITIES (R\$ mn)

	31.03.2025	31.12.2024
<b>Current</b>		
Trade accounts payable	5,873	5,034
Taxes and contributions payable	2,266	2,253
Deferred taxes	135	164
Loans and financing	4	-
Debentures	579	533
Remaining balances of derivative financial instruments swaps	232	171
Industry financial liabilities	-	21
Labor liabilities	515	130
Post-employment benefits	86	29
Amounts refundable to consumers	29	202
Lease obligations	226	43
Regulatory charges	50	347
Fair value in the purchase and sale of energy	365	260
Other debits	674	708
<b>Non-current</b>	<b>15,328</b>	<b>15,091</b>
Loans and financing	2,811	3,253
Debentures	6,360	5,549
Remaining balances of derivative financial instruments swaps	-	406
Industry financial liabilities	914	730
Taxes and contributions payable	337	51
Deferred taxes	71	291
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	337	4,012
Post-employment benefits	(171)	169
Lease obligations	4,055	233
Amounts refundable to consumers	71	18
Fair value in the purchase and sale of energy	246	335
Other debits	314	45
<b>Equity</b>	<b>5,640</b>	<b>5,218</b>
Share capital	5,392	5,392
Capital reserve	356	356
Accumulated losses	(177)	(594)
Asset valuation adjustments	238	242
Other comprehensive income	(178)	(178)
<b>Total Liabilities</b>	<b>26,841</b>	<b>25,344</b>



## ANNEX VI - Consolidated Indebtedness

### CONSOLIDATED INDEBTEDNESS AT FAIR VALUE (R\$ mn)

	1Q25	1Q24	Δ%
<b>Gross Debt</b>	<b>9,983</b>	<b>11,922</b>	-16.3%
<b>Short-term</b>	<b>811</b>	<b>11,922</b>	-93.2%
Foreign currency	505	3,380	-85.0%
Local currency	306	8,542	-96.4%
<b>Long-term</b>	<b>9,172</b>	-	-
Foreign currency	2,594	-	-
Local currency	6,578	-	-
<b>Cash Position</b>	<b>3,600</b>	<b>1,901</b>	89.4%
<b>Net Debt</b>	<b>6,383</b>	<b>10,021</b>	-36.3%

### CONSOLIDATED INDEBTEDNESS BY INSTRUMENT (R\$ mn, 1Q25)

	Face Value	Fair Value Adjst (1)	Fair Value
Convertible (R\$)	1,663	(497)	1,166
Convertible (USD)	595	(87)	508
Non-Opting (R\$)	54	(36)	17
Non-Opting (USD)	22	(15)	8
Light SESA	7,467	(1,281)	6,186
Light Energia	2,101	(4)	2,097

Note: 1) Includes the fair value adjustment (FVA) and the effect of the reclassification of convertible instruments to equity, in accordance with Explanatory Note No. 29. To learn more about the conditions of the new instruments, visit:: <https://ri.light.com.br/en/disclosures-and-results/debt-issuance/>



## Annex VII – Energy Balance

### POWER BALANCE (GWh)

	1Q25	1Q24	Δ%
Grid Load	11,047	10,458	5.6%
Grid Usage	3,244	2,864	13.3%
Own Load	7,803	7,593	2.8%
Billed Electricity (Captive)	3,951	3,979	-0.7%
Low Voltage	3,524	3,319	6.2%
Medium and High Voltage	426	660	-35.4%
<b>Total Loss</b>	<b>3,852</b>	<b>3,615</b>	<b>6.6%</b>
<b>Perda Total (fonte: Perdas)</b>	<b>3,945</b>	<b>3,616</b>	<b>9.1%</b>

### POWER BALANCE (GWh)

	1Q25	%
(+) Proinfa	87	1.1%
(+) Itaipu	984	12.3%
(+) Auctions	4,696	58.7%
(+) Norte Flu	-	0.0%
(+) Quotas	760	9.5%
(+) Angra I and II	199	2.5%
(+) Others (CCEE)	1,274	15.9%
<b>Energy Requirement (CCEE)</b>	<b>8,000</b>	<b>-</b>
<b>Own Load</b>	<b>7,803</b>	<b>-</b>
Billed Electricity (Captive)	3,951	-
Residential	2,502	63.3%
Industrial	55	1.4%
Commercial	882	22.3%
Others	512	13.0%
Technical Losses	930	-
Non-Technical Losses	2,922	-
<b>Backbone Grid Losses</b>	<b>197</b>	<b>-</b>

Notes: 1) Others (CCEE): includes balance between purchase and sale on the spot market, 2) Own Load: does not consider possible differences between measurement and billing in the free segment.



## Q1 2025 Results Conference Call



11h00 (BRT) – Brasília, Brazil

10h00 (EDT) – New York, USA

15h00 (GMT) – London, UK

Webcast in Portuguese with simultaneous translation:  
[click here.](#)

### Investor Relations

[ri.light.com.br/en](http://ri.light.com.br/en)

ri@light.com.br

