



Release de resultados

1T26

CONFERÊNCIA DE
RESULTADOS

15 de Maio de 2026

11h00 (BRT) – Brasília, Brasil

10h00 (EDT) – Nova York, EUA

15h00 (BST) – Londres, UK

WEBCAST EM
PORTUGUÊS COM
TRADUÇÃO SIMULTÂNEA:

[clique aqui](#)

ri@light.com.br
ri.light.com.br

LIGT
B3 LISTED NM

Destaques 1T26 – Light S.A.

- **Renovação da concessão de distribuição da Light por mais 30 anos**, com contrato de concessão que reconhecerá as especificidades da Light. Principais variáveis a serem consideradas na Revisão Tarifária Periódica de 2027;
- **EBITDA Ajustado consolidado de R\$423 milhões no 1T26** (-27,0% A/A), refletindo bom resultado da vertical de Geração e Comercialização de R\$164 milhões (+45,3% A/A), e um trimestre desafiador na Distribuidora de R\$247 milhões (-47,5% A/A);
- **Lucro Líquido de R\$2,8 bilhões no 1T26** (ante R\$419 milhões no 1T25), impulsionado pelo efeito pontual de reconhecimento de créditos tributários de períodos anteriores, contabilizados no resultado em função da renovação da concessão;
- **CAPEX de R\$349 milhões no 1T26** (+18,0% A/A), com destaque para manutenção e expansão da rede;
- Indicadores de **eficiência operacional da Distribuidora em trajetória de melhoria**, com redução no TMA e nas interrupções acima de 24h.

(R\$ milhões)	1T26	1T25	Δ%
Receita Líquida ⁽¹⁾	3.711	3.269	13,5%
EBITDA CVM	430	873	-50,7%
EBITDA Ajustado ⁽²⁾	423	579	-27,0%
Lucro Líquido	2.821	419	573,0%
Lucro Líquido Ajustado ⁽³⁾	(80)	267	-
Caixa e Equivalentes	1.417	3.600	-60,6%
Dívida Líquida Proforma ⁽⁴⁾	6.701	4.681	43,2%
Dív. Líq. / EBITDA 12M p/ covenants ⁽⁵⁾	3,69x	2,28x	61,9%
Capex	349	296	18,0%

(1) Exclui receita de construção; (2) Exclui VNR, outras receitas/despesas operacionais, efeito da marcação a mercado (MtM) dos contratos da Light COM e itens não recorrentes, conforme conciliação demonstrada no anexo I; (3) Lucro Líquido ajustado pelo efeito do MtM da Light COM e itens não recorrentes; (4) Dívida ajustada desconsiderando a parcela da dívida conversível em ações da Light S/A; (5) Covenant consolidado, conforme escritura.

1.0 Light Consolidado

- 1.1 Desempenho Financeiro
- 1.2 Investimentos
- 1.3 Endividamento
- 1.4 Eventos Subsequentes

2.0 Distribuição (Light SESA)

- 2.1 Mercado de Energia Medido
- 2.2 Perdas
- 2.3 Arrecadação
- 2.4 Qualidade
- 2.5 Receita Bruta e Margem
- 2.6 EBITDA
- 2.7 Resultado Financeiro
- 2.8 Imposto de Renda e Contribuição Social
- 2.9 Resultado Líquido
- 2.10 Endividamento

3.0 Geração e Comercialização (Light Energia & Com.)

- 3.1 Contexto Operacional
- 3.2 Desempenho Financeiro
- 3.3 Resultado Financeiro
- 3.4 Resultado Líquido
- 3.5 Endividamento

4.0 Anexos

- 4.1 I – Conciliação do EBITDA
- 4.2 II – DRE Consolidada
- 4.3 III – DRE Distribuidora
- 4.4 IV – DRE Geradora + Comercializadora
- 4.5 V – Balanço Patrimonial Consolidado
- 4.6 VI – Endividamento
- 4.7 VII – Balanço Energético

1.0 Light Consolidado

1.1 Desempenho Financeiro

(R\$ milhões)	1T26	1T25	Δ%
Receita Líquida	4.046	3.742	8,1%
Receita Líquida Ajustada ⁽¹⁾	3.711	3.269	13,5%
Energia Comprada	(2.727)	(2.212)	23,3%
Margem Bruta Ajustada ⁽¹⁾	984	1.057	-6,9%
Despesa Operacional	(862)	(545)	58,1%
PMSO	(351)	(265)	32,3%
Depreciação e Amortização	(240)	(220)	9,1%
Contingências	(65)	(68)	-4,0%
PECLD	(145)	(145)	0,3%
Efeito Marcação a Mercado	(54)	152	-
Equivalência Patrimonial	(7)	-	-
Outras Rec./Desp. Oper.	(134)	(60)	121,5%
Resultado Financeiro	(153)	(71)	114,5%
IR/CS	2.783	(163)	-
Lucro Líquido	2.821	419	573,0%
Lucro Líquido Ajustado ⁽²⁾	(80)	267	-
EBITDA CVM	430	873	-50,7%
EBITDA Ajustado ⁽³⁾	423	579	-27,0%

A margem bruta consolidada totalizou R\$984 milhões no 1T26, recuo de 6,9% A/A. O resultado reflete, de um lado, a margem bruta positiva do segmento de Geração e Comercialização, que cresceu 42,8% A/A, capturando o PLD mais elevado no curto prazo e o maior volume comercializado (1.026 MWm no 1T26, 40,6% A/A). Em contrapartida, no segmento de Distribuição, impacto negativo devido à queda do mercado de energia, assim como maior preço médio de compra de energia para suprir montante de perdas não técnicas não reconhecidas na tarifa.

O EBITDA Ajustado consolidado totalizou R\$423 milhões no 1T26 (-27,0% A/A), reflexo da compressão da margem bruta e do aumento do PMSO, que totalizou R\$351 milhões no período. A linha de PECLD manteve-se estável em R\$145 milhões e as provisões para contingências recuaram 4,0% A/A

(1) Exclui receita (e custo na margem) de construção, VNR e não recorrente de R\$45,5 milhões da receita de indenização dos ativos de transmissão relicitados no 1T26 ("Indenização");

(2) Exclui a Indenização, o efeito da marcação a mercado dos contratos da Light COM ("MtM da COM") e evento pontual de R\$2,9 bilhões de IR/CS diferido;

(3) Exclui VNR, outras receitas/despesas operacionais, Indenização, MtM da COM e equivalência patrimonial.

para R\$65 milhões, em continuidade à trajetória de melhora estrutural observada nos últimos trimestres.

A Companhia registrou lucro líquido de R\$2,8 bilhões no 1T26, ante R\$419 milhões no 1T25, impulsionado pelo reconhecimento pontual de R\$2,9 bilhões de créditos tributários que foram reconhecidos no resultado em função da renovação da concessão da Light SESA e expectativa de realização dos mesmos ao longo dos próximos anos.

1.2 Investimentos

(R\$ milhões)	1T26	1T25	Δ%
Light Energia	8	8	2,1%
Light SESA	341	288	18,4%
Ativos Elétricos	289	248	16,6%
Manutenção	137	124	10,4%
Expansão	88	73	20,5%
Plano de Perdas	61	47	30,4%
Recebíveis	3	4	-25,8%
Ativos não Elétricos	51	40	29,5%
TI	34	32	6,8%
Comercial	2	0	367,3%
Demais	15	7	117,6%
Total	349	296	18,0%

A Companhia investiu R\$349 milhões no 1T26, crescimento de 18,0% frente ao 1T25, em alinhamento ao seu novo ciclo de investimentos na Distribuição, com foco na renovação, modernização e digitalização da rede, buscando a melhoria contínua da qualidade para seus consumidores, maior confiabilidade do serviço, maior resiliência e eficiência da operação.

Os investimentos na Distribuidora somaram R\$341 milhões (+18,4% A/A), dos quais R\$289 milhões (85%+) foram destinados a ativos elétricos. Os investimentos em manutenção da rede alcançaram R\$137 milhões (+10,4% A/A), impulsionados por obras subterrâneas corretivas em áreas prioritizadas e manutenção preventiva em redes de baixa tensão. Em expansão, os investimentos totalizaram R\$88 milhões (+20,5% A/A), refletindo obras com prazos regulados associadas ao cronograma de 2026 e novas ligações sob demanda de clientes. O plano de combate às perdas recebeu R\$61 milhões (+30,4% A/A) direcionados à substituição de medidores obsoletos por modelos modernos, incluindo medidores inteligentes, e às obras pontuais de blindagem.

Os investimentos em ativos não elétricos (sistemas, TI, patrimônio e outros) totalizaram R\$51 milhões (+29,5% A/A), impulsionados por TI, que alcançou R\$34 milhões (6,8% A/A), refletindo o avanço da

agenda de transformação, com destaque para o projeto Big Bang, programa de modernização da arquitetura tecnológica da Companhia composto por 11 projetos estratégicos de renovação da base operacional e de sistemas de apoio, além dos investimentos em segurança da informação e modernização do data center.

A Light Energia investiu R\$8 milhões no trimestre (+2,1% A/A), em linha com o estágio atual do parque gerador.

1.3 Endividamento

(R\$ milhões)	1T26	1T25	Δ%	4T25	Δ%
Dívida Bruta Ajustada ⁽¹⁾	8.118	8.281	-2,0%	7.992	1,6%
Curto Prazo	1.296	807	60,7%	1.219	6,4%
Em Moeda Nacional	362	301	20,1%	333	8,6%
Em Moeda Estrangeira	935	505	85,0%	886	5,5%
Longo Prazo Ajustada ⁽¹⁾	6.821	7.474	-8,7%	6.774	0,7%
Em Moeda Nacional	5.517	5.389	2,4%	5.410	2,0%
Em Moeda Estrangeira	1.304	2.085	-37,5%	1.363	-4,4%
Dívida Bruta	9.803	9.955	-1,5%	9.690	1,2%
Dívida Bruta Ajustada ⁽¹⁾	8.118	8.281	-2,0%	7.992	1,6%
Dívida Conversível	1.686	1.674	0,7%	1.698	-0,7%
Posição de Caixa	1.417	3.600	-60,6%	1.747	-18,9%
Dívida Líquida Ajustada ⁽¹⁾	6.701	4.681	43,2%	6.246	7,3%
Dívida Líquida	8.386	6.355	32,0%	7.943	5,6%
Dív. Líq. / EBITDA Ajust. 12M ⁽²⁾	3,69x	2,28x	61,9%	3,33x	10,8%

A dívida bruta ajustada da Companhia encerrou o trimestre em R\$8,1 bilhões, redução de 2,0% em relação ao 1T25, refletindo, principalmente, a realização do leilão reverso para pré-pagamento de principal das Notes da Light Energia, ocorrido em maio de 2025, assim como o efeito favorável da valorização do Real frente ao Dólar sobre a parcela em moeda estrangeira no período.

A dívida de curto prazo apresentou elevação em relação a março de 2025, explicada principalmente pela reclassificação das Notes da Light Energia com vencimento em junho de 2026, cuja liquidação será suportada pela geração de caixa operacional e pela posição de caixa atual da Geradora. A posição de caixa ao final do período foi de R\$1,4 bilhão, sendo R\$958 milhões na Geradora e R\$358

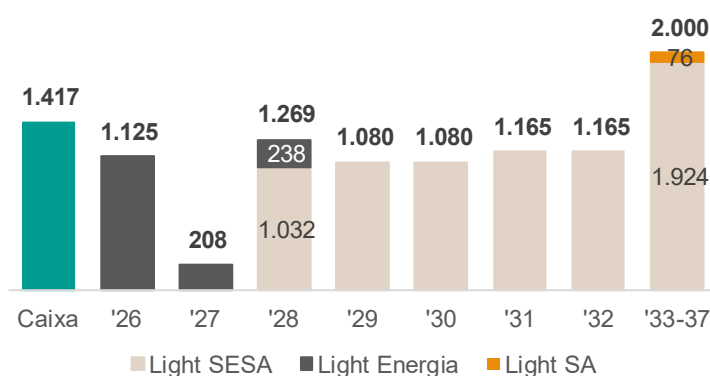
milhões na Light SESA. A redução se deu, principalmente, na Light SESA, pela formação de CVA em montante superior a R\$1 bilhão (ano contra ano), além das ações de aumento de investimentos ao longo do 2025. Na Light Energia, redução do caixa pela recompra parcial dos Bonds, ocorrida em maio de 2025. No agregado, a dívida líquida ajustada totalizou R\$6,7 bilhões ao final de março de 2026, representando relação dívida líquida / EBITDA ajustado para *covenants* dos últimos 12 meses de 3,69x (ante 2,28x no 1T25).

Conforme previsto no Plano de Recuperação Judicial, com a renovação do contrato de concessão da SESA, a Companhia efetuará um aumento de capital privado de até R\$1,5 bilhão (mínimo de R\$1,0 bilhão) em até 90 dias após a assinatura. Uma vez concluído esse evento, em uma visão ajustada, a dívida líquida consolidada pós-aumento de capital e conversão da dívida seria equivalente a aproximadamente R\$5,2 bilhões.

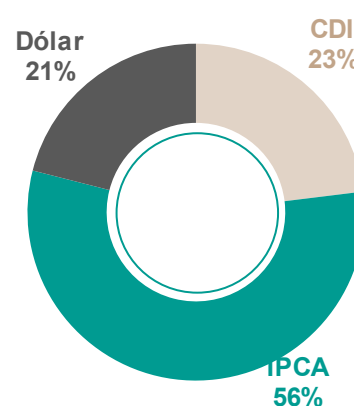
Após a reestruturação da dívida ocorrida em 2024, o perfil do endividamento tornou-se mais aderente ao modelo de negócio do setor elétrico, com 56% do montante total indexado ao IPCA. Ao final do período, 88% da dívida bruta ajustada possuía vencimento no longo prazo.

Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Não Conversível

(R\$ milhões)



Dívida Proforma por Indexador ⁽¹⁾



1.4 Eventos Subsequentes – Aumento de Capital

A assinatura da renovação do contrato de concessão da Distribuidora foi a condição precedente para que, em 14 de maio de 2026, o Conselho de Administração aprovasse o aumento de capital privado da Companhia, conforme previsto em seu Plano de Recuperação Judicial.

A operação será executada em duas etapas, sendo (i) a primeira delas um aumento de capital privado, com entrada de novos recursos, que poderá chegar a até R\$1,5 bilhão, com captação mínima de R\$1,0 bilhão; e (ii) na sequência, a conversão em ações da dívida conversível da Light S.A. – composta pela debênture emitida no Brasil e pela *global warrant* emitida no exterior, no montante total de aproximadamente R\$2,2 bilhões.

O conjunto das operações reduzirá significativamente o endividamento da Companhia, podendo situar a dívida líquida da Light SESA entre R\$4,6 e R\$5,1 bilhões após a conclusão do processo(1).

Essa operação representará o último grande movimento de execução do Plano de Recuperação Judicial e sua conclusão completará o processo de fortalecimento da estrutura de capital da Light, iniciado com o reperfilamento da dívida concluído ao final de 2024.

Cronograma previsto

Condições

Aumento de capital privado com direito de preferência garantido aos atuais acionistas

Montante até R\$1,5 bilhão
(mínimo de R\$1 bilhão)

Preço de emissão R\$6,29 / ação

Bônus de vantagem adicional 2 bônus : 1 ação
subscrita no direito de preferência

Valor de exercício do bônus R\$0,01 / bônus

Lock-up 30 meses com 5
janelas de liberação

(D)

Renovação da Concessão de Distribuição

14/mai

Aprovação do Aumento de Capital

19/mai

Data de corte para deter o direito de preferência

20/mai a 18/jun

Negociação e exercício do direito de preferência

TBD

Rodada de Sobras

TBD

Homologação do aumento de capital privado em RCA

Até D+90

Próximas etapas:

- Exercício do bônus de vantagem adicional aos subscritores do direito de preferência ou sobras
- Conversão das Debêntures Locais e Global Warrant

2.0 Light SESA

2.1 Mercado de energia medido

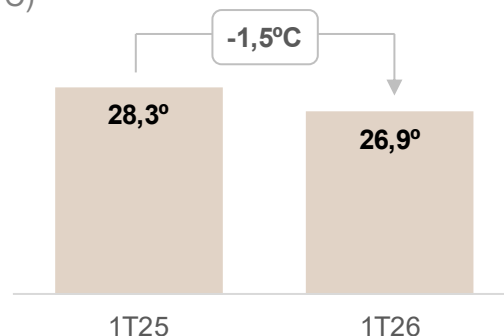
(GWh)	1T26	1T25	Δ%
Energia Distribuída	6.750	7.128	-5,3%
Residencial	2.376	2.498	-4,9%
Comercial	2.067	2.156	-4,1%
Industrial	1.182	1.267	-6,7%
Concessionárias	245	270	-9,4%
Outros	879	937	-6,2%
Cativo	3.790	4.105	-7,7%
Residencial	2.376	2.498	-4,9%
Comercial	911	1.029	-11,5%
Industrial	44	58	-23,9%
Outros	459	520	-11,8%
Uso de Rede / Livre	2.539	2.606	-2,5%
Comercial	1.156	1.127	2,6%
Industrial	1.138	1.209	-5,9%
Concessionárias	245	270	-9,4%
Outros	420	417	0,7%

No 1T26, o mercado da Light refletiu a continuidade de fatores climáticos e estruturais observados ao longo de 2025, agora apresentados sob a visão do mercado medido, em linha com as novas diretrizes regulatórias (CP nº 09/ANEEL) (1).

O período foi marcado por (i) temperaturas médias significativamente abaixo das registradas no 1T25, com impacto sobre a demanda nos segmentos residencial e comercial; e (ii) por um fevereiro atípico, o mais chuvoso no Rio de Janeiro em quase 30 anos. Cabe mencionar também a base comparativa mais forte do 1T25, quando a Companhia registrou o fevereiro mais quente dos últimos seis anos e recorde de demanda.

Temperatura Média

(°C)



O mercado consolidado totalizou 6.750 GWh no 1T26, com retração de 5,3% A/A, reflexo da queda de 1,5°C A/A na temperatura média do período, que recuou de 28,3º no 1T25 para 26,9°C no 1T26. As temperaturas mais amenas, combinadas ao maior volume de precipitação observado em todas as regiões da concessão, reduziram a demanda por conforto térmico – efeito parcialmente mitigado pelo forte desempenho do turismo no Rio de Janeiro no início do trimestre.

Nesse contexto, o segmento residencial representou 2.376 GWh no 1T26 (-4,9% A/A), enquanto o segmento comercial registrou 2.067 GWh (-4,1% A/A), resultado da retração de 11,5% A/A no mercado cativo, parcialmente compensada pelo crescimento de 2,6% A/A no uso de rede.

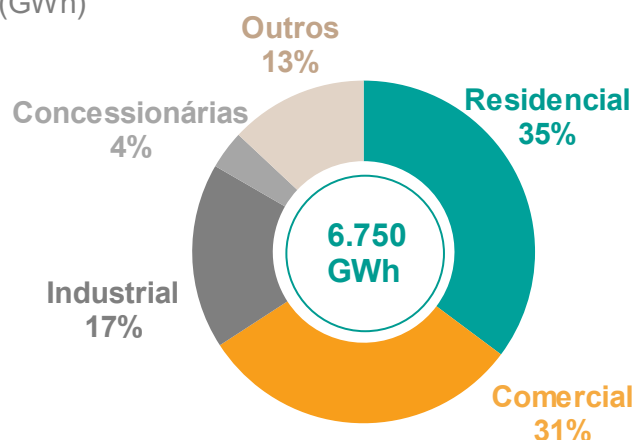
O segmento industrial somou 1.182 GWh (-6,7% A/A), refletindo a desaceleração da produção siderúrgica na área de concessão, bem como a variação no perfil de consumo de um cliente de alta tensão, movimento que se intensificou ao longo dos trimestres finais de 2025. Já as concessionárias apresentaram consumo de 245 GWh (-9,4% A/A), mantendo a dinâmica observada no 4T25.

Cabe ressaltar que o desempenho do trimestre foi influenciado por uma base comparativa elevada, marcada pelo consumo recorde registrado pela Companhia em fevereiro de 2025 – o maior da série histórica. Esse efeito se reflete com maior intensidade na comparação isolada de fevereiro, que apresentou recuo de 9,8% A/A.

A GD Compensada totalizou 318 GWh no 1T26 (+35,8% A/A), com o comercial e o residencial liderando a compensação de créditos, mantendo a tendência de expansão observada nos últimos trimestres.

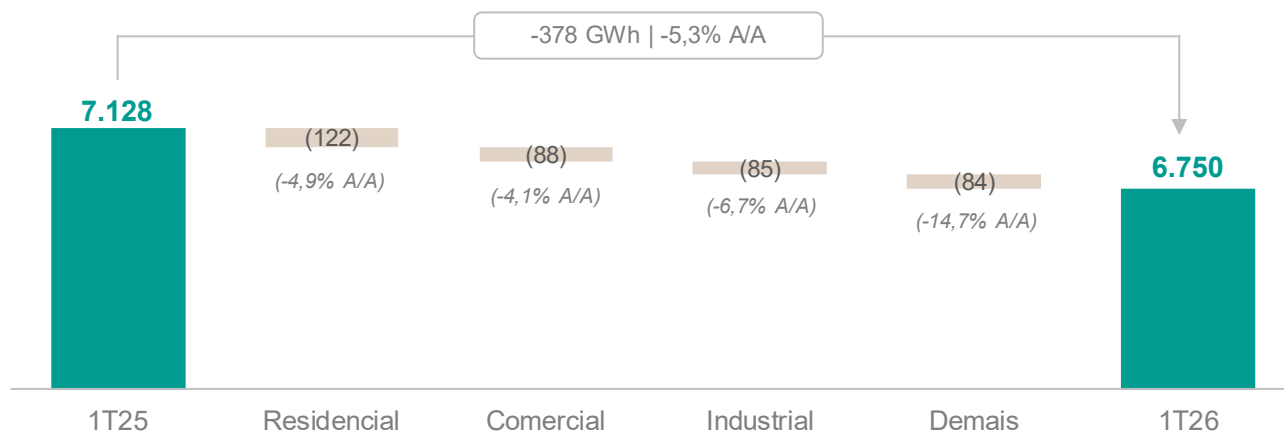
Mercado de Energia (1T26)

(GWh)



Mercado de Energia

(GWh)



2.2 Perdas

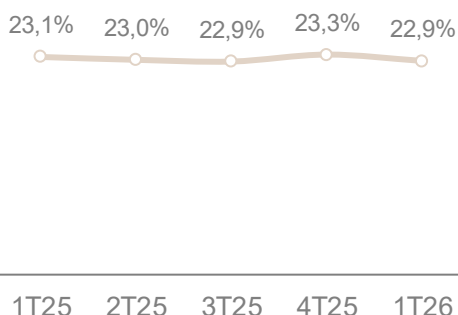
No acumulado dos últimos 12 meses encerrados no 1T26, a perda total ex-REN ajustada (PT) alcançou 10.725 GWh, redução de 888 GWh (-7,6% A/A) em relação ao mesmo período do ano anterior. O resultado da dinâmica do período reflete as condições climáticas do 1T26, com temperatura média mais amena, de 26,9°C (variação de -1,5°C em relação ao 1T25), e o avanço consistente das ações do Plano de Perdas, suportando a retomada a trajetória de queda do indicador após o efeito pontual observado no final de 2025, em função das temperaturas atipicamente elevadas na segunda quinzena de dezembro de 2025.

A perda não técnica faturada ex-REN ajustada dos últimos 12 meses (PNT) atingiu 8.170 GWh no 1T26, variação de -622 GWh (-7,1% A/A) em relação ao mesmo período do ano anterior, com o mix entre os perfis de regiões mantendo-se estável: 86% nas Áreas de Risco e 14% nas áreas de tratamento convencional (ATC), em linha com o registrado no ano anterior. Em relação ao 4T25, o volume de PNT recuou 318 GWh (-3,7% T/T), revertendo o leve aumento do período anterior. Como resultado, a perda não técnica sobre carga fio (PNT/Carga Fio) encerrou o 1T26 em 22,9% nos últimos 12 meses, registrando recuo de 0,4 p.p. em relação ao 4T25 e de 0,2 p.p. A/A.

Do ponto de vista regulatório, conforme metodologia definida pela ANEEL para cálculo de perdas, já considerando o efeito econômico da CP09, a diferença entre a perda real e regulatória (42,9% sobre mercado BT medido) impactou negativamente o EBITDA dos últimos 12 meses em aproximadamente R\$1,0 bilhão.

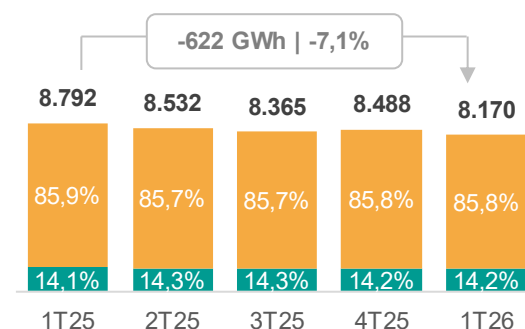
PNT / Carga Fio

(%; acumulado 12M)



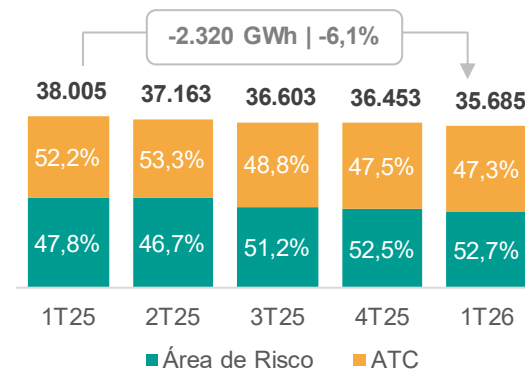
Perda Não Técnica (PNT)

(GWh; acumulado 12M)



Carga Fio

(GWh; acumulado 12M)



Estratégia e medidas de proteção contra perdas

A recuperação de energia líquida seguiu evidenciando a efetividade das ações de campo e o avanço das iniciativas do Plano de Perdas, dando continuidade à trajetória construída ao longo de 2025.

Nas áreas de tratamento convencional (ATC), a atuação manteve-se estruturada em duas dimensões complementares: (i) tecnologia e inteligência de dados e (ii) ações assertivas em campo, com foco na modernização da infraestrutura de medição, intensificação das ações de corte/religa, e atualização e recadastramento da base de clientes.

No 1T26, destacou-se a aceleração do programa de substituição de medidores obsoletos por equipamentos mais modernos (telemedição), com aproximadamente 42 mil substituições realizadas no período. O volume reforça o patamar elevado de trocas de medidores como operação recorrente da Companhia, ampliando a cobertura de medição inteligente na área de concessão e contribuindo estruturalmente para a redução das perdas gerenciáveis. Atualmente, 18% das unidades consumidoras da Companhia já contam com telemedição, refletindo o avanço estruturado do programa de substituição de medidores convencionais por equipamentos de medição inteligente ao longo da rede de distribuição.

As inspeções e normalizações no 1T26 cresceram +25,5% e +38,9% A/A, respectivamente, com melhor taxa de eficiência, refletindo a maior assertividade no direcionamento das equipes de campo.

Nas Áreas de Risco (ASRO), a Companhia manteve sua atuação de contenção por meio da blindagem de rede em regiões limítrofes às ASRO. Ao longo do 1T26, a Light seguiu avançando com a conclusão de obras em novos polígonos e concentrando esforços no monitoramento e sustentação das áreas já blindadas. A expansão do programa em maior escala está condicionada à redução do custo unitário da tecnologia de blindagem, frente à qual a Companhia tem avançado na busca por alternativas que viabilizem a aceleração desse processo.

2.3 Arrecadação

(%; acumulado 12M)	1T26	1T25	Δ A/A	4T25	Δ T/T
Arrecadação Total	97,4%	98,4%	-0,9 p.p.	98,0%	-0,6 pp
Arrecadação Total Ajustada ⁽¹⁾	97,6%	98,6%	-1,1 p.p.	98,2%	-0,6 p.p.
Varejo	96,4%	97,7%	-1,3 p.p.	96,8%	-0,3 pp
Grandes Clientes Privados	100,3%	101,3%	-1 p.p.	100,9%	-0,6 pp
Grandes Clientes Públicos	99,0%	99,1%	-0,1 p.p.	100,9%	-1,9 pp

A arrecadação total ajustada registrou 97,6%, queda de 1,1 p.p. na comparação anual. O desempenho do trimestre reflete fatores pontuais e distintos por segmento, sem alteração estrutural no perfil de recebimento da Companhia.

No segmento Varejo, a taxa de arrecadação atingiu 96,4%, redução de 1,3 p.p. frente ao mesmo período de 2025, evidenciando a estabilidade estrutural do segmento. A Companhia segue atuando de forma tempestiva por meio de ações administrativas de cobrança, apoiada pela implementação de um novo sistema de gestão de cobrança voltado ao aprimoramento e à coordenação dessas rotinas.

Nos segmentos de Grandes Clientes Privados e Públicos, o desempenho segue positivo, sustentado por resultados consistentes em negociações e pela continuidade das ações de recuperação de recebíveis. As taxas mantiveram-se em patamares elevados.

2.4 Qualidade

No acumulado dos últimos 12 meses encerrados em março de 2026, os indicadores de qualidade do serviço permaneceram dentro dos limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL, mesmo diante da pressão de um verão atipicamente severo, que gerou o maior volume de atendimentos emergenciais já registrado em um primeiro trimestre nos últimos 10 anos.

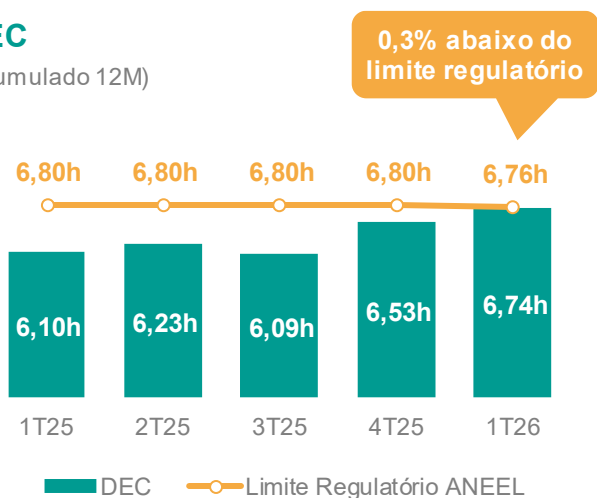
No 1T26, o DEC atingiu 6,74h, 0,3% abaixo do limite regulatório de 6,76h, frente a 6,53h no 4T25. A aproximação do indicador ao teto regulatório reflete a concentração de eventos climáticos atípicos ao longo do último ciclo anual, particularmente no 4T25 e no 1T26, período marcado por volume excepcional de precipitações — com fevereiro de 2026 configurando o mês mais chuvoso dos últimos 30 anos na área de concessão da Companhia —, pela atuação de um ciclone extratropical e por eventos pontuais de vento de elevada intensidade. No acumulado 12M encerrado em março de 2026, os atendimentos emergenciais avançaram 9,2% no A/A, refletindo o ciclo operacional de primeiro trimestre mais intenso registrado pela Companhia nos últimos 10 anos.

De forma análoga, o FEC encerrou o período em 3,46x, 22,4% abaixo do limite regulatório de 4,46x, refletindo a mesma dinâmica operacional e climática descrita anteriormente. A folga relevante frente ao parâmetro regulatório reforça a solidez operacional da Companhia mesmo em um ciclo de pressão climática.

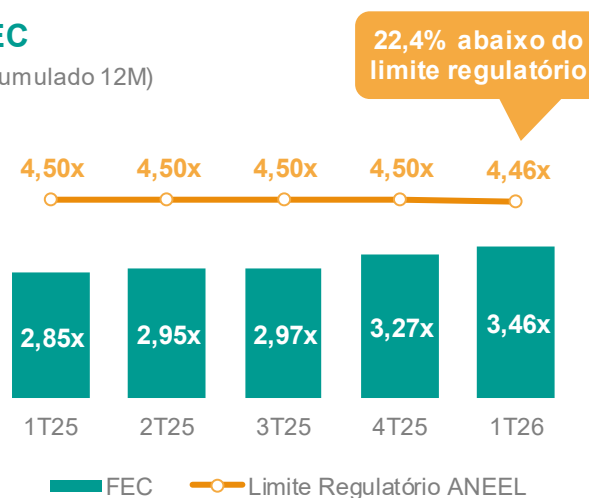
No trimestre, a Companhia manteve a trajetória de investimentos estruturantes já previstos para 2026, em linha com as diretrizes de melhoria constante na qualidade do fornecimento. O plano contempla obras em transformadores, instalação de religadores, revitalização de redes subterrâneas e intensificação dos serviços de poda e rede, frentes desenhadas para ampliar a resiliência da rede e consolidar a trajetória de melhoria dos indicadores de continuidade nos próximos ciclos.

DEC

(acumulado 12M)


FEC

(acumulado 12M)



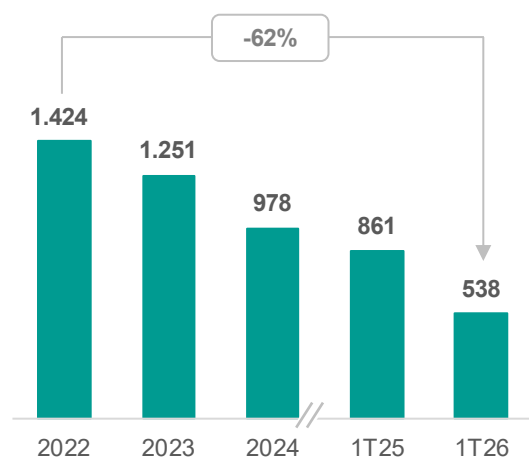
As ações estruturantes implementadas ao longo de 2025 seguiram gerando efeitos relevantes na qualidade operacional, com avanços expressivos na eficiência do atendimento emergencial e na redução das interrupções mais longas, mesmo diante do impacto pontual de maior volume operacional.

A Light registrou novo patamar recorde de Tempo Médio de Atendimento Emergencial (TMA) em sua série histórica, com 538 minutos no acumulado dos últimos 12 meses encerrado em março de 2026, redução de 37,5% frente ao 1T25. O desempenho é particularmente relevante no contexto do ciclo: mesmo absorvendo um volume superior de atendimentos emergenciais no A/A, a Companhia reduziu o tempo médio de resposta em mais de um terço, evidência concreta do ganho estrutural de produtividade das equipes. O resultado reflete os avanços das iniciativas estratégicas já citadas em períodos anteriores, como a capacitação multiskill das equipes, garantindo flexibilidade de transição entre elas, a implementação de motos para primeiro atendimento e a adoção de roteirização automática nos Centros de Operação. O próprio volume de deslocamentos improdutivos recuou 16,5% frente ao 1T25, demonstrando a maior assertividade dos despachos e a otimização da malha operacional em campo.

No mesmo sentido, o percentual de Interrupções superiores a 24 horas seguiu em trajetória consistente de queda, atingindo 3,9% no 1T26, recuo de aproximadamente 5,9 p.p. em relação ao 1T25. Excluindo as Áreas de Severa Restrição Operativa (ASRO), o indicador alcançou novo patamar mínimo de 1,86%, posicionando a Light entre as distribuidoras de melhor desempenho operacional do setor nas regiões sob plena gestão da Companhia.

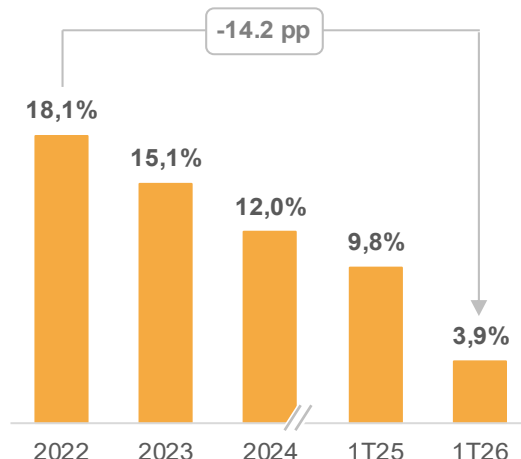
Tempo Médio de Atendimento Emergencial

(minutos; acumulado 12M)



Interrupções >24h

(%; acumulado 12M)



2.5 Receita e Margem Bruta

(R\$ milhões)	1T26	1T25	Δ%
Receita Bruta	5.710	5.530	3,3%
Fornecimento de Energia	4.956	5.338	-7,2%
Residencial	2.620	2.781	-5,8%
Industrial	55	73	-24,7%
Comercial	912	1.074	-15,1%
Poder Público	317	367	-13,7%
Outros	96	99	-3,0%
Fornecimento Não Faturado	77	192	-59,7%
Uso de rede	879	752	16,8%
Energia de Curto Prazo	(79)	2	-
Demais Receitas	833	190	339,5%
Das quais CVA	299	(503)	-
Das quais Receita de construção	132	272	-51,2%
Das quais VNR	157	202	-22,3%
Receita Líquida	3.529	3.494	1,0%
Receita Líquida Ajustada⁽¹⁾	3.240	3.020	7,3%
Compra de Energia	(2.451)	(2.096)	16,9%
Margem Bruta Ajustada⁽¹⁾	789	924	-14,5%

A receita líquida ajustada de R\$3,2 bilhões no trimestre foi sustentada por uma receita bruta de R\$5,7 bilhões (+3,3% A/A), resultado de movimentos divergentes entre as linhas. A receita de fornecimento de energia recuou 7,2% A/A, para R\$5,0 bilhões, refletindo a retração do mercado cativo já detalhada — parcialmente compensada pelo avanço de 17,9% A/A da receita de uso da rede, que alcançou R\$887 milhões e capturou a migração de consumidores para o ambiente de contratação livre. Já o fornecimento não faturado totalizou R\$69 milhões no trimestre (-64,0% A/A), diante da base comparativa elevada do 1T25. Na contramão, as demais receitas saltaram para R\$833 milhões, puxadas pela constituição de CVA no período, cuja posição passou de R\$503 milhões negativos no 1T25 para R\$299 milhões no 1T26 (+R\$802 milhões A/A).

O trimestre foi impactado pela queda do mercado de energia e pelo maior preço médio de compra de energia (pmix), o que impactou em um maior custo para suprir o montante não reconhecido no âmbito regulatório. Esses movimentos justificam a redução da margem da Distribuidora nesse trimestre.

2.6 EBITDA

(R\$ milhões)	1T26	1T25	Δ%
Margem Bruta Ajustada	789	924	-14,5%
PMSO Ajustado	(332)	(239)	38,5%
Pessoal	(160)	(122)	31,7%
Material	(18)	(17)	4,8%
Serviço de Terceiros	(161)	(130)	23,7%
Outros	7	29	-75,6%
PECLD Ajustada	(145)	(145)	0,3%
Contingências Ajustada	(65)	(68)	-4,3%
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	247	471	-47,5%
EBITDA (ex-VNR) ⁽²⁾	159	441	-63,9%

No 1T26, o EBITDA ajustado atingiu R\$247 milhões (-47,5% A/A), pressionado pela compressão da margem bruta ajustada e pelo crescimento do PMSO, parcialmente compensados pelo patamar estável da PECLD e pela manutenção da trajetória positiva em contingências jurídicas.

As despesas com PMSO encerraram o trimestre em R\$332 milhões (38,5% A/A), impulsionadas pelas linhas de Pessoal e Serviço de Terceiros. Ao final do período passado, a Companhia atingiu o nível recorrente esperado de sua estrutura de custos, dessa forma, espera uma acomodação dessas linhas após o ciclo de fortalecimento operacional concluído ao longo de 2025.

A linha de Pessoal totalizou R\$160 milhões no 1T26 (31,7% A/A) em continuidade à estratégia de recomposição do headcount iniciada ao final de 2024, necessária para elevar o padrão de serviço que a Companhia se comprometeu a entregar aos seus clientes. A Companhia encerrou o trimestre com 7,3 mil colaboradores, incremento de 25,5% em relação ao 1T25, concentrado em Light SESA (67% do total) e Light Conecta (31% do total). Neste sentido, o crescimento do headcount permaneceu concentrado no time de campo, que respondeu por 74% do incremento absoluto no período, com expansão de 28,1% A/A. Vale destacar que a Light entende que o atual nível de colaboradores já representa a sua estrutura adequada e recorrente, conforme reflete a desaceleração da linha em base sequencial. Esta dinâmica também foi o efeito direcionador da linha de Material no período, que registrou maiores despesas com fardamento, equipamentos e frota de veículos decorrentes do incremento de pessoal.

A linha de Serviços totalizou R\$161 milhões no 1T26 (+23,7% A/A), pressionada por três vetores principais (i) o primeiro foi o aumento nas despesas com serviços de assessoria técnica especializada e consultorias, associado ao atual ciclo de negócios da Companhia, (ii) o segundo foi a expansão dos serviços de TI, decorrente do aumento dos custos de sustentação dos sistemas, da nova infraestrutura de data center em operação e da maior alocação de mão de obra especializada, e (iii) por fim, a linha contou com a continuidade das ações de poda preventiva de árvores, realizadas no âmbito do Plano Verão, em linha com a estratégia operacional definida pela Companhia para mitigar os efeitos da sazonalidade térmica do período.

A PECLD ajustada totalizou R\$145 milhões no 1T26, mantendo-se estável em relação ao 1T25 (+0,3% A/A) e atingindo 2,9% da receita bruta de fornecimento (-0,2 p.p. A/A). O patamar reflete a consolidação do novo nível da linha, após os avanços estruturais de gestão da inadimplência materializados ao longo de 2025, cujos efeitos seguem suportando o resultado da linha.

As contingências jurídicas seguem em trajetória de melhora consistente. No 1T26, a linha totalizou R\$65 milhões (-4,3% A/A), reflexo da continuidade das iniciativas estruturais implementadas ao longo dos últimos trimestres. Tanto o volume de ingressos quanto o estoque de processos cíveis encerraram o trimestre nos menores patamares registrados para um primeiro trimestre nos últimos nove anos, evidenciando a melhora estrutural do passivo contingente e a efetividade das iniciativas implementadas ao longo do período.

2.7 Resultado Financeiro

(R\$ milhões)	1T26	1T25	Δ%
Custo da Dívida	(137)	(89)	54,0%
Encargos Líquidos	(93)	(89)	4,0%
Δ Cambial e Monetária	(12)	20	-
Operações de Swap	-	-	-
Aplicações Financeiras	18	51	-64,1%
AVJ	(51)	(71)	-28,6%
Receita e Desp. Financeiras	(17)	(53)	-68,3%
Juros Parcelamento	14	16	-8,4%
Atualização de Contas do BP	(17)	(9)	102,6%
Atualização CVA	38	(21)	-
Outros	(52)	(39)	31,9%
Resultado Financeiro	(154)	(142)	8,4%

No 1T26, o resultado financeiro ajustado totalizou R\$154 milhões negativo, alta de 8,4% A/A frente aos R\$142 milhões negativos registrados no 1T25.

O custo da dívida de R\$137 milhões foi composto por (i) encargos líquidos de R\$93 milhões, concentrados no spread das debêntures IPCA+5% e no custo da dívida CDI+0,5%, com elevação contida de 4,0% A/A; e (ii) pela variação cambial e monetária de R\$12 milhões negativos, refletindo o IPCA sobre o principal das debêntures locais. Os rendimentos das aplicações financeiras contribuíram positivamente para esse resultado, com R\$18 milhões no período.

No trimestre, a linha de receita e despesas financeiras totalizou R\$17 milhões de despesas, redução expressiva de 68,3% A/A frente aos R\$53 milhões do 1T25, beneficiada principalmente pela reversão na atualização da CVA, que passou de R\$21 milhões negativo no 1T25 para R\$37 milhões positivo no 1T26.

2.8 Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS)

No 1T26, o resultado positivo de IR/CS totalizou R\$2,8 bilhões, frente a R\$72 milhões negativos no 1T25. A variação reflete um evento pontual de reversão da provisão para não realização do ativo fiscal diferido de R\$2,9 bilhões da Light SESA, constituído a partir de prejuízos fiscais acumulados em exercícios anteriores, uma vez que a renovação da concessão de Distribuição por mais 30 anos aumenta a probabilidade de geração de lucros tributáveis futuros, viabilizando o aproveitamento desse ativo fiscal.

2.9 Resultado Líquido

O resultado líquido da Distribuidora totalizou R\$2,8 bilhões no 1T26, ante R\$243 milhões no 1T25, sendo integralmente explicado pelo evento pontual na linha de IR/CS, de natureza não caixa (benefício econômico futuro), sem o qual o resultado do trimestre teria sido negativo em R\$147 milhões.

2.10 Endividamento

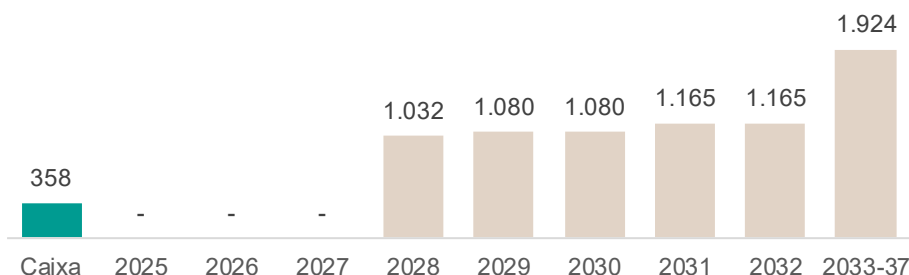
(R\$ milhões)	1T26	1T25	Δ%	4T25	Δ%
Dívida Bruta	6.497	6.186	5,0%	6.383	1,8%
Curto Prazo	131	90	45,2%	79	64,6%
Em Moeda Nacional	118	76	54,6%	78	50,9%
Em Moeda Estrangeira	13	14	-6,1%	1	778,1%
Longo Prazo	6.366	6.096	4,4%	6.304	1,0%
Em Moeda Nacional	5.070	4.722	7,4%	4.949	2,5%
Em Moeda Estrangeira	1.296	1.374	-5,7%	1.355	-4,4%
Posição de Caixa	358	2.007	-82,2%	626	-42,9%
Dívida Líquida	6.139	4.179	46,9%	5.757	6,6%

A dívida bruta da Distribuidora encerrou o 1T26 em R\$6,5 bilhões, alta de 5,0% em relação ao 1T25. Com perfil majoritariamente de longo prazo (98,0%), sendo a primeira amortização programada para 2028 – a *duration* da dívida da Light SESA ao final do período foi de 5,21 anos. A dívida em moeda nacional totalizou R\$5,2 bilhões, ou 80% do montante total, enquanto a dívida em moeda estrangeira somou R\$1,3 bilhão.

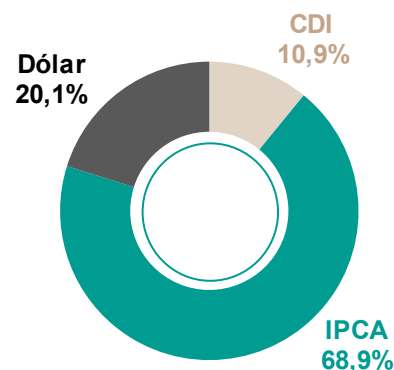
O caixa da Distribuidora encerrou o período em R\$358 milhões, redução de 82,2% em relação ao mesmo período do ano anterior em função da constituição de CVA líquida a receber, assim como maior volume de investimentos. Como resultado da dinâmica de caixa, a dívida líquida foi de R\$6,1 bilhões, crescimento de 46,9% em relação a março de 2025.

Cronograma de amortização do principal da dívida

(R\$ milhões)



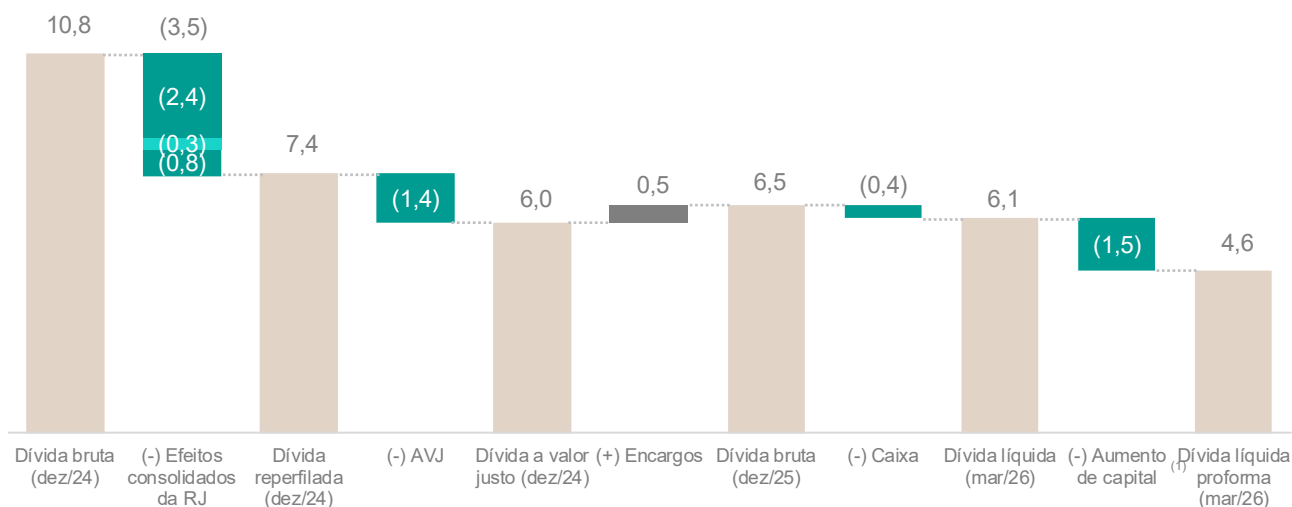
Dívida por indexador



A melhora no perfil da dívida da Light SESA, no contexto da reestruturação, ainda não incorpora o aumento de capital privado previsto de até R\$1,5 bilhão, a ser concluído em até 90 dias a partir da data de assinatura do novo contrato de concessão – evento que, uma vez realizado, contribuirá para a redução adicional da alavancagem da Companhia.

Evolução do endividamento da Light SESA

(R\$ bilhões)



(1) Conforme Plano de RJ, 30% do valor excedente a R\$1 bilhão será alocado ao caixa da holding. Para fins de apresentação, o montante total foi consolidado na SESA neste gráfico.

3.0 Light Energia + Light COM

3.1 Contexto Operacional

Cenário Hidrológico

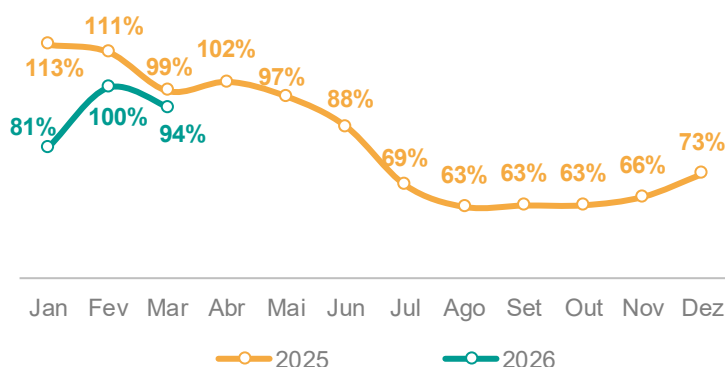
A Energia Natural Afluente (ENA) apresentou comportamento de recuperação ao longo do 1T26 na comparação com o 1T25. Apesar de janeiro ter registrado ENA cerca de 36% inferior ao mesmo mês do ano anterior, refletindo o atraso na entrada do período úmido, março apresentou ENA aproximadamente 52% superior, refletindo a consolidação do período úmido no SIN e permitindo a recuperação dos níveis de armazenamento para patamares próximos aos observados no mesmo período de 2025. No agregado do trimestre, a ENA média ficou apenas 2% inferior à verificada no 1T25.

O Generation Scaling Factor (GSF), por sua vez, permaneceu em patamares inferiores aos registrados no 1T25, sobretudo em janeiro (81% vs. 113% no 1T25) e fevereiro (100% vs. 111% no 1T25), com convergência parcial em março (94% vs. 99% no 1T25). O comportamento reflete, em grande medida, a estratégia de sazonalização da energia adotada pelos agentes do mercado, que tem concentrado a alocação no segundo semestre diante do perfil de afluições históricas do SIN.

Como consequência, a Energia Alocada da Companhia no 1T26 totalizou 466 MWmed, inferior aos 518 MWmed registrados no 1T25, a despeito de uma Garantia Física Líquida superior no período (575 MWmed no 1T26). O descolamento entre as duas métricas é explicado predominantemente pela redução do GSF, que reduziu Energia Alocada.

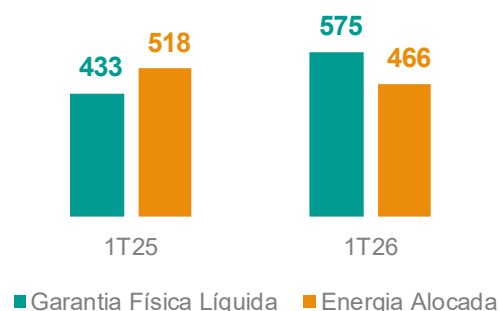
GSF

(%)



Garantia Física Líquida e Energia Alocada

(MWmed)

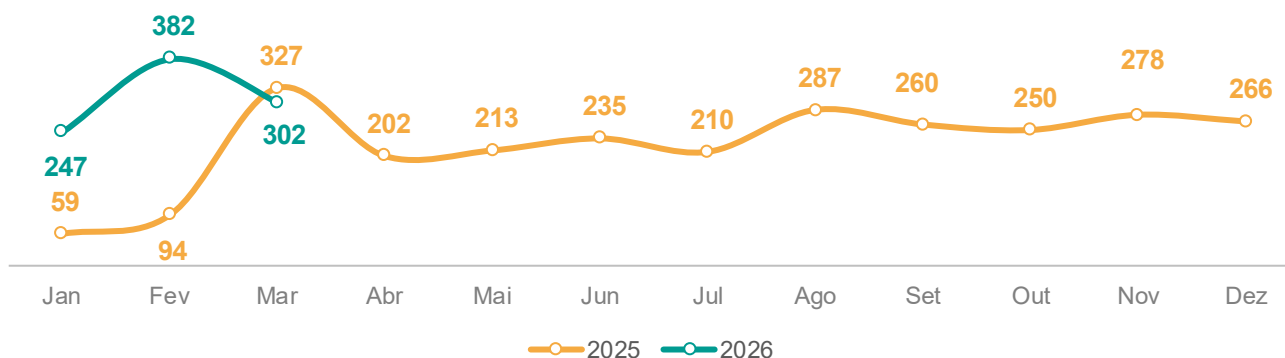


Cenário de Preços

Em relação ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), destacaram-se os valores mais elevados no início de 2026, quando comparados ao mesmo período de 2025, em decorrência do atraso da entrada do período úmido — que só se consolidou ao final de janeiro — e também da nova parametrização dos modelos computacionais do setor, que se tornaram mais avessos ao risco hidrológico. Como resultado, o PLD médio do trimestre totalizou R\$310/MWh, cerca de 94% superior ao observado no 1T25 (R\$160/MWh).

PLD Médio Mensal

(R\$/MWh)



Comercialização de Energia

O volume comercializado pela Light COM atingiu 1.026 MWh no 1T26, um aumento de 40,6% em relação ao volume registrado no 1T25, refletindo o reposicionamento do portfólio de contratos ao longo do exercício. A carteira de energia incentivada apresentou crescimento de 24,2% A/A, ampliando sua participação no mix de vendas para 13,5% do volume total no trimestre.

Mesmo diante de condições hidrológicas desfavoráveis no 1T26, a Companhia mantém uma posição contratual confortável para enfrentar os próximos trimestres, sustentando a previsibilidade na geração de caixa do segmento de Geração e Comercialização. Adicionalmente, a Companhia segue atenta a oportunidades de novas negociações que agreguem valor ao portfólio no médio e longo prazo.

3.0 Light Energia + Comercialização

3.2 Desempenho financeiro

(R\$ milhões)	1T26	1T25	Δ%
Receita Líquida	528	264	100,2%
Receita Líquida Ajustada ⁽¹⁾	483	264	83,0%
Energia Comprada	(291)	(130)	124,6%
Margem Bruta	191	134	42,8%
PMSO	(27)	(21)	27,8%
Pessoal	(11)	(10)	18,2%
Material	(1)	(0)	29,0%
Serviço de Terceiros	(10)	(8)	19,7%
Outros	(6)	(3)	75,0%
Contingências	(0)	0	-
EBITDA Ajustado ⁽²⁾	164	113	45,3%
Efeito Marcação a Mercado	(54)	152	-
Outras Rec./Desp. Operacionais	(37)	0	-
Itens não recorrentes	45	-	-
EBITDA CVM	118	265	-55,6%

Os segmentos de Geração e Comercialização apresentaram receita líquida combinada de R\$528 milhões no 1T26, ante R\$264 milhões no 1T25, refletindo maior volume comercializado em um ambiente de maior volatilidade de preços e o reconhecimento não recorrente de R\$45,5 milhões referentes à indenização pela relicitação dos ativos de transmissão operados pela Light Energia, cujo leilão ocorreu em março de 2025. Excluindo esse efeito não recorrente, a receita líquida ajustada totalizou R\$483 milhões, crescimento de 83% na comparação anual.

A linha de Energia Comprada totalizou R\$291 milhões (124,6% A/A), impactada pelo maior volume comercializado, bem como ajustes de compra de energia devido à variação do GSF.

As despesas de PMSO totalizaram R\$27 milhões no 1T26, com aumento de R\$ 6 milhões na comparação anual, refletindo principalmente maiores gastos absolutos com Serviços de Terceiros e Outros voltados à estruturação de novas operações comerciais.

Como resultado, o EBITDA Ajustado das operações combinadas foi de R\$164 milhões no 1T26, crescimento de 45,3% A/A, refletindo o maior volume transacionado e a captura de margens atrativas, mais do que compensando o efeito do PLD elevado e do GSF comprimido.

(1) Receita Líquida ajustada por itens não recorrentes (R\$45,5 milhões da receita de indenização dos ativos de transmissão relicitados no 1T26); (2) Exclui outras receitas e despesas operacionais, o efeito da marcação a mercado dos contratos da Light Com e itens não recorrentes.

3.3 Resultado financeiro

	1T26	1T25	$\Delta\%$
Custo da Dívida	(20)	37	-
Encargos Líquidos	(24)	(31)	-23,1%
Δ Cambial e Monetária	37	42	-11,5%
Operações de Swap	(65)	1	-
Aplicações Financeiras	33	27	21,2%
AVJ	(1)	(1)	0,0%
Receita e Desp. Financeiras	9	3	203,7%
Atualização de Contas do BP	(1)	(0)	159,5%
Outros	9	3	199,5%
Resultado Financeiro	(12)	40	-

O resultado financeiro das operações de Geração e Comercialização foi negativo em R\$12 milhões no 1T26, revertendo o montante positivo de R\$40 milhões registrado no mesmo período do ano anterior. O desempenho reflete, principalmente, o efeito contábil da marcação a mercado do *swap* contratado no 3T25 para proteção integral da exposição cambial das *Notes* da Light Energia, com vencimento em junho de 2026.

A valorização do real no período produziu efeitos opostos em duas linhas do resultado financeiro: (i) impacto positivo na variação cambial e monetária, e (ii) impacto negativo nas operações de *swap*, em razão da marcação a mercado da ponta em dólar do instrumento de proteção mencionado. Essa volatilidade será encerrada no próximo trimestre, com o vencimento da dívida.

Os encargos líquidos apresentaram redução de 23,1% A/A, reflexo da menor dívida bruta, e as aplicações financeiras totalizaram R\$33 milhões no período, crescimento de 21,2% A/A, em razão da substancial posição de caixa da Companhia, que suportará, juntamente com a geração de caixa operacional, a liquidação das *Notes*.

3.4 Resultado Líquido

As operações combinadas de Light Energia e Light COM registraram lucro líquido ajustado de R\$63 milhões no 1T26, ante R\$32 milhões no 1T25 (+96% A/A), reflexo do crescimento do EBITDA Ajustado, parcialmente compensado pela reversão do resultado financeiro para -R\$12 milhões no período.

3.5 Endividamento Light Energia

	1T26	1T25	Δ%	4T25	Δ%
Dívida Bruta	1.591	2.069	-23,1%	1.580	0,7%
Curto Prazo	1.166	716	62,7%	1.139	2,3%
Em Moeda Nacional	244	225	8,4%	255	-4,2%
Em Moeda Estrangeira	922	491	87,6%	884	4,2%
Longo Prazo	426	1.353	-68,5%	441	-3,5%
Em Moeda Nacional	426	649	-34,4%	441	-3,5%
Em Moeda Estrangeira	-	703	-	-	-
Posição de Caixa	958	1.413	-32,2%	973	-1,5%
Dívida Líquida	633	656	-3,5%	608	4,2%

No 1T26, a Light Energia reportou dívida bruta de R\$1,6 bilhão, recuo de 23,1% em relação ao 1T25. A queda reflete, principalmente: (i) o efeito do Leilão Reverso realizado em maio de 2025, com a recompra de aproximadamente USD 51 milhões das Notes com vencimento em junho de 2026 (24,19% do total em circulação), com deságio de 5%; e (ii) a apreciação do Real no período sobre a dívida em moeda estrangeira (58% do total da dívida bruta no 1T26).

A posição de caixa encerrou o trimestre em R\$958 milhões, com queda de 32,2% A/A. A dívida líquida totalizou R\$633 milhões, praticamente estável em relação ao 1T25 (-3,5% A/A). A totalidade da dívida em moeda estrangeira segue classificada no curto prazo, refletindo a proximidade do vencimento das Notes 2026 em junho deste ano. Como já comentado, a Companhia tem por estratégia utilizar sua posição de caixa e geração de caixa operacional para garantir a liquidação das Notes no seu vencimento.

Anexo I – Conciliação do EBITDA

Light SESA (Distribuidora)

(R\$ milhões)	1T26	1T25	Δ%
Lucro Líquido	2.763	243	1038,6%
(-) IR/CS	-	-	-
(-) IR/CS diferido	2.805	(72)	-
EBT	(42)	314	-
(-) Depreciação e Amortização	(204)	(187)	9,1%
(-) Resultado Financeiro	(154)	(142)	8,5%
EBITDA CVM	316	643	-50,8%
(-) VNR	157	202	-22,3%
EBITDA ex-VNR	159	441	-63,9%
(-) Outras Rec./Desp. Oper.	(88)	(30)	192,4%
(-) Não recorrentes	-	-	-
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	247	471	-47,5%

Light Energia + Com. (Geração & Comercialização)

(R\$ milhões)	1T26	1T25	Δ%
Lucro Líquido	54	184	-70,6%
(-) IR/CS	(49)	(39)	25,9%
(-) IR/CS diferido	30	(51)	-
EBT	73	275	-73,4%
(-) Depreciação e Amortização	(33)	(32)	2,2%
(-) Resultado Financeiro	(12)	42	-
EBITDA CVM	118	265	-55,6%
(+/-) Efeito MtM Light COM.	(54)	152	-
(-) Outras Rec./Desp. Oper.	(37)	0	-
(-) Não recorrentes	45	-	-
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	164	113	45,3%

O EBITDA Ajustado é uma medida não contábil que busca refletir melhor o desempenho operacional da companhia. Parte do EBITDA e exclui efeitos de equivalência patrimonial, outras receitas/despesas operacionais, o impacto do VNR (sem efeito caixa) e itens não recorrentes.

Anexo II – DRE Trimestral Consolidada

(R\$ milhões)	Ajustado			Reportado		
	1T26	1T25	Δ%	1T26	1T25	Δ%
Receita Líquida	4.001	3.742	6,9%	4.046	3.742	8,1%
Energia Comprada	(2.727)	(2.212)	23,3%	(2.727)	(2.212)	23,3%
Despesa Operacional	(808)	(698)	15,8%	(862)	(545)	58,1%
PMSO	(351)	(265)	32,3%	(351)	(265)	32,3%
Pessoal	(187)	(137)	36,7%	(187)	(137)	36,7%
Material	(20)	(19)	3,0%	(20)	(19)	3,0%
Serviço de Terceiros	(145)	(142)	1,7%	(145)	(142)	1,7%
Outros	0	33	-99,5%	0	33	-99,5%
Depreciação e Amortização	(240)	(220)	9,1%	(240)	(220)	9,1%
Contingências	(65)	(68)	-4,0%	(65)	(68)	-4,0%
PECLD	(145)	(145)	0,3%	(145)	(145)	0,3%
Efeito Marcação a Mercado	-	-	-	(54)	152	-
Equivalência Patrimonial	(7)	-	-	(7)	-	-
Outras Rec./Desp. Oper.	(134)	(60)	121,5%	(134)	(60)	121,5%
Resultado Financeiro	(153)	(71)	114,5%	(153)	(71)	114,5%
Receita Financeira	166	138	20,2%	166	138	20,2%
Despesa Financeira	(319)	(209)	52,3%	(319)	(209)	52,3%
Resultado Antes dos Impostos	47	430	-89,1%	38	582	-93,4%
IR/CS	(52)	(40)	30,2%	(52)	(40)	30,2%
IR/CS Diferido	(75)	(123)	-39,0%	2.835	(123)	-
Lucro Líquido	(80)	267	-	2.821	419	573,0%
EBITDA Ajustado(1)	423	579	-27,0%			

Anexo III – DRE Trimestral da Distribuidora

(R\$ milhões)	Ajustado			Reportado		
	1T26	1T25	Δ%	1T26	1T25	Δ%
Receita Líquida	3.529	3.494	1,0%	3.529	3.494	1,0%
Energia Comprada	(2.451)	(2.096)	16,9%	(2.451)	(2.096)	16,9%
Despesa Operacional	(746)	(639)	16,7%	(746)	(639)	16,7%
PMSO	(332)	(239)	38,5%	(332)	(239)	38,5%
Pessoal	(160)	(122)	31,7%	(160)	(122)	31,7%
Material	(18)	(17)	4,8%	(18)	(17)	4,8%
Serviço de Terceiros	(161)	(130)	23,7%	(161)	(130)	23,7%
Outros	7	29	-75,6%	7	29	-75,6%
Depreciação e Amortização	(204)	(187)	9,1%	(204)	(187)	9,1%
Contingências	(65)	(68)	-4,3%	(65)	(68)	-4,3%
PECLD	(145)	(145)	0,3%	(145)	(145)	0,3%
Outras Rec./Desp. Operacionais	(88)	(30)	192,4%	(88)	(30)	192,4%
Resultado Financeiro	(154)	(142)	8,5%	(154)	(142)	8,5%
Receita Financeira	132	106	24,6%	132	106	24,6%
Despesa Financeira	(286)	(248)	15,4%	(286)	(248)	15,4%
Resultado Antes dos Impostos	(42)	314	-	(42)	314	-
IR/CS	-	-	-	-	-	-
IR/CS Diferido	(105)	(72)	47,1%	2.805	(72)	-
Lucro Líquido	(147)	243	-	2.763	243	1038,6%
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	247	471	-47,5%			

Anexo IV – DRE Trimestral da Geradora e Comercializadora

(R\$ milhões)	Ajustado			Reportado		
	1T26	1T25	Δ%	1T26	1T25	Δ%
Receita Líquida	483	264	83,0%	528	264	100,2%
Energia Comprada	(291)	(130)	124,6%	(291)	(130)	124,6%
Despesa Operacional	(60)	(53)	13,0%	(115)	99	-
PMSO	(27)	(21)	27,8%	(27)	(21)	27,8%
Pessoal	(11)	(10)	18,2%	(11)	(10)	18,2%
Material	(1)	(0)	29,0%	(1)	(0)	29,0%
Serviço de Terceiros	(10)	(8)	19,7%	(10)	(8)	19,7%
Outros	(6)	(3)	75,0%	(6)	(3)	75,0%
Depreciação e Amortização	(33)	(32)	2,2%	(33)	(32)	2,2%
Contingências	(0)	0	-	(0)	0	-
Efeito Marcação a Mercado	-	-	-	(54)	152	-
Outras Rec./Desp. Operacionais	(37)	0	-	(37)	0	-
Resultado Financeiro	(12)	40	-	(12)	40	-
Receita Financeira	43	32	34,1%	43	32	34,1%
Despesa Financeira	(55)	8	-	(55)	8	-
Resultado Antes dos Impostos	82	121	-32,4%	73	273	-73,3%
IR/CS	(49)	(39)	25,9%	(49)	(39)	25,9%
IR/CS Diferido	30	(51)	-	30	(51)	-
Lucro Líquido	63	31	105,3%	54	183	-70,4%
EBITDA Ajustado (1)	164	113	45,3%			

(1) Exclui outras receitas e despesas operacionais e o efeito da marcação a mercado dos contratos da Light Com., conforme conciliação demonstrada no Anexo I.

Anexo V – Balanço Patrimonial Consolidado

Ativo

(R\$ milhões)

	31.03.2026	31.12.2025
Circulante	5.011	5.313
Caixa e equivalente de caixa	155	111
Títulos e valores mobiliários	1.262	1.636
Contas a receber de clientes	1.719	1.685
Estoques	99	92
Tributos e contribuições a recuperar	368	367
Despesas pagas antecipadamente	20	21
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber	-	-
Serviços prestados a receber	20	27
Instrumentos financeiros derivativos swaps	-	-
Saldos remanescentes de inst. fin. derivativos swaps	9	3
Valor justo na compra e venda de energia	525	665
Outros créditos	834	707
Não Circulante	23.272	20.421
Contas a receber de clientes	1.080	1.058
Tributos e contribuições a recuperar	2.953	2.896
Tributos diferidos	3.104	247
Depósitos judiciais	391	389
Instrumentos financeiros derivativos swaps	23	20
Mútuo com partes relacionadas	-	-
Ativo financeiro da concessão	11.275	10.922
Valor justo na compra e venda de energia	273	324
Outros créditos	36	37
Ativos financeiros setoriais	-	129
Ativo contratual – infraestrutura em construção	715	763
Investimentos	197	203
Imobilizado	2.078	2.123
Intangível	810	972
Ativo de direito de uso	336	336
Ativo Total	28.283	25.733

Anexo V – Balanço Patrimonial Consolidado (cont.)

Passivo

(R\$ milhões)	31.03.2026	31.12.2025
Circulante	7.120	6.506
Fornecedores	2.840	2.748
Tributos e contribuições a pagar	255	359
Tributos diferidos	4	9
Empréstimos e financiamentos	944	963
Debêntures	278	242
Dividendos a pagar	-	-
Instrumentos financeiros derivativos swaps	83	16
Saldos remanescentes de inst. fin. derivativos swaps	-	-
Passivos financeiros setoriais	601	74
Provisões para contingências	-	-
Obrigações trabalhistas	193	164
Benefícios pós-emprego	31	31
Valores a serem restituídos a consumidores	-	-
Obrigações por arrendamento	85	78
Encargos regulatórios	422	431
Valor justo na compra e venda de energia	458	569
Outros débitos	925	822
Não Circulante	12.840	13.779
Empréstimos e financiamentos	1.924	2.023
Debêntures	6.606	6.468
Saldos remanescentes de inst. fin. derivativos swaps	-	-
Passivos financeiros setoriais	47	-
Tributos e contribuições a pagar	45	50
Tributos diferidos	288	318
Provisões para contingências	3.137	3.864
Benefícios pós-emprego	190	182
Obrigações por arrendamento	293	297
Valores a serem restituídos a consumidores	-	246
Valor justo na compra e venda de energia	268	290
Outros débitos	42	41
Patrimônio Líquido	8.323	5.449
Capital social	5.392	5.392
Reserva de capital	359	359
Prejuízos acumulados	2.458	(367)
Ajustes de avaliação patrimonial	224	228
Outros resultados abrangentes	(111)	(163)
Passivo Total	28.283	25.733

Anexo VI – Endividamento por instrumento no 1T26

Light S.A. (Consolidado)

<i>(R\$ milhões)</i>	Valor de Face	AVJ	Valor Justo
Light SESA	7.590	(1.094)	6.497
Light Energia	1.592	(1)	1.591
Conversível Local	1.663	(465)	1.198
Conversível Estrangeiro	543	(55)	488
Credor Não Optante Local	56	(34)	21
Credor Não Optante Estrangeiro	20	(12)	8
Total	11.464	(1.661)	9.803

Light SESA (Distribuidora)

<i>(R\$ milhões)</i>	Valor de Face	AVJ	Valor Justo
IPCA + 5%	3.510	(345)	3.164
IPCA + 3%	1.790	(475)	1.315
USD @ 4,21%	1.020	(112)	908
USD @ 2,26%	550	(149)	401
CDI + 0,5%	720	(12)	708
Total	7.590	(1.094)	6.497

Light Energia (Geração)

<i>(R\$ milhões)</i>	Valor de Face	AVJ	Valor Justo
IPCA + 4,85%	445	-	445
USD @ 4,375%	922	(1)	922
CDI + 2%	187	-	187
CDI + 2,85%	14	-	14
Outros	24	-	24
Total	1.592	(1)	1.591

Anexo VII – Balanço Energético

(GWh)	1T26	%
(+) Proinfa	76	1,1%
(+) Itaipu	954	13,2%
(+) Leilões	4.672	64,7%
(+) Cotas	594	8,2%
(+) Angra I e II	100	1,4%
(+) Outros (CCEE)	823	11,4%
Energia Requerida (CCEE)	7.218	-
Carga Própria	7.066	-
Energia Medida (Cativos)	3.790	-
Residencial	2.376	62,7%
Industrial	44	1,2%
Comercial	911	24,0%
Demais	459	12,1%
Balanço de Energia	3.276	
(+) Perdas Técnicas	637	-
(+) Perdas Não Técnicas	2.974	-
(-) Injetada da MMGD	330	
(+) REN (faturada)	(4)	
Perdas Rede Básica	152	-

(GWh)	1T26	1T25	Δ%
Carga Fio	10.360	11.047	-6,2%
Uso de Rede	3.294	3.244	1,5%
Carga Própria	7.066	7.803	-9,4%
Energia Medida (Cativo)	3.790	4.105	-7,7%
Baixa Tensão	3.454	3.515	-1,7%
Média e Alta Tensão	336	589	-43,0%
Balanço de Energia	3.276	3.698	-11,4%



Earnings Release

1Q26

**EARNINGS
CONFERENCE
CALL**

May 15 ,2026

11:00 AM (BRT) – Brasília, Brazil

10:00 AM (EDT) – New York, EUA

15h00 (BST) – London, UK

**WEBCAST IN
PORTUGUESE WITH
SIMULTANEOUS
TRANSLATION:**

[Click here](#)

ri@light.com.br
ri.light.com.br

LIGT
B3 LISTED NM

1Q26 Highlights – Light S.A.

- **Renewal of Light's distribution concession for an additional 30 years**, with a Concession Agreement that will recognize Light's specific characteristics. Key variables to be considered in the 2027 Periodic Tariff Review (RTP);
- **Consolidated Adjusted EBITDA of R\$423 million in 1Q26** (-27.0% YoY), reflecting solid performance from the Generation and Trading segment of R\$164 million (+45.3% YoY), and a challenging quarter at the DisCo of R\$247 million (-47.5% YoY);
- **Net Income of R\$2.8 billion in 1Q26** (vs. R\$419 million in 1Q25), driven by the **one-off effect of recognition of tax credits** from prior periods, recognized in earnings as a result of the Concession Renewal;
- **Capex of R\$349 million in 1Q26** (+18.0% YoY), with a highlight on network maintenance and expansion;
- **DisCo operational efficiency indicators on an improvement trajectory**, with reductions in TMAE and in incidents exceeding 24 hours;

<i>(R\$ million)</i>	1Q26	1Q25	Δ%
Net Revenues ⁽¹⁾	3,711	3,269	13.5%
EBITDA CVM	430	873	-50.7%
Adjusted EBITDA ⁽²⁾	423	579	-27.0%
Net Income	2,821	419	573.0%
Adjusted Net Income ⁽³⁾	(80)	267	-
Cash & Equivalents	1,417	3,600	-60.6%
Proforma Net Debt ⁽⁴⁾	6,701	4,681	43.2%
Net Debt / EBITDA 12M (covenants) ⁽⁵⁾	3.69x	2.28x	61.9%
Capex	349	296	18.0%

(1) Excludes construction revenue; (2) Excludes NRV, other operating revenues/expenses, mark-to-market (MtM) effect of Light COM contracts, and non-recurring items, as per the reconciliation shown in Annex I; (3) Net Income adjusted for the Light COM MtM effect and non-recurring items; (4) Proforma debt excluding the convertible debt portion of Light S.A.; (5) Consolidated covenant, as per indenture.

1.0 Light Consolidated

- 1.1 Financial Performance
- 1.2 Investments
- 1.3 Debt
- 1.4 Subsequent Events

2.0 Disco (Light SESA)

- 2.1 Energy Market
- 2.2 Losses
- 2.3 Revenue Collection
- 2.4 Quality
- 2.5 Gross Revenue and Margin
- 2.6 EBITDA
- 2.7 Net Financial Result
- 2.8 Income Tax and Social Contribution
- 2.9 Net Income
- 2.10 Debt

3.0 Generation and Trading (Light Energia & Com.)

- 3.1 Operational Context
- 3.2 Financial performance
- 3.3 Net Financial Result
- 3.4 Net Income
- 3.5 Debt Light Energia

4.0 Annex

- 4.1 I - EBITDA Reconciliation
- 4.2 II - Consolidated Income Statement (DRE)
- 4.3 III - DisCo Income Statement
- 4.4 IV - GenCo + Trading Company Income Statement
- 4.5 V - Consolidated Balance Sheet
- 4.6 VI - Debt
- 4.7 VII - Energy Balance

1.0 Light Consolidated

1.1 Financial Performance

(R\$ million)	1Q26	1Q25	Δ%
Net Revenue	4.046	3.742	8,1%
Adjusted Net Revenue ⁽¹⁾	3.711	3.269	13,5%
Purchased Electricity	(2.727)	(2.212)	23,3%
Adjusted Gross Margin ⁽¹⁾	984	1.057	-6,9%
Operating Expense	(862)	(545)	58,1%
PMSO	(351)	(265)	32,3%
Depreciation and Amortization	(240)	(220)	9,1%
Contingency	(65)	(68)	-4,0%
PECLD (delinquency)	(145)	(145)	0,3%
Mark-to-Market Effect	(54)	152	-
Equity Pickup	(7)	-	-
Other Oper. Rev./Expense	(134)	(60)	121,5%
Financial Revenue/Expense	(153)	(71)	114,5%
Income Tax/Social Contribution	2.783	(163)	-
Net Income	2.821	419	573,0%
Adjusted Net Income ⁽²⁾	(80)	267	-
CVM EBITDA	430	873	-50,7%
Adjusted EBITDA ⁽³⁾	423	579	-27,0%

Consolidated gross margin totaled R\$984 million in 1Q26, a 6.9% YoY decline. The result reflects, on one hand, the positive gross margin of the Generation and Trading segment, which grew 42.8% YoY, capturing higher short-term PLD and the larger volume traded (1,026 MWavg in 1Q26, +40.6% YoY). On the other hand, the DisCo segment recorded a negative impact due to the decline in the energy market, as well as a higher average energy purchase price to supply the volume of non-technical losses not recognized in the tariff.

Consolidated Adjusted EBITDA totaled R\$423 million in 1Q26 (-27.0% YoY), reflecting gross margin compression and PMSO growth, which totaled R\$351 million in the period. The PECLD line remained

(1) Excludes construction revenue (and cost from the margin), NRV, and the non-recurring R\$45.5 million of revenue from indemnification of re-bid transmission assets in 1Q26 ("Indemnification");

(2) Excludes the Indemnification, the mark-to-market effect of Light COM contracts ("COM MtM"), and the non-recurring R\$2.9 billion of deferred IR/CS;

(3) Excludes NRV, other operating revenues/expenses, Indemnification, COM MtM, and equity income.

stable at R\$145 million, and provisions for contingencies declined 4.0% YoY to R\$65 million, continuing the trajectory of structural improvement observed in recent quarters.

The Company recorded Net Income of R\$2.8 billion in 1Q26, vs. R\$419 million in 1Q25, driven by the one-off recognition of R\$2.9 billion in tax credits, recognized in earnings as a result of the renewal of Light SESA's concession and the expectation of their realization over the coming years.

1.2 Investments

<i>(R\$ million)</i>	1Q26	1Q25	$\Delta\%$
Light Energia	8	8	2.1%
Light SESA	341	288	18.4%
Electrical Assets	289	248	16.6%
Maintenance	137	124	10.4%
Expansion	88	73	20.5%
Loss reduction plan	61	47	30.4%
Receivables	3	4	-25.8%
Non-electrical Assets	51	40	29.5%
IT	34	32	6.8%
Commercial	2	0	367.3%
Other	15	7	117.6%
Total	349	296	18.0%

The Company invested R\$349 million in 1Q26, a 18.0% increase compared to 1Q25, in alignment with its new investment cycle at the DisCo, focused on network renewal, modernization, and digitalization, in pursuit of continuous quality improvement for its customers, greater service reliability, and increased operational resilience and efficiency.

DisCo investments totaled R\$341 million (+18.4% YoY), of which R\$289 million (85%+) was directed to electrical assets. Network maintenance investments reached R\$137 million (+10.4% YoY), driven by corrective underground works in prioritized areas and preventive maintenance in low voltage (LV) networks. In expansion, investments totaled R\$88 million (+20.5% YoY), reflecting works with regulated deadlines associated with the 2026 schedule and new connections under customer demand. The Loss Reduction Plan received R\$61 million (+30.4% YoY) directed to the replacement of obsolete meters with modern models, including smart meters, and targeted shielding works.

Investments in non-electrical assets (systems, IT, property, and others) totaled R\$51 million (+29.5% YoY), driven by IT, which reached R\$34 million (+6.8% YoY), reflecting the advance of the transformation

agenda, with a highlight on the Big Bang project, the Company's technology architecture modernization program comprising 11 strategic projects to renew the operational base and support systems, in addition to investments in information security and data center modernization.

Light Energia invested R\$8 million in the quarter (+2.1% YoY), in line with the current stage of the generation portfolio.

1.3 Debt

(R\$ million)	1Q26	1Q25	Δ%	4Q25	Δ%
Adjusted Gross Debt ⁽¹⁾	8,118	8,281	-2.0%	7,992	1.6%
Short-term	1,296	807	60.7%	1,219	6.4%
Local Currency	362	301	20.1%	333	8.6%
Foreign currency	935	505	85.0%	886	5.5%
Adjusted Long-term ⁽¹⁾	6,821	7,474	-8.7%	6,774	0.7%
Local Currency	5,517	5,389	2.4%	5,410	2.0%
Foreign currency	1,304	2,085	-37.5%	1,363	-4.4%
Gross Debt	9,803	9,955	-1.5%	9,690	1.2%
Adjusted Gross Debt ⁽¹⁾	8,118	8,281	-2.0%	7,992	1.6%
Convertible Debt	1,686	1,674	0.7%	1,698	-0.7%
Cash Position	1,417	3,600	-60.6%	1,747	-18.9%
Adjusted Net Debt ⁽¹⁾	6,701	4,681	43.2%	6,246	7.3%
Net Debt	8,386	6,355	32.0%	7,943	5.6%
Net Debt / Adj. EBITDA (LTM) ⁽²⁾	3.69x	2.28x	61.9%	3.33x	10.8%

The Company's proforma Gross Debt closed the quarter at R\$8.1 billion, a 2.0% reduction compared to 1Q25, reflecting primarily the reverse auction for prepayment of principal of Light Energia's Notes, held in May 2025, as well as the favorable effect of Brazilian Real appreciation against the U.S. Dollar on the foreign-currency portion in the period.

Short-term debt increased compared to March 2025, explained primarily by the reclassification of Light Energia's Notes maturing in June 2026, whose settlement will be supported by operating cash generation and the GenCo's current cash position.

The cash position at the end of the period was R\$1.4 billion, with R\$958 million at the GenCo and R\$358

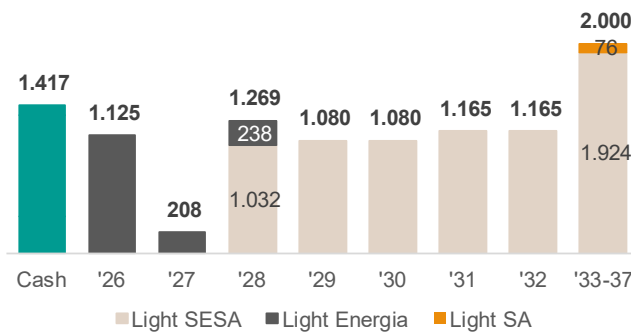
million at Light SESA. The reduction occurred primarily at Light SESA, due to the build-up of CVA in an amount exceeding R\$1 billion (year over year), in addition to the increased capital expenditure throughout 2025. At Light Energia, the cash reduction reflected the partial repurchase of the Bonds, which took place in May 2025. In aggregate, proforma Net Debt totaled R\$6.7 billion at end-March 2026, representing a Net Debt / Adjusted EBITDA ratio for covenants over the last 12 months of 3.69x (vs. 2.28x in 1Q25).

As provided for in the Judicial Reorganization Plan, upon the renewal of the SESA Concession Agreement, the Company will carry out a private Capital Increase of up to R\$1.5 billion (minimum of R\$1.0 billion) within 90 days of signing. Once this event is concluded, on a proforma basis, consolidated Net Debt post-Capital Increase and debt conversion would be equivalent to approximately R\$5.2 billion.

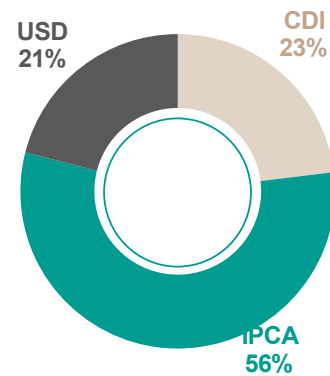
Following the debt restructuring completed in 2024, the debt profile became more adherent to the electricity sector's business model, with 56% of the total amount indexed to IPCA. At the end of the period, 88% of proforma Gross Debt had long-term maturity.

Amortization Schedule of the Principal of the Non-Convertible Debt

(R\$ million)



Proforma Debt by Index (1)



1.4 Subsequent Events – Capital Increase

The signing of the renewal of the DisCo's Concession Agreement was the condition precedent for the Board of Directors, on May 14, 2026, to approve the Company's private Capital Increase, as provided for in its Judicial Reorganization Plan.

The transaction will be executed in two stages: (i) the first being a private Capital Increase, with the inflow of new funds, which may reach up to R\$1.5 billion, with a minimum subscription of R\$1.0 billion; and (ii) subsequently, the conversion into shares of Light S.A.'s convertible debt, composed of the debenture issued in Brazil and the global warrant issued abroad, totaling approximately R\$2.2 billion.

(1) Excludes the convertible debt amount, both in local and foreign currency.

Together, these transactions will significantly reduce the Company's indebtedness, with Light SESA's Net Debt potentially ranging between R\$4.6 billion and R\$5.1 billion upon completion of the process⁽¹⁾.

This transaction will represent the final major execution milestone of the Judicial Reorganization Plan, and its conclusion will complete the strengthening of Light's capital structure, initiated with the debt restructuring completed at the end of 2024.

Expected Schedule

Conditions

Private Capital Increase with preemptive rights guaranteed to current shareholders

Amount	up to R\$1.5 billion (minimum of R\$1 billion)
---------------	---

Issue price	R\$6.29 / share
--------------------	-----------------

Additional advantage warrants	2 warrants : 1 share subscribed under preemptive rights
--------------------------------------	---

Warrant exercise price	R\$0.01 / warrant
-------------------------------	-------------------

Lock-up	30 months with 5 release windows
----------------	-------------------------------------

(D)

Renewal of the Distribution Concession

May 14

Approval of the Capital Increase

May 19

Cut-off date for holding preemptive rights

May 20 to Jun 18

Trading and exercise of preemptive rights

TBD

Unsubscribed Shares Round

TBD

Ratification of the private Capital Increase at Board of Directors Meeting (RCA)

Up to D+90

Next steps:

- Exercise of additional advantage warrants by holders of preemptive rights or unsubscribed shares
- Conversion of Local Debentures and Global Warrant

2.0 DisCo (Light SESA)

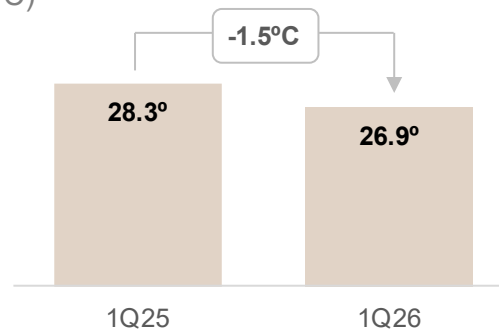
2.1 Measured Energy Market

(GWh)	1Q26	1Q25	Δ%
Distributed Energy	6,750	7,128	-5.3%
Residential	2,376	2,498	-4.9%
Commercial	2,067	2,156	-4.1%
Industrial	1,182	1,267	-6.7%
Other Disco	245	270	-9.4%
Other	879	937	-6.2%
Captive	3,790	4,105	-7.7%
Residential	2,376	2,498	-4.9%
Commercial	911	1,029	-11.5%
Industrial	44	58	-23.9%
Other	459	520	-11.8%
Grid Usage / Free Customer	2,539	2,606	-2.5%
Commercial	1,156	1,127	2.6%
Industrial	1,138	1,209	-5.9%
Other Disco	245	270	-9.4%
Other	420	417	0.7%

In 1Q26, Light's market reflected the continuation of climatic and structural factors observed throughout 2025, now presented under the Measured Market view, in line with the new regulatory guidelines (Public Consultation No. 09/ANEEL)(1).

The period was marked by (i) average temperatures significantly below those recorded in 1Q25, with an impact on demand in the residential and commercial segments; and (ii) an atypical February, the rainiest in Rio de Janeiro in nearly 30 years. It is also worth noting the stronger comparative base of 1Q25, when the Company recorded the hottest February in the last six years and an all-time demand record.

Average Temperature (°C)



(1) To preserve YoY comparability, 1Q25 figures presented in this section have been restated on the same basis.

The consolidated market totaled 6,750 GWh in 1Q26, a 5.3% YoY decline, reflecting the 1.5°C YoY drop in average temperature for the period, which fell from 28.3°C in 1Q25 to 26.9°C in 1Q26. Milder temperatures, combined with the higher volume of precipitation observed across all regions of the concession, reduced thermal comfort demand, an effect partially mitigated by the strong tourism performance in Rio de Janeiro at the beginning of the quarter.

In this context, the residential segment represented 2,376 GWh in 1Q26 (-4.9% YoY), while the commercial segment recorded 2,067 GWh (-4.1% YoY), as a result of the 11.5% YoY contraction in the Captive Market, partially offset by the 2.6% YoY growth in Grid Usage.

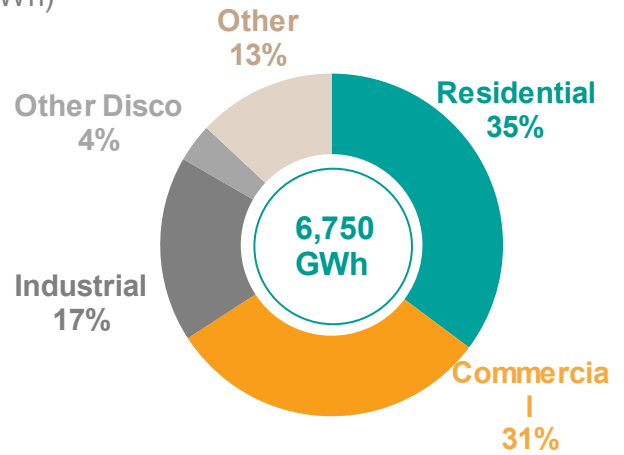
The industrial segment totaled 1,182 GWh (-6.7% YoY), reflecting the deceleration of steel production in the Concession Area, as well as the change in the consumption profile of a high voltage customer, a movement that intensified throughout the final quarters of 2025. Concessionaires, in turn, recorded consumption of 245 GWh (-9.4% YoY), maintaining the dynamic observed in 4Q25.

It is worth noting that the quarter's performance was influenced by a high comparative base, marked by the record consumption recorded by the Company in February 2025, the highest in the historical series. This effect is reflected more intensely in the standalone February comparison, which showed a 9.8% YoY decline.

Compensated DG totaled 318 GWh in 1Q26 (+35.8% YoY), with the commercial and residential segments leading credit compensation, maintaining the expansion trend observed in recent quarters.

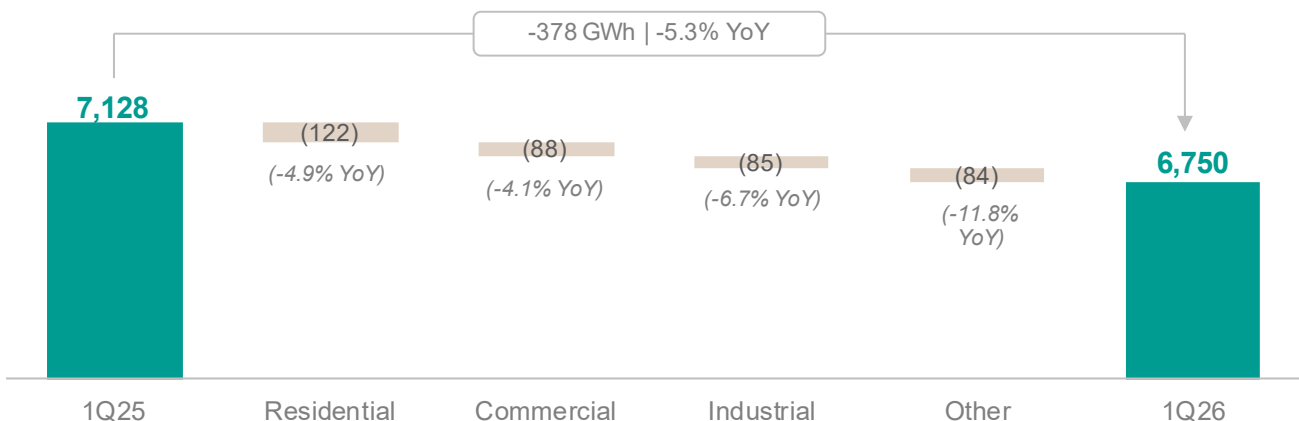
Energy Market (1Q26)

(GWh)



Energy Market

(GWh)



2.2 Losses

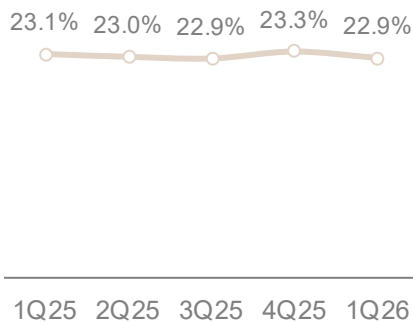
In the last 12 months ended 1Q26, total loss ex-REN adjusted (TL) reached 10,725 GWh, a reduction of 888 GWh (-7.6% YoY) compared to the same period of the prior year. The period's dynamic reflects 1Q26 climatic conditions, with milder average temperature of 26.9°C (a -1.5°C variation compared to 1Q25), and the consistent progress of Loss Reduction Plan actions, supporting the resumption of the indicator's downward trajectory after the one-off effect observed at end-2025, due to atypically high temperatures in the second half of December 2025.

Billed non-technical losses ex-REN adjusted over the last 12 months (NTL) reached 8,170 GWh in 1Q26, a variation of -622 GWh (-7.1% YoY) compared to the same period of the prior year, with the mix across regional profiles remaining stable: 86% in Risk Areas and 14% in Conventional Treatment Areas (ATC), in line with that recorded in the prior year. Compared to 4Q25, NTL volume declined by 318 GWh (-3.7% QoQ), reversing the slight increase of the prior period. As a result, non-technical losses over Grid Load (NTL/Grid Load) closed 1Q26 at 22.9% over the last 12 months, recording a 0.4 p.p. decline compared to 4Q25 and 0.2 p.p. YoY.

From a regulatory standpoint, following the methodology defined by ANEEL for loss calculation, already considering the economic effect of CP09, the difference between actual and regulatory losses (42.9% over the Low Voltage Measured Market) negatively impacted the last 12-month EBITDA by approximately R\$1.0 billion.

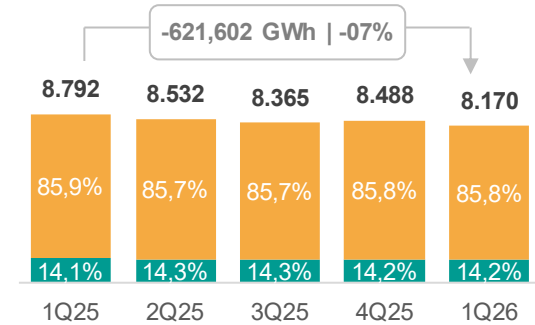
NTL / Grid Load

(%; LTM)



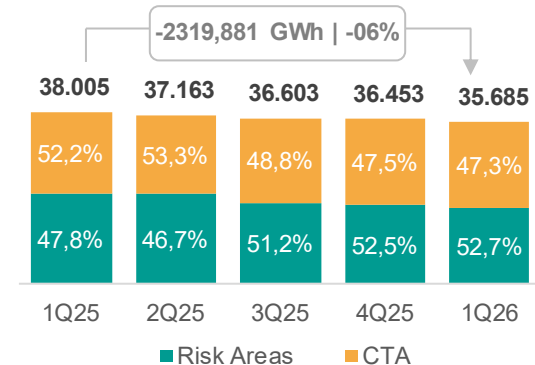
Non-technical Losses (NTL)

(GWh; LTM)



Grid Load

(GWh; LTM)



Loss Prevention Strategy and Measures

Net energy recovery continued to evidence the effectiveness of field actions and the progress of Loss Reduction Plan initiatives, giving continuity to the trajectory built throughout 2025. In Conventional Treatment Areas (ATC), operations remained structured along two complementary dimensions: (i) technology and data intelligence and (ii) assertive field actions, focused on modernization of metering infrastructure, intensification of cut-off and reconnection activities, and updating and re-registration of the customer base.

In 1Q26, the highlight was the acceleration of the program to replace obsolete meters with more modern equipment (remote metering), with approximately 42,000 replacements carried out in the period. This volume reinforces the elevated level of meter replacements as a recurring Company operation, expanding smart metering coverage in the Concession Area and contributing structurally to the reduction of manageable losses. Currently, 18% of the Company's consumer units already have remote metering, reflecting the structured advance of the program to replace conventional meters with smart metering equipment across the distribution network.

Inspections and normalizations in 1Q26 grew +25.5% and +38.9% YoY, respectively, with a better efficiency rate, reflecting greater assertiveness in directing field teams.

In Risk Areas (ASRO), the Company maintained its containment operations through network shielding in areas bordering the ASRO zones. Throughout 1Q26, Light continued advancing with the completion of works in new polygons and concentrating efforts on monitoring and sustaining already-shielded areas. Large-scale program expansion is conditioned on reducing the unit cost of shielding technology, toward which the Company has been advancing in the search for alternatives that enable acceleration of this process.

2.3 Revenue Collection

(%; LTM)	1Q26	1Q25	Δ YoY	4Q25	Δ QoQ
Total Collection	97.4%	98.4%	-0.9 p.p.	98.0%	-0.6 pp
Adjusted Total Collection⁽¹⁾	97.6%	98.6%	-1.1 p.p.	98.2%	-0.6 p.p.
Retail	96.4%	97.7%	-1.3 p.p.	96.8%	-0.3 pp
Large Customers	100.3%	101.3%	-1 p.p.	100.9%	-0.6 pp
Large Public Services	99.0%	99.1%	-0.1 p.p.	100.9%	-1.9 pp

Adjusted total collection recorded 97.6%, a 1.1 p.p. decline year over year. The quarter's performance reflects one-off factors that vary by segment, with no structural change in the Company's collection profile. In the Retail segment, the collection rate reached 96.4%, a 1.3 p.p. reduction compared to the same period of 2025, evidencing the segment's structural stability. The Company continues to act in a timely manner through administrative collection actions, supported by the implementation of a new collection management system focused on enhancing and coordinating these routines. In the Large Private Customers and Public Service segments, performance remained positive, supported by consistent negotiation results and the continuity of receivables recovery actions. Rates remained at elevated levels.

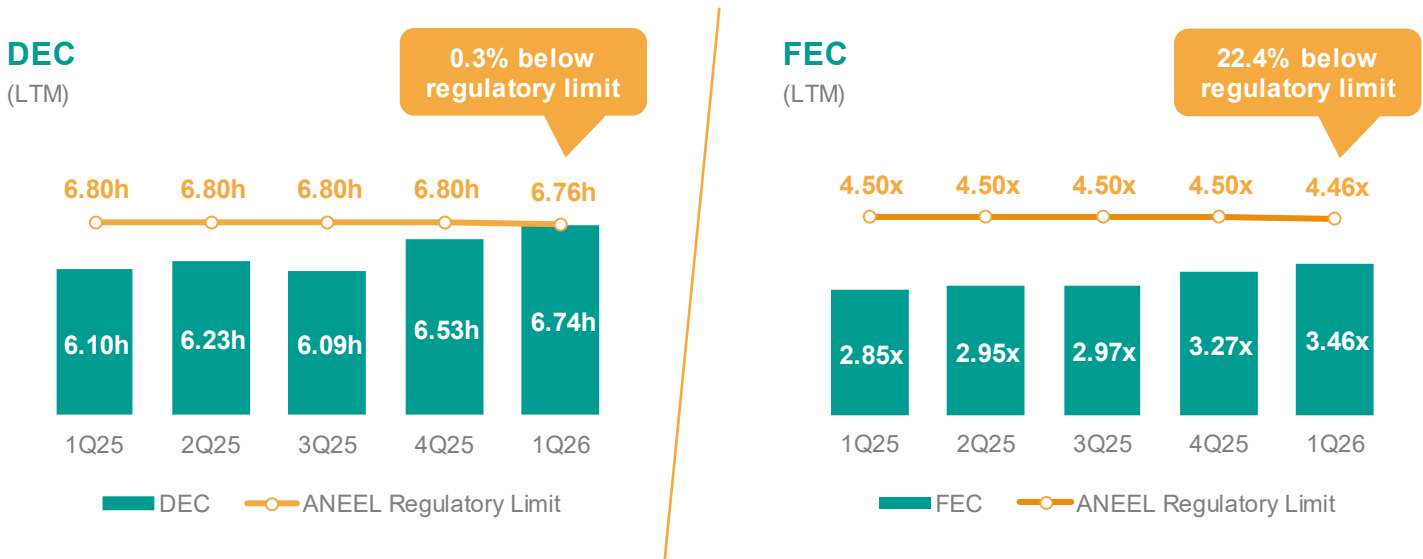
2.4 Quality

In the last 12 months ended March 2026, service quality indicators remained within the regulatory limits established by ANEEL, even in the face of pressure from an atypically severe summer, which generated the highest volume of emergency services ever recorded in a first quarter in the last 10 years.

In 1Q26, DEC reached 6.74h, 0.3% below the regulatory limit of 6.76h, vs. 6.53h in 4Q25. The indicator's approach to the regulatory ceiling reflects the concentration of atypical climatic events throughout the latest annual cycle, particularly in 4Q25 and 1Q26, a period marked by an exceptional volume of precipitation, with February 2026 configuring the rainiest month in the last 30 years in the Company's Concession Area, by the activity of an extratropical cyclone, and by one-off high-intensity wind events. In the 12M cumulative period ended March 2026, emergency services advanced 9.2% YoY, reflecting the most intense first-quarter operational cycle recorded by the Company in the last 10 years.

Similarly, FEC closed the period at 3.46x, 22.4% below the regulatory limit of 4.46x, reflecting the same operational and climatic dynamic described above. The relevant headroom compared to the regulatory parameter reinforces the Company's operational solidity even in a cycle of climatic pressure.

During the quarter, the Company maintained the trajectory of structural investments already planned for 2026, in line with the guidelines of continuous improvement in supply quality. The plan encompasses works on transformers, installation of reclosers, revitalization of underground networks, and intensification of tree trimming and network services, fronts designed to expand network resilience and consolidate the improvement trajectory of continuity indicators in the coming cycles.



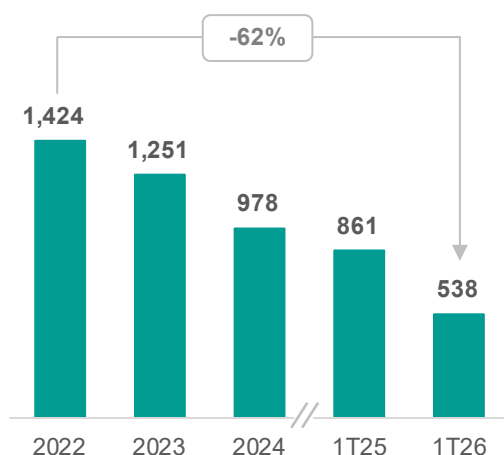
The structural actions implemented throughout 2025 continued to generate relevant effects on operational quality, with significant advances in emergency service efficiency and in the reduction of longer-duration outages, even amid the one-off impact of higher operational volume.

Light recorded a new all-time low in Average Emergency Service Time (TMAE) in its historical series, at 538 minutes in the 12-month cumulative period ended March 2026, a 37.5% reduction compared to 1Q25. The performance is particularly relevant in the cycle's context: even absorbing a higher volume of emergency services YoY, the Company reduced average response time by more than one third, concrete evidence of the structural productivity gain of its teams. The result reflects the progress of strategic initiatives already mentioned in previous periods, such as multiskill team training, ensuring flexibility in transitions between teams, the implementation of motorcycles for first response, and the adoption of automated routing in the Operations Centers. The volume of unproductive travel itself declined 16.5% compared to 1Q25, demonstrating greater assertiveness in dispatches and the optimization of the operational network in the field.

Similarly, the share of outages lasting more than 24 hours continued on a consistent downward trajectory, reaching 3.9% in 1Q26, a decline of approximately 5.9 p.p. compared to 1Q25. Excluding Severe Operational Restriction Areas (ASRO), the indicator reached a new all-time low of 1.86%, positioning Light among the best-performing DisCos in the sector in regions under the Company's full management.

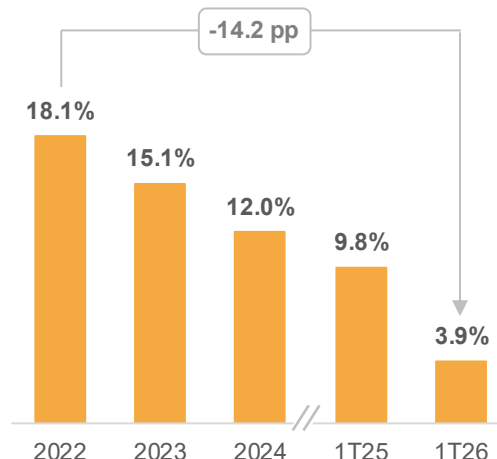
Average Emergency Service Time

(minutes, LTM)



Interruptions >24h

(% , LTM)



2.5 Gross Revenue and Margin

(R\$ million)	1Q26	1Q25	Δ%
Gross Revenue	5,710	5,530	3.3%
Energy Supply	4,956	5,338	-7.2%
Residential	2,620	2,781	-5.8%
Industrial	55	73	-24.7%
Commercial	912	1,074	-15.1%
Public Sector	317	367	-13.7%
Others	96	99	-3.0%
Unbilled Supply	77	192	-59.7%
Grid Usage	879	752	16.8%
Short-Term Energy	(79)	2	-
Other Revenues	833	190	339.5%
Of which CVA	299	(503)	-
Of which Construction revenue	132	272	-51.2%
Of which NRV	157	202	-22.3%
Net Revenue	3,529	3,494	1.0%
Adjusted Net Revenue ⁽¹⁾	3,240	3,020	7.3%
Energy Purchase	(2,451)	(2,096)	16.9%
Adjusted Gross Margin ⁽¹⁾	789	924	-14.5%

Adjusted Net Revenue of R\$3.2 billion in the quarter was supported by Gross Revenue of R\$5.7 billion (+3.3% YoY), the result of divergent movements across the lines. Energy supply revenue declined 7.2% YoY to R\$5.0 billion, reflecting the Captive Market contraction already detailed, partially offset by the 17.9% YoY advance in Grid Usage revenue, which reached R\$887 million and captured the migration of consumers to the Free Market. Unbilled supply, in turn, totaled R\$69 million in the quarter (-64.0% YoY), given 1Q25's high comparative base. Conversely, Other Revenues jumped to R\$833 million, driven by the build-up of CVA in the period, whose position moved from negative R\$503 million in 1Q25 to R\$299 million in 1Q26 (+R\$802 million YoY).

The quarter was impacted by the decline in the energy market and by the higher average energy purchase price (PMIX), which translated into a higher cost to supply the volume not recognized at the regulatory level. These movements explain the reduction in the DisCo's margin in the quarter.

2.6 EBITDA

<i>(R\$ million)</i>	1Q26	1Q25	$\Delta\%$
Adjusted Gross Margin	789	924	-14.5%
Adjusted PMSO	(332)	(239)	38.5%
Personnel	(160)	(122)	31.7%
Material	(18)	(17)	4.8%
Outsourced Services	(161)	(130)	23.7%
Other	7	29	-75.6%
PECLD (Delinquency)	(145)	(145)	0.3%
Provisions for Contingencies	(65)	(68)	-4.3%
Adjusted EBITDA⁽¹⁾	247	471	-47.5%
EBITDA (ex-VNR)⁽²⁾	159	441	-63.9%

In 1Q26, Adjusted EBITDA reached R\$247 million (-47.5% YoY), pressured by adjusted gross margin compression and PMSO growth, partially offset by the stable PECLD level and the maintenance of the positive trajectory in legal contingencies.

PMSO expenses closed the quarter at R\$332 million (+38.5% YoY), driven by the Personnel and Outsourced Services lines. At the end of the prior period, the Company reached the expected recurring level of its cost structure; accordingly, it expects an accommodation of these lines following the operational strengthening cycle completed throughout 2025.

The Personnel line totaled R\$160 million in 1Q26 (+31.7% YoY), in continuation of the headcount rebuilding strategy initiated at end-2024, necessary to raise the service standard the Company committed to delivering to its customers. The Company closed the quarter with 7,300 employees, a 25.5% increase compared to 1Q25, concentrated in Light SESA (67% of the total) and Light Conecta (31% of the total). In this regard, headcount growth remained concentrated in field teams, which accounted for 74% of the absolute increase in the period, with a 28.1% YoY expansion. It is worth noting that Light believes the current headcount level already represents its appropriate and recurring structure, as reflected by the deceleration of the line on a sequential basis. This dynamic was also the directional driver of the Material line in the period, which recorded higher expenses on uniforms, equipment, and vehicle fleet resulting from the personnel increase.

The Services line totaled R\$161 million in 1Q26 (+23.7% YoY), pressured by three main drivers: (i) the first was the increase in expenses on specialized technical advisory and consulting services, associated with the Company's current business cycle; (ii) the second was the expansion of IT services, resulting from higher system maintenance costs, the new data center infrastructure in operation, and greater allocation of specialized labor; and (iii) finally, the line included the continuity of preventive tree trimming actions, carried out under the Summer Plan, in line with the operational strategy defined by the Company to mitigate the effects of the period's thermal seasonality.

Adjusted PECLD totaled R\$145 million in 1Q26, remaining stable compared to 1Q25 (+0.3% YoY) and reaching 2.9% of supply Gross Revenue (-0.2 p.p. YoY). The level reflects the consolidation of the line's new threshold, following the structural advances in delinquency management materialized throughout 2025, whose effects continue to support the line's results.

Legal contingencies continue on a consistent improvement trajectory. In 1Q26, the line totaled R\$65 million (-4.3% YoY), reflecting the continuity of structural initiatives implemented over the past quarters. Both the volume of new filings and the stock of civil cases closed the quarter at the lowest levels recorded for a first quarter in the last nine years, evidencing the structural improvement of the contingent liability and the effectiveness of the initiatives implemented throughout the period.

2.7 Net Financial Result

<i>(R\$ million)</i>	1Q26	1Q25	Δ%
Cost of Debt	(137)	(89)	54,0%
Net Charges	(93)	(89)	4,0%
Δ FX Exchange and Monetary	(12)	20	-
Swap Operations	-	-	-
Financial Investments	18	51	-64,1%
Fair Value Adjust.	(51)	(71)	-28,6%
Financial Revenue / Exp.	(17)	(53)	-68,3%
Interest Installments	14	16	-8,4%
Balance Accounts Adjust.	(17)	(9)	102,6%
CVA adjustments	38	(21)	-
Other	(52)	(39)	31,9%
Financial Result	(154)	(142)	8,4%

In 1Q26, the Adjusted Net Financial Result totaled R\$154 million (negative), a 8.4% YoY increase compared to the R\$142 million (negative) recorded in 1Q25.

Debt cost of R\$137 million was composed of: (i) net financial charges of R\$93 million, concentrated in the IPCA+5% debentures spread and the CDI+0.5% debt cost, with a contained 4.0% YoY increase; and (ii) foreign exchange and monetary variation of R\$12 million (negative), reflecting IPCA on the principal of local debentures. Financial investment income contributed positively to this result, with R\$18 million in the period.

In the quarter, the financial revenues and expenses line totaled R\$17 million in expenses, a significant 68.3% YoY reduction compared to the R\$53 million in 1Q25, benefited primarily by the reversal in the CVA update, which moved from negative R\$21 million in 1Q25 to positive R\$37 million in 1Q26.

2.8 Income Tax and Social Contribution (IR/CS)

In 1Q26, the positive IR/CS result totaled R\$2.8 billion, compared to negative R\$72 million in 1Q25. The variation reflects a one-off event of reversal of the provision for non-realization of Light SESA's R\$2.9 billion deferred tax asset, constituted from tax losses accumulated in prior fiscal years, since the Distribution Concession Renewal for an additional 30 years increases the probability of generating future taxable profits, enabling the utilization of this tax asset.

2.9 Net Income

The DisCo's Net Income totaled R\$2.8 billion in 1Q26, vs. R\$243 million in 1Q25, fully explained by the one-off event in the IR/CS line, of a non-cash nature (future economic benefit), without which the quarter's result would have been negative at R\$147 million.

2.10 Debt

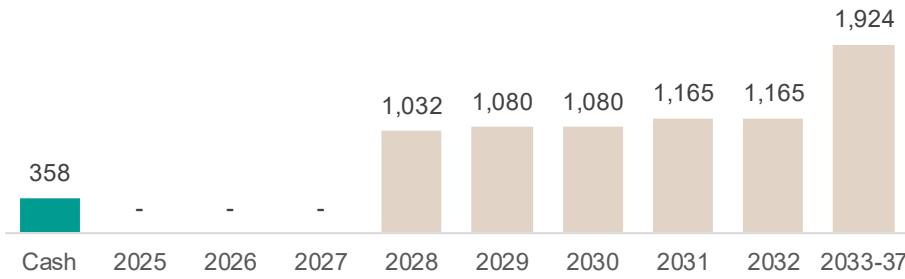
<i>(R\$ million)</i>	1Q26	1Q25	Δ%	4Q25	Δ%
Gross Debt	6,497	6,186	5.0%	6,383	1.8%
Short-term	131	90	45.2%	79	64.6%
Local Currency	118	76	54.6%	78	50.9%
Foreign currency	13	14	-6.1%	1	778.1%
Long-term	6,366	6,096	4.4%	6,304	1.0%
Local Currency	5,070	4,722	7.4%	4,949	2.5%
Foreign currency	1,296	1,374	-5.7%	1,355	-4.4%
Cash Position	358	2,007	-82.2%	626	-42.9%
Net Debt	6,139	4,179	46.9%	5,757	6.6%

The DisCo's Gross Debt closed 1Q26 at R\$6.5 billion, a 5.0% increase compared to 1Q25. With a predominantly long-term profile (98.0%), with the first amortization scheduled for 2028, the duration of Light SESA's debt at end-period was 5.21 years. Domestic-currency debt totaled R\$5.2 billion, or 80% of the total amount, while foreign-currency debt totaled R\$1.3 billion.

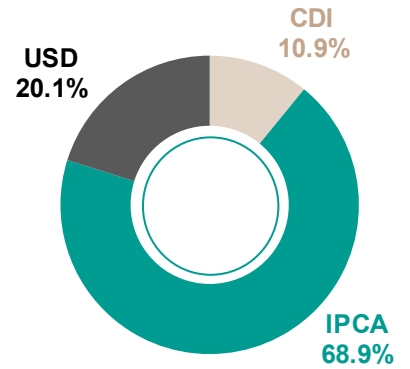
The DisCo's cash closed the period at R\$358 million, an 82.2% reduction compared to the same period of the prior year, due to the build-up of net CVA receivables, as well as a higher volume of investments. As a result of the cash dynamic, Net Debt was R\$6.1 billion, a 46.9% increase compared to March 2025.

Debt amortization schedule

(R\$ million)



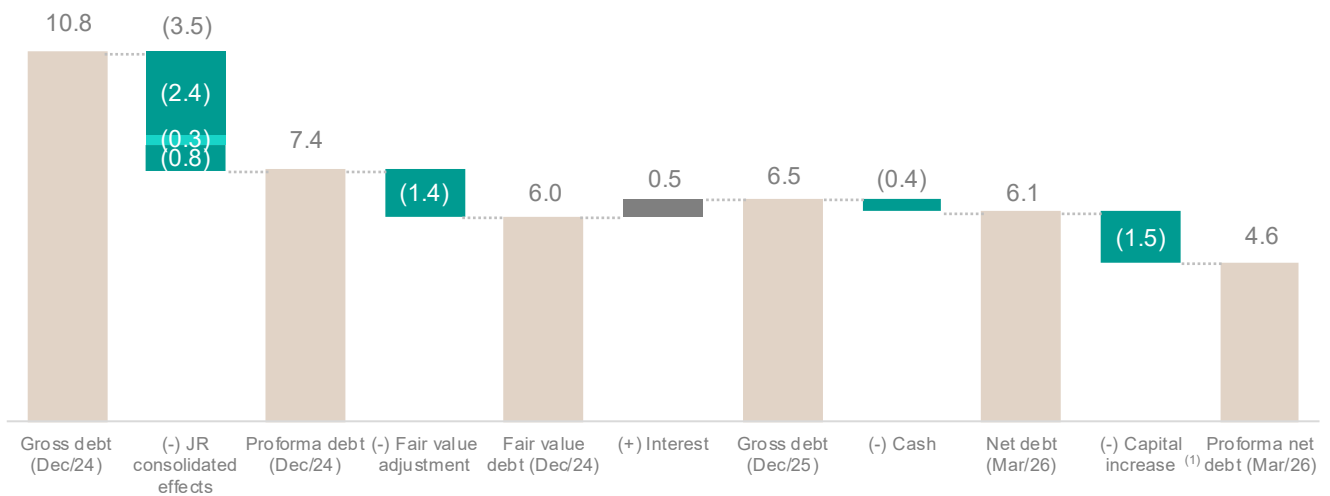
Debt by index



The improvement in Light SESA's debt profile, in the context of the restructuring, does not yet incorporate the planned private Capital Increase of up to R\$1.5 billion, to be completed within 90 days from the signing date of the new Concession Agreement – an event that, once completed, will contribute to a further reduction in the Company's leverage.

Light SESA Debt Evolution

(R\$ billion)



(1) As per the JR Plan, 30% of the amount exceeding R\$1 billion will be allocated to the holding's cash. For presentation purposes, the total amount has been consolidated at SESA in this chart.

3.0 Generation and Trading (Light Energia + Com.)

3.1 Operational Context

Hydrological Scenario

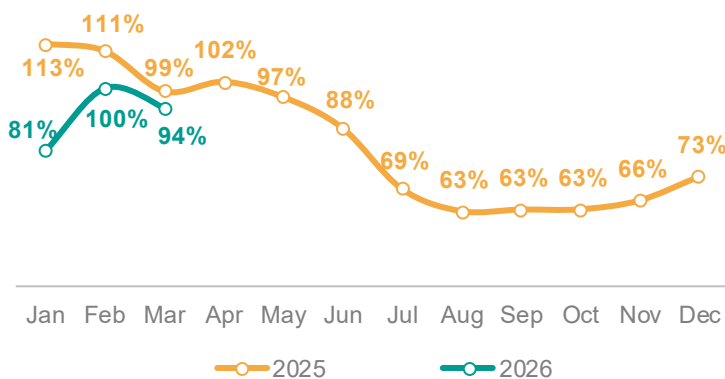
Natural Affluent Energy (ENA) showed a recovery pattern throughout 1Q26 compared to 1Q25. Although January recorded ENA approximately 36% below the same month of the prior year, reflecting the delayed onset of the wet period, March recorded ENA approximately 52% higher, reflecting the consolidation of the wet period in the SIN and enabling the recovery of storage levels to levels close to those observed in the same period of 2025. For the quarter as a whole, average ENA was only 2% below that recorded in 1Q25.

The Generation Scaling Factor (GSF), in turn, remained at levels below those recorded in 1Q25, especially in January (81% vs. 113% in 1Q25) and February (100% vs. 111% in 1Q25), with partial convergence in March (94% vs. 99% in 1Q25). The behavior largely reflects the energy seasonalization strategy adopted by market players, which has concentrated allocation in the second half given the SIN's historical inflow profile.

As a consequence, the Company's Allocated Energy in 1Q26 totaled 466 MWavg, lower than the 518 MWavg recorded in 1Q25, despite a higher Net Guaranteed Capacity in the period (575 MWavg in 1Q26). The decoupling between the two metrics is predominantly explained by the GSF reduction, which decreased Allocated Energy.

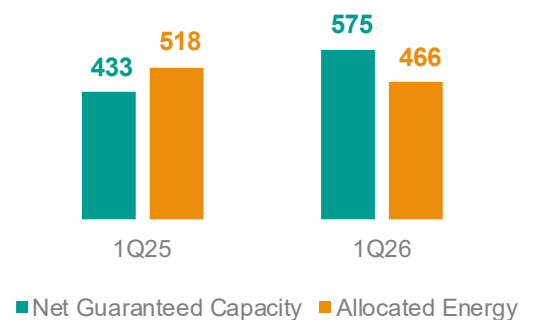
GSF

(%)



Guaranteed Capacity and Allocated Energy

(MWmed)

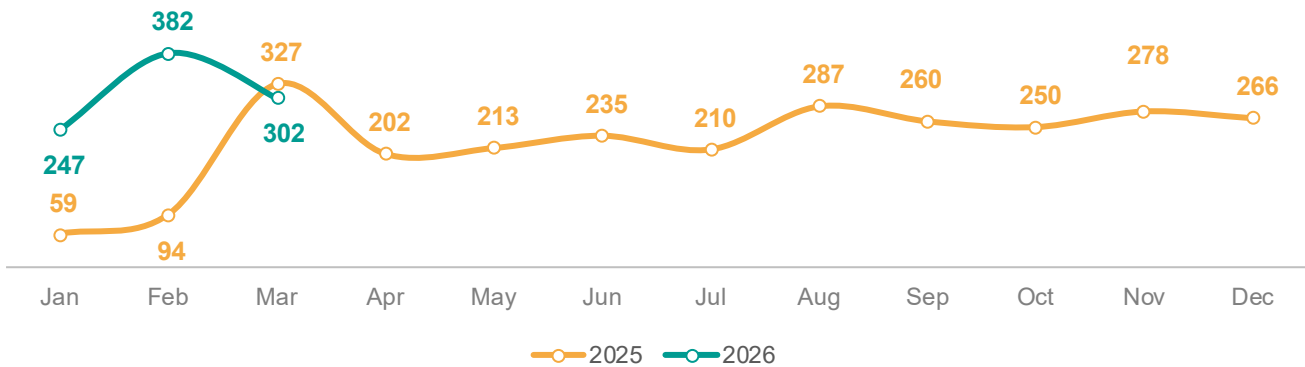


Price Scenario

Regarding the Settlement Price for Differences (PLD), the highlights were higher values at the beginning of 2026 compared to the same period of 2025, due to the delayed onset of the wet period, which only consolidated at the end of January, and also to the new parameterization of the sector's computational models, which became more averse to hydrological risk. As a result, the quarter's average PLD totaled R\$310/MWh, approximately 94% higher than that observed in 1Q25 (R\$160/MWh).

Average monthly PLD

(R\$/MWh)



Energy Trading

The volume traded by Light COM reached 1,026 MWavg in 1Q26, a 40.6% increase compared to the volume recorded in 1Q25, reflecting the repositioning of the contract portfolio throughout the year. The incentivized energy portfolio grew 24.2% YoY, expanding its share in the sales mix to 13.5% of total volume in the quarter.

Even in the face of unfavorable hydrological conditions in 1Q26, the Company maintains a comfortable contractual position to face the coming quarters, supporting predictability in cash generation for the Generation and Trading segment. Additionally, the Company remains attentive to opportunities for new negotiations that add value to the portfolio in the medium and long term.

3.0 Generation and Trading (Light Energia + Com.)

3.2 Financial Performance

(R\$ million)	1Q26	1Q25	Δ%
Net Revenue	528	264	100.2%
Adjusted Net Revenue ⁽¹⁾	483	264	83.0%
Purchased Electricity	(291)	(130)	124.6%
Gross Margin	191	134	42.8%
PMSO	(27)	(21)	27.8%
Personnel	(11)	(10)	18.2%
Material	(1)	(0)	29.0%
Outsourced Services	(10)	(8)	19.7%
Others	(6)	(3)	75.0%
Contingency	(0)	0	-
Adjusted EBITDA ⁽²⁾	164	113	45.3%
Mark-to-Market Effect	(54)	152	-
Other Oper. Revenue/Expense	(37)	0	-
Itens não recorrentes	45	-	-
CVM EBITDA	118	265	-55.6%

The Generation and Trading segments recorded combined Net Revenue of R\$528 million in 1Q26, vs. R\$264 million in 1Q25, reflecting a higher volume traded in an environment of greater price volatility and the non-recurring recognition of R\$45.5 million referring to the indemnification for the re-bidding of the transmission assets operated by Light Energia, whose auction took place in March 2025. Excluding this non-recurring effect, Adjusted Net Revenue totaled R\$483 million, an 83% increase year over year.

The Purchased Electricity line totaled R\$291 million (+124.6% YoY), impacted by the higher volume traded, as well as energy purchase adjustments due to GSF variation.

PMSO expenses totaled R\$27 million in 1Q26, with an increase of R\$6 million year over year, reflecting primarily higher absolute expenses on Outsourced Services and Others aimed at structuring new commercial operations.

As a result, Adjusted EBITDA from the combined operations was R\$164 million in 1Q26, a 45.3% YoY increase, reflecting the higher transacted volume and the capture of attractive margins, more than offsetting the effect of the elevated PLD and the compressed GSF.

3.3 Net Financial Result

	1Q26	1Q25	Δ%
Cost of Debt	(20)	37	-
Net Charges	(24)	(31)	-23.1%
Δ FX Exchange and Monetary	37	42	-11.5%
Swap Operations	(65)	1	-
Financial Investments	33	27	21.2%
Fair Value Adjust.	(1)	(1)	0.0%
Financial Revenue /Exp.	9	3	203.7%
Balance Accounts Adjust.	(1)	(0)	159.5%
Other	9	3	199.5%
Financial Result	(12)	40	-

The Net Financial Result of the Generation and Trading operations was negative at R\$12 million in 1Q26, reversing the positive amount of R\$40 million recorded in the same period of the prior year. The performance primarily reflects the accounting effect of the mark-to-market of the swap contracted in 3Q25 for full protection of the foreign exchange exposure of Light Energia's Notes, maturing in June 2026.

The Brazilian Real appreciation in the period produced opposite effects on two lines of the financial result: (i) a positive impact on foreign exchange and monetary variation, and (ii) a negative impact on swap operations, due to the mark-to-market of the U.S. Dollar leg of the aforementioned hedging instrument. This volatility will be closed out next quarter, upon the debt's maturity.

Net financial charges declined 23.1% YoY, reflecting lower Gross Debt, and financial investments totaled R\$33 million in the period, a 21.2% YoY increase, due to the Company's substantial cash position, which will support, together with operating cash generation, the settlement of the Notes.

3.4 Net Income

The combined operations of Light Energia and Light COM recorded Adjusted Net Income of R\$63 million in 1Q26, vs. R\$32 million in 1Q25 (+96% YoY), reflecting the growth of Adjusted EBITDA, partially offset by the reversal of the financial result to negative R\$12 million in the period.

3.5 Debt Light Energia

	1Q26	1Q25	Δ%	4Q25	Δ%
Gross Debt	1,591	2,069	-23.1%	1,580	0.7%
Short-term	1,166	716	62.7%	1,139	2.3%
Local Currency	244	225	8.4%	255	-4.2%
Foreign currency	922	491	87.6%	884	4.2%
Long-term	426	1,353	-68.5%	441	-3.5%
Local Currency	426	649	-34.4%	441	-3.5%
Foreign currency	-	703	-	-	-
Cash Position	958	1,413	-32.2%	973	-1.5%
Net Debt	633	656	-3.5%	608	4.2%

In 1Q26, Light Energia reported Gross Debt of R\$1.6 billion, a 23.1% decline compared to 1Q25. The drop reflects primarily: (i) the effect of the Reverse Auction held in May 2025, with the repurchase of approximately USD 51 million of the Notes maturing in June 2026 (24.19% of the total outstanding), at a 5% discount; and (ii) Brazilian Real appreciation in the period on foreign-currency debt (58% of total Gross Debt in 1Q26).

The cash position closed the quarter at R\$958 million, with a 32.2% YoY decline. Net Debt totaled R\$633 million, practically stable compared to 1Q25 (-3.5% YoY). All foreign-currency debt remains classified as short-term, reflecting the proximity of the Notes 2026 maturity in June of this year. As already commented, the Company's strategy is to use its cash position and operating cash generation to ensure the settlement of the Notes at maturity.

Annex I - EBITDA Reconciliation

Light SESA (DisCo)

<i>(R\$ million)</i>	1Q26	1Q25	$\Delta\%$
Net Income (Loss)	2,763	243	1038.6%
(-) Income Tax/Social Contribution	-	-	-
(-) Deferred Inc. Tax/Social Contribution	2,805	(72)	-
EBT	(42)	314	-
(-) Depreciation and Amortization	(204)	(187)	9.1%
(-) Financial Revenue (Expense)	(154)	(142)	8.5%
CVM EBITDA	316	643	-50.8%
(-) New Replacement Value (NRV)	157	202	-22.3%
EBITDA ex-NVR	159	441	-63.9%
(-) Other Operating Revenue/Expense	(88)	(30)	192.4%
(-) Non-recurring effects	-	-	-
Adjusted EBITDA	247	471	-47.5%

Light Energia + Com. (Generation & Trading)

<i>(R\$ million)</i>	1Q26	1Q25	$\Delta\%$
Net Income (Loss)	54	183	-70.4%
(-) Income Tax/Social Contribution	(49)	(39)	25.9%
(-) Deferred Inc. Tax/Social Contribution	30	(51)	-
EBT	73	273	-73.3%
(-) Depreciation and Amortization	(33)	(32)	2.2%
(-) Financial Revenue (Expense)	(12)	40	-
CVM EBITDA	118	265	-55.6%
(+/-) Light COM. MtM effect	(54)	152	-
(-) Other Operating Revenue/Expense	(37)	0	-
(-) Non-recurring effects	45	-	-
Adjusted EBITDA	164	113	45.3%

Annex II - Consolidated Quarterly Income Statement

(R\$ million)	Adjusted			Reported		
	1Q26	1Q25	Δ%	1Q26	1Q25	Δ%
Net Revenue	4,001	3,742	6.9%	4,046	3,742	8.1%
Purchased Electricity	(2,727)	(2,212)	23.3%	(2,727)	(2,212)	23.3%
Operating Expense	(808)	(698)	15.8%	(862)	(545)	58.1%
PMSO	(351)	(265)	32.3%	(351)	(265)	32.3%
Personnel	(187)	(137)	36.7%	(187)	(137)	36.7%
Material	(20)	(19)	3.0%	(20)	(19)	3.0%
Outsourced Services	(145)	(142)	1.7%	(145)	(142)	1.7%
Others	0	33	-99.5%	0	33	-99.5%
Depreciation and Amortization	(240)	(220)	9.1%	(240)	(220)	9.1%
Contingency	(65)	(68)	-4.0%	(65)	(68)	-4.0%
PECLD (delinquency)	(145)	(145)	0.3%	(145)	(145)	0.3%
Mark-to-market effect	-	-	-	(54)	152	-
Equity Income	(7)	-	-	(7)	-	-
Other Oper. Revenue/Expense	(134)	(60)	121.5%	(134)	(60)	121.5%
Financial Revenue/Expense	(153)	(71)	114.5%	(153)	(71)	114.5%
Financial Revenue	166	138	20.2%	166	138	20.2%
Financial Expense	(319)	(209)	52.3%	(319)	(209)	52.3%
Income Before Taxes	47	430	-89.1%	38	582	-93.4%
Income Tax/Social Contribution	(52)	(40)	30.2%	(52)	(40)	30.2%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(75)	(123)	-39.0%	2,835	(123)	-
Net Income	(80)	267	-	2,821	419	573.0%
Adjusted EBITDA⁽¹⁾	423	579	-27.0%			

Annex III - DisCo Quarterly Income Statement

(R\$ million)	Adjusted			Reported		
	1Q26	1Q25	Δ%	1Q26	1Q25	Δ%
Net Revenue	3.529	3.494	1,0%	3.529	3.494	1,0%
Purchased Electricity	(2.451)	(2.096)	16,9%	(2.451)	(2.096)	16,9%
Operating Expense	(746)	(639)	16,7%	(746)	(639)	16,7%
PMSO	(332)	(239)	38,5%	(332)	(239)	38,5%
Personnel	(160)	(122)	31,7%	(160)	(122)	31,7%
Material	(18)	(17)	4,8%	(18)	(17)	4,8%
Outsourced Services	(161)	(130)	23,7%	(161)	(130)	23,7%
Others	7	29	-75,6%	7	29	-75,6%
Depreciation and Amortization	(204)	(187)	9,1%	(204)	(187)	9,1%
Contingency Provisions	(65)	(68)	-4,3%	(65)	(68)	-4,3%
PECLD (delinquency)	(145)	(145)	0,3%	(145)	(145)	0,3%
Other Oper. Revenue/Expense	(88)	(30)	192,4%	(88)	(30)	192,4%
Financial Revenue/Expense	(154)	(142)	8,5%	(154)	(142)	8,5%
Financial Revenue	132	106	24,6%	132	106	24,6%
Financial Expense	(286)	(248)	15,4%	(286)	(248)	15,4%
Income Before Taxes	(42)	314	-	(42)	314	-
Income Tax/Social Contribution	-	-	-	-	-	-
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(105)	(72)	47,1%	2.805	(72)	-
Net Income	(147)	243	-	2.763	243	1038,6%
Adjusted EBITDA ⁽¹⁾	247	471	-47,5%			

(1) Excludes NRV, other operating revenues/expenses, equity equivalence, and non-recurring items, as shown in the reconciliation in Annex I.

Annex IV - GenCo and Trading Company Quarterly Income Statement

(R\$ million)	Adjusted			Reported		
	1Q26	1Q25	Δ%	1Q26	1Q25	Δ%
Net Revenue	483	264	83.0%	528	264	100.2%
Purchased Electricity	(291)	(130)	124.6%	(291)	(130)	124.6%
Operating Expense	(60)	(53)	13.0%	(115)	99	-
PMSO	(27)	(21)	27.8%	(27)	(21)	27.8%
Personnel	(11)	(10)	18.2%	(11)	(10)	18.2%
Material	(1)	(0)	29.0%	(1)	(0)	29.0%
Outsourced Services	(10)	(8)	19.7%	(10)	(8)	19.7%
Others	(6)	(3)	75.0%	(6)	(3)	75.0%
Depreciation and Amortization	(33)	(32)	2.2%	(33)	(32)	2.2%
Contingency Provisions	(0)	0	-	(0)	0	-
Mark-to-market effect	-	-	-	(54)	152	-
Other Oper. Revenue/Expense	(37)	0	-	(37)	0	-
Financial Revenue/Expense	(12)	40	-	(12)	40	-
Financial Revenue	43	32	34.1%	43	32	34.1%
Financial Expense	(55)	8	-	(55)	8	-
Income Before Taxes	82	121	-32.4%	73	273	-73.3%
Income Tax/Social Contribution	(49)	(39)	25.9%	(49)	(39)	25.9%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	30	(51)	-	30	(51)	-
Net Income	63	31	105.3%	54	183	-70.4%
Adjusted EBITDA ⁽¹⁾	164	113	45.3%			

Annex V - Consolidated Balance Sheet

Assets

<i>(R\$ million)</i>	31.03.2026	31.12.2025
Current	5.011	5.313
Cash and cash equivalents	155	111
Marketable securities	1.262	1.636
Trade accounts receivable	1.719	1.685
Inventory	99	92
Taxes and contributions recoverable	368	367
Prepaid expenses	20	21
Dividends and interest on equity receivable	-	-
Receivables for services provided	20	27
Derivative financial instruments swaps	-	-
Outstanding balances of derivative financial inst. such as swaps	9	3
Fair value in the purchase and sale of energy	525	665
Other receivables	834	707
Non-current	23.272	20.421
Trade accounts receivable	1.080	1.058
Taxes and contributions recoverable	2.953	2.896
Deferred taxes	3.104	247
Deposits related to litigation	391	389
Derivative financial instruments – swaps	23	20
Mutual loan with related parties	-	-
Concession financial assets	11.275	10.922
Fair value in the purchase and sale of energy	273	324
Other receivables	36	37
Sectoral financial assets	-	129
Contract assets – infrastructure under construction	715	763
Investments	197	203
Property, plant and equipment	2.078	2.123
Intangible assets	810	972
Right-of-use assets	336	336
Total Assets	28.283	25.733

Annex V - Consolidated Balance Sheet (cont.)

Liabilities

<i>(R\$ million)</i>	31.03.2026	31.12.2025
Current	7,120	6,506
Trade accounts payable	2,840	2,748
Taxes and contributions payable	255	359
Deferred taxes	4	9
Loans and financing	944	963
Debentures	278	242
Dividends payable	-	-
Financial instruments derivatives swaps	83	16
Remaining balances of derivative financial instruments swaps	-	-
Industry financial liabilities	601	74
Contingency Provisions	-	-
Labor liabilities	193	164
Post-employment benefits	31	31
Amounts refundable to consumers	-	-
Lease obligations	85	78
Regulatory charges	422	431
Fair value in the purchase and sale of energy	458	569
Other debits	925	822
Non-current	12,840	13,779
Loans and financing	1,924	2,023
Debentures	6,606	6,468
Remaining balances of derivative financial instruments swaps	-	-
Industry financial liabilities	47	-
Taxes and contributions payable	45	50
Deferred taxes	288	318
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	3,137	3,864
Post-employment benefits	190	182
Lease obligations	293	297
Amounts refundable to consumers	-	246
Fair value in the purchase and sale of energy	268	290
Other debits	42	41
Equity	8,323	5,449
Share capital	5,392	5,392
Capital reserve	359	359
Accumulated losses	2,458	(367)
Asset valuation adjustments	224	228
Other comprehensive income	(111)	(163)
Total Liabilities	28,283	25,733

Annex VI - Debt by Instrument in 1Q26

Light S.A. (Consolidated)

<i>(R\$ million)</i>	Face Value	Fair Value Adjust.	Fair Value
Light SESA	7,590	(1,094)	6,497
Light Energia	1,592	(1)	1,591
Convertible - Local	1,663	(465)	1,198
Convertible - Foreign	543	(55)	488
Non-opting Creditor - Local	56	(34)	21
Non-opting Creditor - Foreign	20	(12)	8
Total	11,464	(1,661)	9,803

Light SESA (DisCo)

<i>(R\$ million)</i>	Face Value	Fair Value Adjust.	Fair Value
IPCA + 5%	3,510	(345)	3,164
IPCA + 3%	1,790	(475)	1,315
USD @ 4.21%	1,020	(112)	908
USD @ 2.26%	550	(149)	401
CDI + 0,5%	720	(12)	708
Total	7,590	(1,094)	6,497

Light Energia (Generation)

<i>(R\$ million)</i>	Face Value	Fair Value Adjust.	Fair Value
IPCA + 4.85%	445	-	445
USD @ 4.375%	922	(1)	922
CDI + 2%	187	-	187
CDI + 2.85%	14	-	14
Other	24	-	24
Total	1,592	(1)	1,591

Annex VII - Energy Balance

(GWh)	1Q26	%
(+) Proinfa	76	1.1%
(+) Itaipu	954	13.2%
(+) Auctions	4,672	64.7%
(+) Quotas	594	8.2%
(+) Angra I and II	100	1.4%
(+) Others (CCEE)	823	11.4%
Energy Requirement (CCEE)	7,218	-
Own Load	7,066	-
Measured Energy (Captive)	3,790	-
Residential	2,376	62.7%
Industrial	44	1.2%
Commercial	911	24.0%
Others	459	12.1%
Energy Balance	3,276	
(+) Technical Losses	637	-
(+) Non-Technical Losses	2,974	-
(-) MMGD-Injected Energy	330	
(+) REN (billed)	(4)	
Backbone Grid Losses	152	-

(GWh)	1Q26	1Q25	Δ%
Grid Load	10,360	11,047	-6.2%
Grid Usage	3,294	3,244	1.5%
Own Load	7,066	7,803	-9.4%
Metered Energy (Captive)	3,790	4,105	-7.7%
Low Voltage	3,454	3,515	-1.7%
Medium and High Voltage	336	589	-43.0%
Energy Balance	3,276	3,698	-11.4%