

120 ANOS



Release de
Resultados

4T24

LIGT

B3 LISTED NM

27 de março de 2024

Mensagem da Administração



Os resultados da Light em 2024 ilustram os avanços da empresa na superação de desafios que começaram a ser combatidos de frente em 2023.

A Companhia apresentou relevante melhora financeira e operacional, enquanto acompanha de perto o processo de renovação do contrato de concessão. A solidificação desses três pilares – financeiro, operacional e econômico – garantirá a construção da nova Light, mais sustentável e ainda mais longínqua.

Durante o primeiro semestre de 2024, a Companhia intensificou as negociações com seus credores até chegar a um plano de recuperação judicial que garantisse a sua saúde financeira e, conseqüentemente, a sustentabilidade da concessão.

Numa clara demonstração da confiança dos credores no futuro da Companhia, o plano foi aprovado por mais de 99% dos presentes na assembleia; e a demanda pela opção que previa a conversão de dívida em ações da Light foi 50% superior ao limite pré-estabelecido.

O acordo reestruturou a dívida da Companhia, reduzindo custos, alongando prazos e quitando integralmente valores devidos a credores com até R\$ 30 mil a receber, preservando os pequenos investidores.

O resultado disso é que a Light afastou pressões de curto prazo em seu fluxo de caixa e reduziu, de forma expressiva, a dívida líquida da Distribuidora. O alívio financeiro permitiu que a empresa mantivesse investimentos e se concentrasse ainda mais em medidas para aprimorar a qualidade de sua operação.

Desde que ingressou em recuperação judicial, em maio de 2023, a Light nunca deixou de lado a sua missão de garantir atendimento de qualidade na distribuição de energia para cerca de 12 milhões de pessoas na sua área de concessão, ou 31 municípios do Estado do Rio de Janeiro.

Assim como no ano anterior, em 2024 os índices de DEC e FEC, que medem, respectivamente, a duração e a frequência de eventuais interrupções de energia, ficaram abaixo do limite regulatório.

Durante o ano de 2024, também mostramos o poder de reação da Companhia, que buscou e implementou as melhores soluções para o restabelecimento dos sistemas de abastecimento das ilhas do Governador e de Paquetá. O fornecimento está normalizado, e os investimentos seguirão até 2026, conforme previsto, quando toda a estrutura estará renovada.

Para continuar a ser uma empresa com padrões cada vez mais elevados de qualidade e eficiência, a Light está focando em inovação, com o uso de tecnologia de ponta e de dados para incrementar os seus serviços e processos.

Estamos estreitando o relacionamento com o cliente em canais digitais. E, para aproveitar os valores e a cultura Light, que são abraçados por todos os funcionários,



internalizamos as equipes de campo que se dedicam a atividades críticas, com a criação da Light Conecta. Esses times estão deixando de ser terceirizados, e a iniciativa já traz excelentes resultados, como um aumento de aproximadamente 40% no nível de produtividade. No momento, eles estão contribuindo com informações para uma espécie de censo de toda a infraestrutura da empresa para roteirização automática de deslocamento de equipes, reduzindo o percentual de deslocamentos improdutivos.

Na mesma linha, a Companhia também está mapeando áreas de risco, para ter dados auditáveis sobre essas localidades, numa medida que já deverá casar com o que deverá ser exigido das distribuidoras no novo contrato de concessão. Esse mapeamento inclui desde informações externas, como notícias sobre essas regiões veiculadas na mídia; até aquelas colhidas pelas equipes técnicas, com relatos de lugares onde não conseguiram atuar ou a produção de fotos de postes com gatos, por exemplo.

A Light segue trabalhando para manter sempre uma operação de ponta, eficiente e referência onde atua, enquanto aguarda a assinatura do contrato de renovação da sua concessão.

As discussões sobre a minuta dos novos contratos das distribuidoras, conduzidas pelo Ministério de Minas e Energia e pela Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), abordam temas relevantes como a consideração as áreas de restrição operacional e o reconhecimento anual dos investimentos. A Light segue acompanhando de perto as discussões e está otimista em relação a um desfecho positivo.

O ano de 2024 encerrou, ainda, com outras boas notícias: de um lado a retomada do consumo na área de concessão, onde observamos uma taxa de crescimento do mercado em patamares que há tempos não víamos. De outro lado, a arrecadação aumentou 1,1 ponto percentual e alcançou 98,7%. No final de tudo, o lucro consolidado do grupo foi de R\$1,64 bilhão.

No ano em que celebra seu 120º aniversário, a Companhia reafirma seu compromisso com a transformação e o progresso. Em um cenário de constantes mudanças, a Light segue inovando e evoluindo, assim como sempre fez ao longo de sua história. Mais do que uma empresa, a Light é energia que impulsiona o desenvolvimento do Rio de Janeiro e impacta milhares de vidas por meio de suas iniciativas.

A Companhia segue comprometida com a população de sua concessão e trabalhando para oferecer um serviço com cada vez mais qualidade e atenção às demandas de seus clientes. Estamos no caminho certo, de renovação da concessão e conclusão da Recuperação Judicial. Ao final desse processo, um novo ciclo se iniciará.

Agradeço a colaboração de todos os nossos stakeholders – funcionários, colaboradores, fornecedores, credores e acionistas.

Alexandre Nogueira | CEO



Destaques

CONSOLIDADO



**Dívida
Reestruturada**



R\$ 1,6 BI

lucro líquido
em 2024



R\$ 3,1 BI

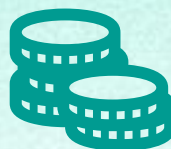
Posição de Caixa (+47%
A/A) em 2024

DISTRIBUIDORA



R\$ 4,5 BI

dívida líquida no 4T24
(-48% A/A)



R\$ 1,4 BI

EBITDA¹ em 2024



DEC 6,74 H

Melhor 4º Tri da História



Mercado Faturado

MERCADO FATURADO AJUSTADO POR CLASSE (GWh)

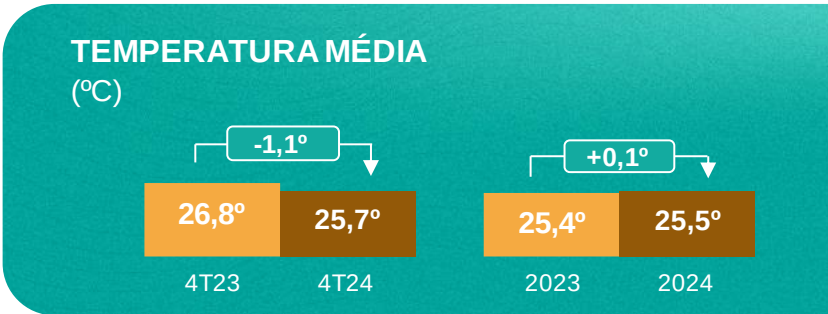
	4T24	4T23	Δ%	2024	2023	Δ%
Cativo	3.447	3.952	-12,8%	14.264	15.158	-5,9%
Residencial	2.075	2.242	-7,4%	8.364	8.297	0,8%
Comercial	831	969	-14,3%	3.520	3.835	-8,2%
Industrial	57	74	-23,0%	256	314	-18,5%
Outros	483	667	-27,5%	2.124	2.711	-21,7%
Uso de Rede	3.051	2.606	17,1%	11.323	10.109	12,0%
Comercial	1.013	919	10,3%	3.823	3.353	14,0%
Industrial	1.211	1.194	1,4%	4.894	4.745	3,1%
Concessionárias	443	321	38,1%	1.246	1.368	-8,9%
Outros	383	172	122,6%	1.360	642	111,7%
Mercado Faturado	6.498	6.558	-0,9%	25.586	25.266	1,3%

Nota: 1) O mercado faturado exclui itens não recorrentes, além dos impactos da geração distribuída (compensada e simultânea), 2) Neste trimestre foi realizado um ajuste na metodologia de apuração da classe de Concessionárias que passou contabilizar o consumo faturado, em substituição ao medido, e todo o ajuste de 2024 foi registrado neste último período.

O mercado faturado ajustado totalizou 6.498 GWh no 4T24, registrando queda de 61 GWh A/A (-0,9% A/A), principalmente pelo efeito de migração do consumo para o mercado de geração distribuída e menor média de temperatura. Dessa forma, o crescimento no segmento de Uso de Rede (+17,1% A/A), compensou apenas parcialmente a retração observada nas classes de consumo do mercado Cativo (-12,8% A/A).

No acumulado do ano, o mercado registrou 25.586 GWh de consumo, um crescimento de 320 GWh na comparação com o ano anterior (+1,3% A/A). Esta dinâmica deu-se, principalmente, pelo maior consumo no segmento de Uso de Rede (+12,0% A/A), exceto Concessionárias, e na classe Residencial (+0,8% A/A), parcialmente compensados pelo recuo nas demais classes.

A temperatura, principal responsável pelo perfil de consumo nas classes Residencial e Comercial, apresentou média 1,1°C inferior à apurada no mesmo período do ano passado,

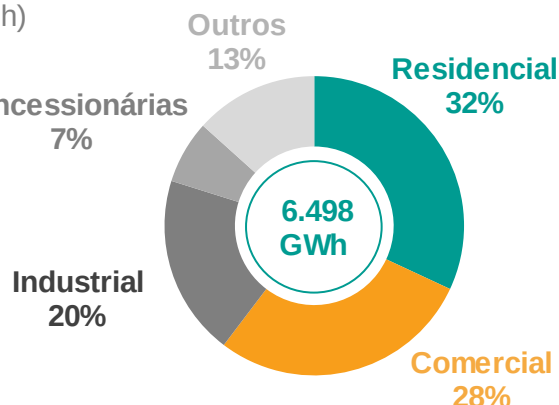


uma vez que o mês de novembro de 2023 registrou temperaturas recordes quando comparadas com as dos últimos 5 anos. No acumulado do ano, o valor registrado ficou praticamente estável, a despeito da média elevada observada no segundo trimestre de 2024.

Em 2024, a redução da taxa de desocupação imobiliária no Rio de Janeiro contribuiu para o avanço do consumo na classe Residencial. Já o consumo de Uso de Rede foi impulsionado pela abertura do mercado livre para todas as unidades consumidoras conectadas às redes de alta e média tensão, a partir de janeiro de 2024.

MERCADO DE ENERGIA (4T24)

(GWh)



GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

MERCADO DE ENERGIA FATURADO (CATIVO + USO DE REDE)

(GWh)



+25% nos últimos 12M
aumento na capacidade instalada de mini e microgeração distribuída, totalizando 609 MW.

O expressivo crescimento da geração distribuída reflete não apenas a migração do fluxo de carga, como também sinaliza a retomada do crescimento do consumo na área de concessão da Companhia, alcançando níveis equivalentes aos observados no período pré-pandêmico.



Medidas de Proteção à Receita contra Perdas Não Técnicas

Evolução da Gestão e Controle no Tratamento das Áreas de Riscos

Como é de amplo conhecimento público, a característica endêmica da área de concessão da Companhia, de altos e crescentes índices de violência e de baixa presença do Estado em diversas regiões, impõe uma série de complexidades à execução das atividades operacionais da Light ou, em alguns casos, uma restrição total à sua atuação.

Neste contexto desafiador, em linha com seus pilares de reestruturação, a Light vem explorando importantes alavancas de melhoria operacional, especialmente no que diz respeito à abordagem no combate às perdas não técnicas.

Dessa forma, a Companhia vem evoluindo em suas estratégias operacionais, segmentando as áreas de atuação e atribuindo objetivos mais específicos aos clusters definidos neste processo, respeitando as suas particularidades, buscando uma gestão mais efetiva na questão de perdas não técnicas e resultados mais eficientes nesta prevenção, melhorando a assertividade neste combate e trazendo mais inteligência e robustez ao processo.

A Companhia vem evoluindo na estruturação dos processos relacionados ao monitoramento e sistema de informações sobre cada uma dessas áreas.

Recentemente, investimos em um centro de operações mais robusto para monitoramento diário da evolução das áreas de risco que, combinado à nova governança e melhorias de procedimentos, trouxeram as ferramentas e metodologia necessários para a definição de critérios específicos e uniformes para delimitação de cada uma das regiões, além de um processo confiável, auditável, e com rotinas de atualizações.

O novo processo de acompanhamento conta ainda com o enriquecimento de dados a respeito



Centro de operações para monitoramento das áreas de risco.



ÁREAS DE ATUAÇÃO E SUAS TRAJETÓRIAS OPERACIONAIS



Áreas de Tratamento Convencional (ATC): regiões nas quais a operação funciona nos padrões esperados e o combate às perdas se dá em parâmetros semelhantes às demais distribuidoras do País, conforme previsto na atual regulação.

Uso de dados e automação, para melhoria prevenção de perdas e de melhoria na qualidade do serviço prestado.



Áreas de Risco: regiões em que observam-se índices mais elevados de fraudes, em geral, sendo áreas fronteiriças às de severa restrição operacional ou aquelas onde a presença do poder paralelo impedem totalmente a atuação da Companhia.

Atuação nas regiões limítrofes com blindagem, controle da rede e monitoramento contínuo da medição para limitação do consumo e manutenção dos atuais níveis de perdas.

dessas áreas, através da coleta de evidências pelas equipes de campo e/ou informações de viés público, além do acompanhamento de dados comerciais segmentados (ex: dados de medidores, faturamento, arrecadação e adimplência).

Adicionalmente, a Companhia vem estudando ainda mecanismos alternativos e não convencionais, em complemento ao seu processo operacional, como forma de aprimorar o combate às perdas.

É importante destacar que, por se tratar de um caso atípico, o atual nível de perdas na região de concessão da Light exige uma solução estrutural, além das ações operacionais em curso. As recentes discussões sobre a renovação dos contratos de concessão das distribuidoras abordam temas relevantes como a consideração das áreas de restrição operacional e o reconhecimento anual dos investimentos. A Light segue acompanhando de perto essas discussões e está otimista em relação a um desfecho positivo.



DESTAQUES DO PLANO DE PERDAS EM 2024

>30%

queda do custo médio de energia recuperada e incorporada

-35 p.p.

Redução do % de perdas sobre a carga fio decorrente do novo modelo de blindagem em áreas de risco (vs % no modelo antigo)

+30 p.p.

Perpetuidade na energia incorporada (IEN) de clientes alvo do Plano de Perdas 2023-24 nos 12M seguintes à regularização (vs % de incorporação de planos anteriores)

No acumulado do ano, a perda total (PT)¹ alcançou 11.152 GWh, registrando uma alta de 737 GWh quando comparada ao ano anterior (+7,1% A/A). No mesmo período, a perda não técnica¹ (PNT), principal responsável por essa dinâmica, cresceu 614 GWh A/A, apresentando um avanço relativo ligeiramente superior (+7,8% A/A) ao da perda total¹.

Do total de perdas não técnicas¹, 86% concentrou-se nas Áreas de Risco (ASRO+ACAC), enquanto os demais 14% foram registrados na ATC, relação em linha com a observada no acumulado de 2023.

Nas Áreas de Risco, a dinâmica de perdas foi influenciada, principalmente,

pela maior temperatura média ao longo de 2024. O número de Unidades Consumidoras nessa região totalizou aproximadamente 2,3 milhões. Na ATC, o impacto do aumento das perdas deveu-se, principalmente, ao aumento da energia ainda não faturada.

Como resultado, o indicador de perdas não técnicas¹ sobre o Mercado Baixa Tensão (PNT/MBT¹) foi de 68,4% no acumulado dos 12 meses de 2024. Quando comparado ao patamar regulatório, o indicador PNT/MBT¹ para o mesmo período, foi +29,2 p.p. superior aos 39,16% reconhecidos na tarifa.

R\$ 1,0 BI

diferença entre a perda real e regulatória nos últimos 12 meses.

A leve inflexão do patamar de perdas não técnicas sobre o Mercado Baixa Tensão¹, observada na comparação trimestral no 4T24, foi decorrente de um ajuste metodológico na contabilização do consumo de Concessionárias, para refletir esse resultado de forma mais acurada, cuja diferença dos últimos 12 meses foi pontualmente lançada no último período.

CLUSTER I – RESULTADOS APÓS NOVA ABORDAGEM PARA BLINDAGEM


-81%
queda das perdas
(em MWh)

96
zonas
concluídas
+8 p.p.

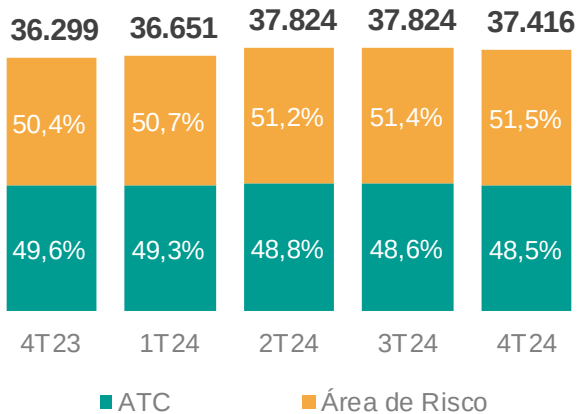
aumento do % de
arrecadação após a
implementação do
projeto (vs % anterior)

-39 p.p.
Redução do % de perdas após a
implementação do projeto (vs % anterior)

MERCADO¹

CARGA FIO

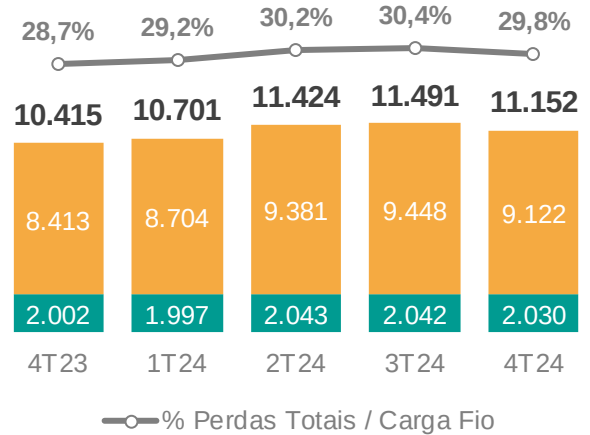
(GWh; acumulado 12M)



PERDAS¹

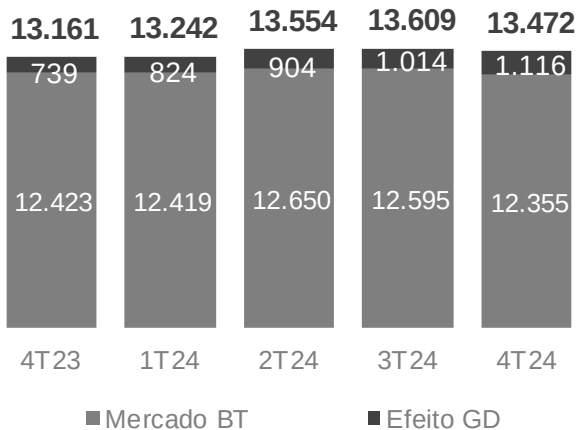
PERDAS TOTAIS (PT)

(GWh; acumulado 12M)



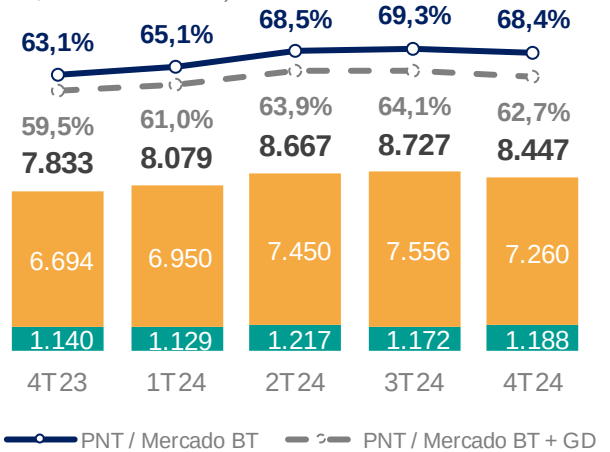
MERCADO BAIXA TENSÃO (BT)

(GWh; acumulado 12M)



PERDAS NÃO TÉCNICAS (PNT)

(GWh; acumulado 12M)



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



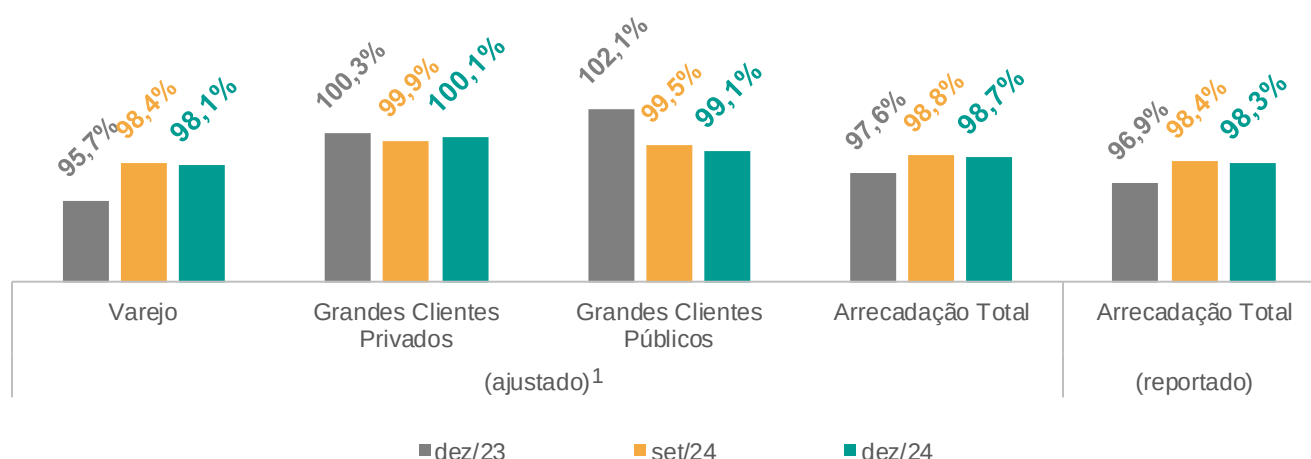
Arrecadação

A arrecadação total alcançou 98,7%¹ no acumulado do ano, apresentando um avanço de +1,1 p.p. em relação a 2023 e em linha com o acumulado dos últimos 12 meses encerrados em setembro de 2024. O resultado de 2024 foi beneficiado pelo crescimento da taxa de arrecadação no segmento Varejo, que avançou +2,4 p.p. frente ao ano anterior. Recentemente, a Companhia aperfeiçoou procedimentos administrativos e operacionais no segmento, complementando-os com iniciativas tecnológicas em parceria com instituições arrecadadoras bancárias.

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

TAXA DE ARRECADAÇÃO POR SEGMENTO

(acumulado 12M)



Nota: 1) Indicador ajustado por itens não recorrentes.



Contexto Operacional

A transformação da operação é um dos três alicerces fundamentais para o sucesso da nossa reestruturação – em complemento aos pilares financeiro e econômico. Nesse contexto, a Companhia tem concentrado seus esforços em iniciativas voltadas à eficiência operacional e à geração de valor de forma sustentável.

Com esse objetivo, a Light vem aprimorando seus processos operacionais por meio de abordagens diferenciadas em áreas estratégicas, buscando a melhoria da produtividade na operação de campo, a otimização de atividades complexas do *core business* e a evolução do relacionamento com o cliente, alavancada pela digitalização e melhorias sistêmicas.

LIGHT CONECTA

A Light Conecta é uma empresa de serviços do grupo totalmente dedicada às nossas operações de campo. Por meio dessa subsidiária, a Companhia tem internalizado equipes de campo para execução de atividades críticas, onde a cultura e os valores da Light são um diferencial na cadeia de valor.

Até novembro de 2024, 100% das novas equipes já estavam operacionais em campo. Em pouco tempo desta mudança, já pudemos observar um incremento de aproximadamente 40% no nível de produtividade das atividades realizadas por nossas equipes.

Ao longo de 2025, esperamos formar um número significativo de novos colaboradores para se unirem a este time, e assim estarmos preparados para oferecer um serviço de maior qualidade.

Ainda que a operação da Light Conecta seja intensiva em mão de obra, acreditamos que esses esforços de internalização, conduzidos em patamares compatíveis com as atuais condições de mercado, representarão um diferencial competitivo. Esse movimento deverá contribuir para a alavancagem operacional da Companhia, impulsionado pelo potencial de eficiência e ganho de produtividade das novas equipes.



Qualidade

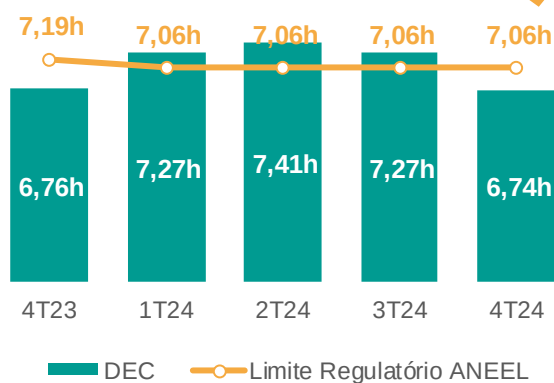
A duração equivalente das interrupções no fornecimento de energia por unidade consumidora (DEC) foi de 6,74 horas no acumulado de 12 meses encerrados no 4T24, uma redução de 7,3% (-0,53h) quando comparado ao 3T24. A performance decorreu de um menor volume de intercorrências no período, com uma redução significativa do percentual de eventos acima de 24h nos últimos meses do ano, gerando os melhores níveis de DEC da série histórica para um mês de outubro, novembro e dezembro. Assim, o indicador encerrou o ano 4,5% abaixo do limite regulatório.

A frequência equivalente de interrupções no fornecimento de energia por unidade consumidora (FEC) nos últimos 12 meses foi de 3,04x, apresentando uma redução de 4,7% (-0,15x) em relação ao 3T24. Assim como observado no DEC, o bom desempenho permitiu que o indicador encerrasse o período 36,0% abaixo do limite regulatório.

Vale destacar que, como parte do seu plano operacional voltado para emergências, a Companhia mobilizou equipes para apoiar o atendimento ao evento climático adverso em São Paulo neste trimestre. Além disso, iniciou a execução do plano verão e das operações especiais para Natal e Réveillon. A flexibilidade na realocação de equipes entre as diferentes demandas da operação e o reforço do atendimento com mais de 120 equipes adicionais neste período, ampliaram nossa capacidade de resposta às eventualidades.

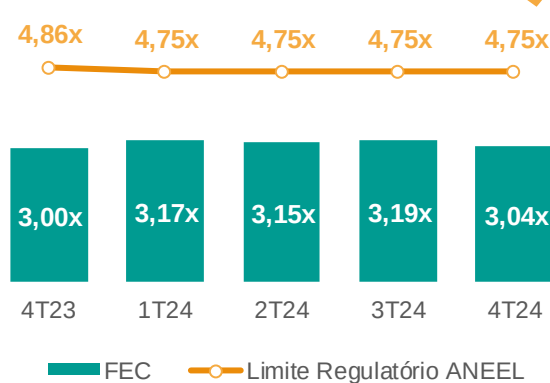
DEC¹

(acumulado 12M)



FEC¹

(acumulado 12M)



EBITDA

O EBITDA Ajustado¹ da Distribuidora totalizou R\$1,4 bilhão no ano, apresentando alta de 3,7% na comparação com o ano anterior. Este avanço se deu pela melhora da PECLD no período.

A Margem Líquida Ajustada recuou em relação a 2023, refletindo o aumento nos custos com compra de energia. Apesar do crescimento da Receita Líquida Ajustada, impulsionada pelo maior fornecimento e suprimento de energia elétrica, o resultado foi impactado pela elevação do custo de compra de energia, especialmente devido ao volume de perdas não técnicas.

As despesas com PMSO no ano foram impulsionadas pela expansão da estrutura corporativa e pelo reforço das equipes operacionais através da internalização de pessoal, bem como e os respectivos custos de equipamentos para atendimento a essa estrutura. Além disso, houve um maior volume de atendimentos emergenciais devido a eventos climáticos severos concentrados no primeiro semestre do ano. Esse movimento reflete também a readequação da estrutura corporativa aos desafios operacionais futuros, dentro dos referenciais regulatórios aplicáveis.

Já as despesas com PECLD, excluindo os efeitos não recorrentes, apresentaram queda de R\$327 milhões em 2024 quando comparada ao ano anterior. O impacto positivo se deu pela melhora da expectativa de perda futura de faturamento, considerando a evolução gradual no índice de arrecadação da Companhia. A PECLD encerrou o ano representando 2,1% da receita bruta total (-1,8 p.p. A/A).

As despesas totais com contingências apresentaram um aumento de R\$ 50 milhões no ano, principalmente em função da metodologia de provisionamento adotada nos processos de contencioso recorrente e da adaptação da base comparativa de 2023. A mudança na metodologia de provisão do contencioso recorrente, implementada no final de 2022, resultou em um saldo de provisão mais robusto, o que, por sua vez, reduziu a necessidade de novos provisionamentos ao longo de 2023.

EBITDA AJUSTADO ¹

(R\$ mi, acumulado, Δ A/A)

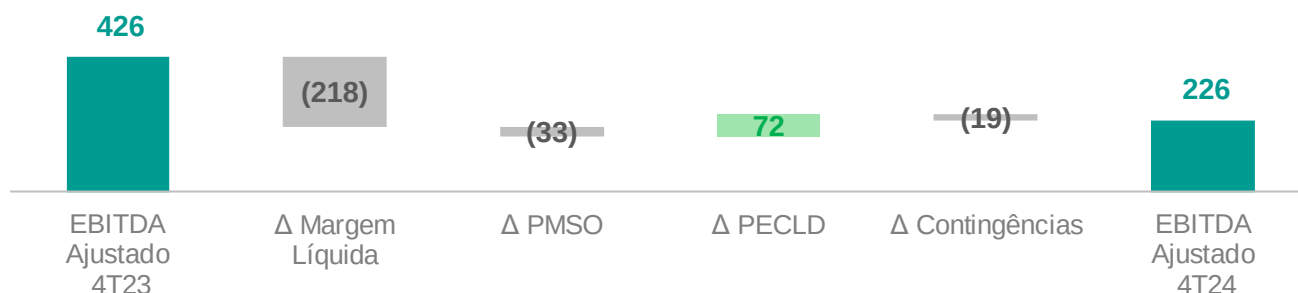


Nota: 1) EBITDA Ajustado = EBITDA CVM, excluindo VNR, Outras receitas/despesas operacionais, Equivalência e itens não recorrentes, conforme conciliação demonstrada no Anexo I.



EBITDA AJUSTADO ¹

(R\$ mi, trimestre, Δ A/A)



Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ mi)

	4T24	4T23	Δ%	2024	2023	Δ%
Custo da Dívida	1.939	(125)	-	1.076	(906)	-
Credor não apoiador	268	-	-	268	-	-
Encargos Líquidos	449	(180)	-	(99)	(756)	-86,9%
Δ Cambial e Monetária	(380)	51	-	(764)	9	-
Operações de Swap	-	-	-	-	(189)	-
Aplicações Financeiras	32	4	684,7%	100	30	227,1%
AVJ Líquido	1.570	-	-	1.570	-	-
Receita e Desp. Financeiras	(180)	(86)	108,7%	(228)	63	-
Juros de parcelamento	21	13	61,5%	101	64	58,6%
Atualização de Contas do BP	(32)	(39)	-17,9%	15	(27)	-
Atualização CVA	(8)	(23)	-64,6%	(59)	68	-
Outros	(161)	(38)	328,0%	(285)	(42)	586,4%
Total	1.759	(211)	-	848	(843)	-

O resultado financeiro líquido foi de R\$1,8 bilhão no 4T24, refletindo principalmente o saldo entre (i) a apropriação das despesas financeiras, conforme os custos previstos nos contratos das dívidas financeiras da Companhia anteriores à reestruturação; e (ii) a contabilização das novas condições comerciais definidas no Plano de Recuperação Judicial, aprovado em maio de 2024, de acordo com as escolhas das opções de pagamentos pelos credores. A conclusão do processo de entrega dos novos instrumentos financeiros ocorreu no 4T24. Os principais impactos dessa contabilização estão detalhados na seção Endividamento.

Resultado Líquido

A Distribuidora encerrou o trimestre e o ano com lucro de R\$1,8 bilhões e R\$1,6 bilhão, respectivamente, representando uma melhora significativa em relação aos mesmos períodos de 2023. Este desempenho foi diretamente impactado pela incorporação dos efeitos da novação das dívidas da Companhia, conforme as condições previstas no Plano de Recuperação Judicial aprovado, e pela escolha das opções de pagamento pelos credores, com destaque para os efeitos positivos na linha de resultado financeiro.

Investimentos

INVESTIMENTOS DA DISTRIBUIDORA (R\$ mi)

	4T24	4T23	Δ%	2024	2023	Δ%
Ativos Elétricos	235	166	42,0%	783	661	18,5%
Plano de Perdas	50	52	-3,4%	181	257	-29,6%
Recebíveis	6	11	-42,3%	27	41	-34,9%
Expansão	102	52	95,3%	336	172	95,4%
Manutenção	78	51	51,1%	239	190	25,5%
Ativos não Elétricos	84	69	21,9%	185	163	13,1%
Comercial	15	8	89,0%	20	13	51,8%
TI	54	56	-3,6%	145	140	3,6%
Demais	14	4	223,4%	20	10	92,9%
Total	319	234	36,1%	967	824	17,4%

No 4T24, os investimentos da Distribuidora totalizaram R\$319 milhões, um aumento de 36,1% em relação ao 4T23. Esse crescimento foi impulsionado, principalmente, pela priorização de investimentos na expansão e manutenção da rede, garantindo a qualidade do fornecimento e a eficiência operacional.

No acumulado do ano, o investimento totalizou R\$967 milhões, um crescimento de 17,4% em comparação ao mesmo período de 2023.



Alinhada à sua estratégia de explorar alavancas de melhoria operacional que melhor reflitam seu modelo de negócio e de remuneração, a Companhia tem priorizado a alocação de investimentos na expansão e na melhoria da qualidade do fornecimento, além de adotar uma abordagem mais eficiente no combate às perdas comerciais. O objetivo é otimizar o uso dos recursos disponíveis, direcionando os investimentos para ações estruturantes que ampliem o impacto na prestação do serviço e na sustentabilidade financeira da operação. Dessa forma, a Companhia fortalece sua sustentabilidade no longo prazo e gera valor para todos os stakeholders.

Como parte dessa estratégia, a modernização da infraestrutura de distribuição tem papel central, incluindo a renovação da base de ativos – a segunda maior do país. Esse processo envolve a implementação de tecnologias que aumentam a confiabilidade e a resiliência do sistema, além de aprimorar a gestão dos ativos de rede.

ATENDIMENTO ÀS ILHAS

Ao longo de 2024, a Companhia mobilizou R\$435 milhões, entre investimentos e custos, para o plano de reestabelecimento dos sistemas de abastecimento das Ilhas do Governador e de Paquetá, por meio de intervenções na infraestrutura.

Ainda estão previstos aproximadamente R\$100 milhões em investimentos adicionais de renovação da estrutura até a conclusão do projeto, que se encontra no prazo e tem previsão de término para o final de 2026. As obras incluem melhorias no circuito de transmissão e a implementação de redundância do sistema, aumentando a confiabilidade do abastecimento e mitigando o risco de interrupções em casos de falhas.



Endividamento

ENDIVIDAMENTO A VALOR JUSTO (R\$ mi)

	4T24	4T23	Δ%
Dívida Bruta	6.047	9.500	-36,3%
Curto Prazo	47	9.500	-99,5%
Em moeda estrangeira	7	2.506	-99,7%
Em moeda nacional	39	6.994	-99,4%
Longo Prazo	6.000	-	-
Em moeda estrangeira	1.452	-	-
Em moeda nacional	4.547	-	-
Posição de Caixa	1.513	421	259,4%
Dívida Líquida	4.534	9.079	-50,1%

A dívida bruta da Companhia encerrou o período em R\$6,0 bilhões, uma redução de 36,3% em relação ao ano anterior. Esse resultado reflete a reestruturação do endividamento da Light, concluída em dezembro com a entrega dos novos instrumentos, em conformidade com as condições aprovadas no Plano de Recuperação Judicial e alinhadas ao resultado do processo de escolha das opções de pagamento. Além de reduzir a pressão sobre o caixa de curto prazo, a reestruturação permitiu o alongamento no prazo de vencimento das dívidas, representando um marco fundamental na busca do equilíbrio econômico-financeiro do grupo.

A dívida líquida totalizou R\$4,5 bilhões, uma queda de aproximadamente 50% na comparação anual, impulsionada tanto pelos efeitos da reestruturação quanto, principalmente, pela expressiva melhora da posição de caixa no período.

De forma a refletir adequadamente as condições de mercado e o novo perfil de risco da Companhia, a dívida foi mensurada a valor justo. A diferença entre seu valor de face e o valor presente dos fluxos futuros, descontados pela taxa de desconto apropriada, resultou em um ajuste a valor justo (AVJ) no montante de R\$1,4 bilhão, que será amortizado periodicamente.

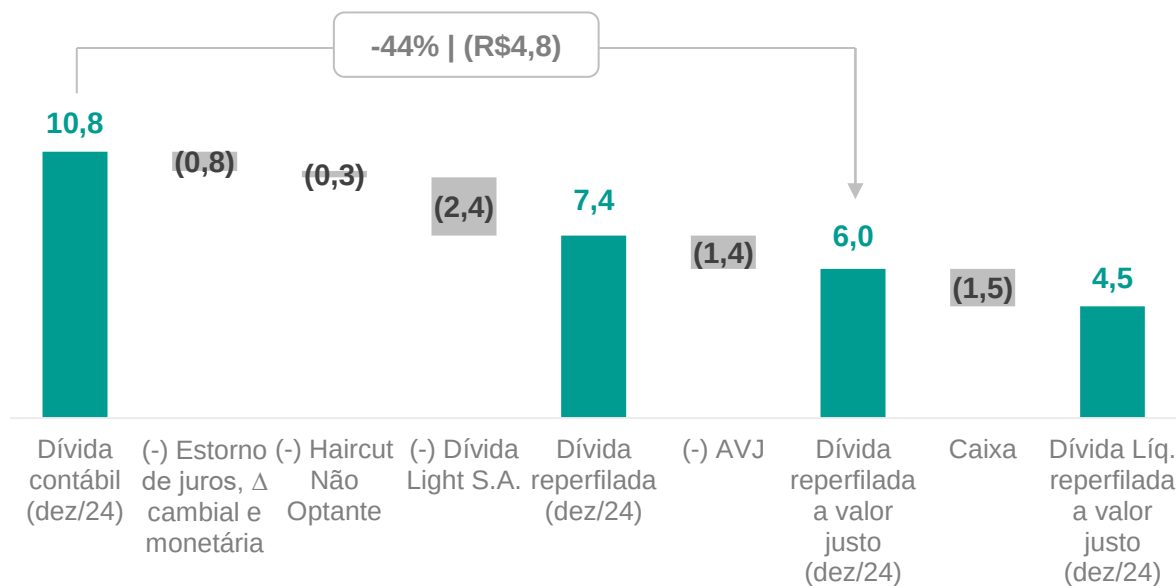
ENDIVIDAMENTO POR INSTRUMENTO (R\$ mi, 4T24)

	Valor de Face	AVJ	Valor Justo
IPCA + 5%	3.269	(426)	2.844
IPCA + 3%	1.626	(528)	1.099
USD @ 4,21%	1.198	(177)	1.021
USD @ 2,26%	635	(196)	438
Credores Financeiros	670	(25)	645
Total	7.399	(1.352)	6.047

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

REESTRUTURAÇÃO DA DÍVIDA

(R\$ bi, EOP 2024)



A melhora no perfil da dívida, no contexto da reestruturação, foi resultado (i) do estorno líquido de aproximadamente R\$800 milhões em juros, variação monetária e cambial excedentes, registrados sob as condições pré-reestruturação; e (ii) da redução de R\$3,1 bilhões – resultante do pagamento de R\$238 milhões a credores com valores a receber inferiores a R\$30 mil (realizado no 3T24), de aproximadamente R\$270 milhões referentes ao desconto de 80% sobre o valor de face original do crédito de credores não optantes, além da assunção de créditos pela holding no montante de R\$2,4 bilhões, por meio de títulos conversíveis em ações e de credores não optantes.



Recuperação hídrica no final de 2024 e crescimento da demanda de energia

Apesar da conjuntura hidrológica desfavorável ao longo de 2024, o último trimestre do ano foi marcado por um aumento da afluência, o que reduziu a pressão no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e permitiu a recuperação dos reservatórios. O Sistema Interligado Nacional (SIN) encerrou o mês de dezembro/24 com 53% de Armazenamento. A explicação para o número menor está na pior seca dos últimos 50 anos, ocorrida em 2024. No entanto, o mês de dezembro/24 registrou Energia Natural Afluente (ENA) em torno da média.

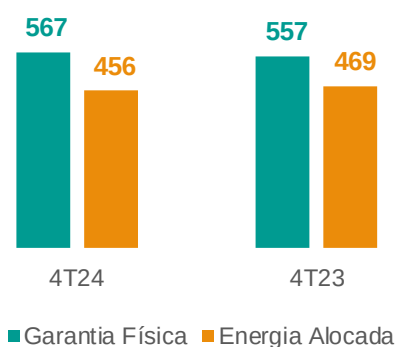
Sobre o lado da demanda de energia, observou-se aumento de 7,1% na carga verificada do ano (Jan/24-Dez/24), em relação ao ano de 2023.

No 4T24, a garantia física¹ das usinas da Companhia totalizou 567 MWmed representando um aumento de 1,8% em relação ao mesmo período do ano anterior.

O gráfico abaixo mostra que a Garantia Física no 4T24 foi superior, enquanto a Energia Alocada foi inferior. Esse cenário pode ser atribuído à redução do GSF no 4T24.

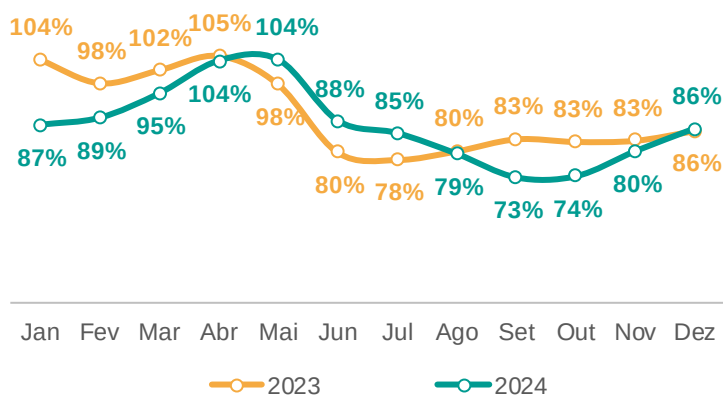
GARANTIA FÍSICA E ENERGIA ALOCADA¹

(MWmed)



GSF

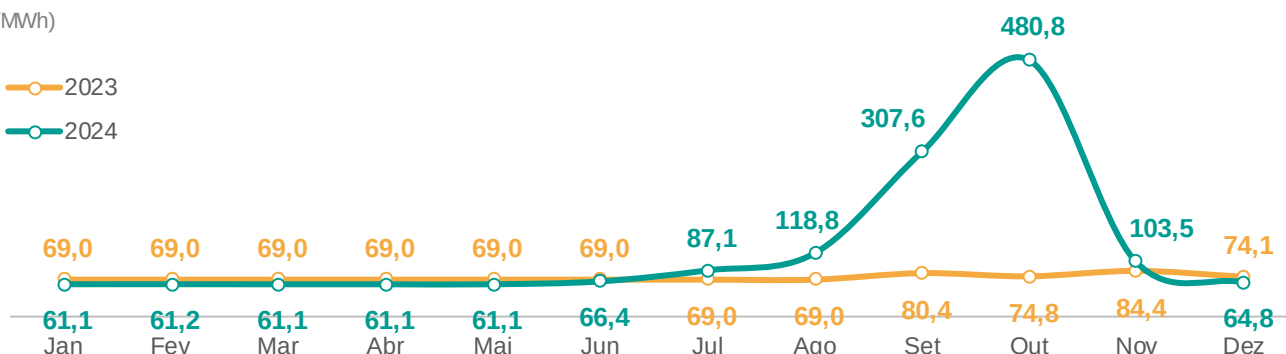
(%)



A recuperação da ENA e o aumento da Energia Armazenada no 4T24 aliviaram a pressão sobre os custos operacionais do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), resultando em uma redução do PLD. O gráfico seguinte evidencia essa redução, com o PLD caindo de R\$480,8/MWh em out/24 para R\$64,8/MWh em dez/24. Ainda assim, o PLD médio do 4T24 permaneceu 178% acima do registrado no mesmo período de 2023.

PLD MÉDIO MENSAL SE/CO

(R\$/MWh)

—○— 2023
—○— 2024


EBITDA

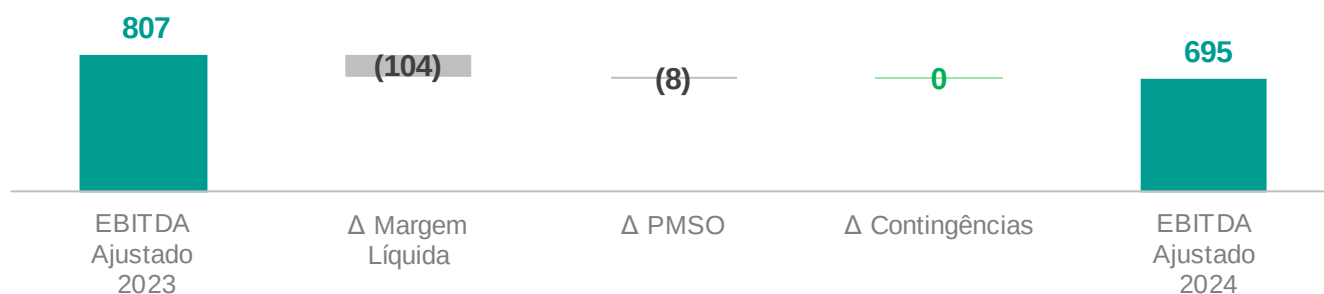
Os segmentos de Geração e Comercialização da Companhia apresentaram receita líquida combinada de R\$621 milhões no 4T24, registrando uma alta de 137,0% em relação ao mesmo período do ano anterior. A margem líquida, no entanto, totalizou R\$213 milhões no trimestre, com queda de 3,8% ou R\$8,3 milhões, em relação ao mesmo período do ano anterior.

O volume comercializado pelo grupo atingiu 1.224 MWmed no 4T24, um aumento de 137,2% em relação ao 4T23 (516 MWmed). No acumulado de 2024, o volume médio comercializado foi de 765 MWmed, representando um crescimento de 46,1% em comparação a 2023 (523 MWmed). Apesar do aumento no volume comercializado, o término da vigência de contratos relevantes com consumidores e agentes de mercado resultou na venda dessa energia a um preço médio inferior ao dos contratos anteriores. Esse efeito de preço impactou negativamente a margem do segmento de Geração + Comercialização ao longo do período.

Como resultado, o EBITDA combinado das operações de Geração e Comercialização foi de R\$191 milhões no 4T24 (-5,7% A/A), totalizando R\$695 milhões no acumulado do ano de 2024 (-13,9% A/A).

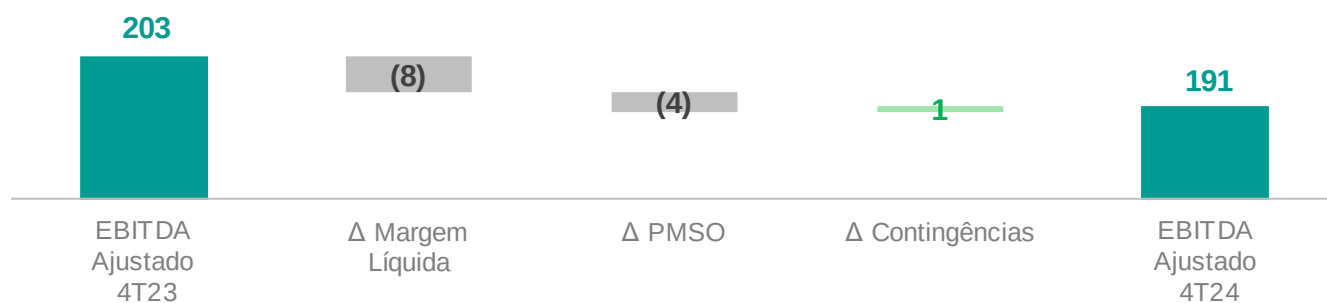
EBITDA¹

(R\$ mi, acumulado, Δ A/A)



EBITDA¹

(R\$ mi, trimestre, Δ A/A)



Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ mi)

	4T24	4T23	Δ%	2024	2023	Δ%
Custo da Dívida	(145)	44	-	(324)	14	-
Δ Cambial / Swap	(95)	31	-	(214)	(34)	536,3%
Encargos da Dívida	(74)	(23)	228,7%	(203)	(103)	97,1%
Aplicações Financeiras	28	32	-13,7%	114	115	-1,6%
MTM / Ajuste a Valor Justo	(4)	3	-	(21)	35	-
Receita e Desp. Financeiras	49	5	897,9%	67	14	370,4%
Correção Contas Balanço	10	(0)	-	12	(1)	-
Capitalização	6	5	16,2%	22	16	34,3%
Outros	33	0	12613,8%	33	(1)	-
Total	(96)	49	-	(257)	28	-

No 4T24, o resultado financeiro apresentou resultado negativo em R\$96 milhões, revertendo o montante positivo observado ao final do ano anterior. Esse desempenho reflete, principalmente, o impacto do custo da dívida, que registrou R\$145 milhões no período. A linha de variação cambial e swaps foi a principal razão desse movimento, uma vez que desvalorização do Real no período impactou aproximadamente 60% da dívida atrelada à operação da geradora. Além disso, os encargos financeiros da dívida também contribuíram negativamente para seu custo no período, em linha com as taxas previstas nos contratos vigentes.

No acumulado do ano, o resultado financeiro apresentou saldo negativo de R\$257 milhões, em linha com a dinâmica observada no trimestre.

Resultado Líquido

As operações da Light Energia e Light Comercializadora combinadas registraram lucro de R\$43 milhões no trimestre e de R\$140 milhões no ano acumulado do ano, apresentando um recuo nas respectivas comparações anuais. Ambos os resultados foram pressionados, principalmente, pelos impactos da desvalorização cambial.

Investimentos

INVESTIMENTOS DA GERADORA (R\$ mi)

	4T24	4T23	Δ%	2024	2023	Δ%
Recorrente	31	25	22,8%	78	54	46,2%
Túnel Bypass	4	12	-63,8%	16	46	-64,4%
Total	35	37	-5,7%	95	100	-4,9%

Os investimentos na Geradora alcançaram R\$35 milhões no 4T24 (-5,7% A/A) e R\$95 milhões no acumulado do ano de 2024 (-4,9% A/A).

A redução dos investimentos em 2024 foi impactada, principalmente, pela paralisação das obras do Túnel ByPass, em março de 2023. No entanto, essa queda foi parcialmente compensada pelos investimentos contínuos em reformas e modernizações dos equipamentos e sistemas operacionais das usinas da Companhia. Essas iniciativas visam manter a confiabilidade e a eficiência das operações, garantindo a longevidade dos ativos e a melhoria do desempenho energético. Além disso, a Companhia segue avaliando novas oportunidades de investimentos estratégicos para otimizar sua infraestrutura e manter a qualidade do seu parque gerador.



Endividamento

ENDIVIDAMENTO DA GERADORA (R\$ mi)

	4T24	4T23	Δ%
Dívida Bruta	2.162	1.838	17,6%
Curto Prazo	678	1.838	-63,1%
Em moeda estrangeira	477	1.240	-61,6%
Em moeda nacional	201	598	-66,4%
Longo Prazo	1.484	-	-
Em moeda estrangeira	794	-	-
Em moeda nacional	690	-	-
Posição de Caixa	1.384	1.074	28,9%
Dívida Líquida	778	765	1,7%

No 4T24, a Light Energia reportou uma dívida bruta de R\$2,2 bilhões, representando um crescimento de 17,6% na comparação com o 4T23. Esse aumento reflete, principalmente, a variação cambial de aproximadamente 30% na comparação anual, dado que cerca de metade da dívida está atrelada ao dólar. Vale destacar que, no contexto da reestruturação do grupo, as dívidas da Geradora não foram repactuadas, apenas ratificadas.

A dívida líquida totalizou R\$778 milhões, avanço a um ritmo inferior ao da dívida bruta, com alta de apenas 1,7% na comparação anual. Esse efeito foi parcialmente compensado pela melhora na posição de caixa no período.

Conforme previsto no Plano de Recuperação Judicial, a Companhia realizará, ainda no primeiro semestre de 2025, o leilão reverso para o pré-pagamento de até R\$500 milhões do Bond com vencimento em 2026, com pelo menos 5% de desconto. Para viabilizar essa operação e mitigar o possível impacto negativo de uma variação cambial, a Companhia veio adquirindo dólares, em linha com a previsão da *indenture* do instrumento. Ao final de 2024, a Companhia já havia adquirido aproximadamente 90% do montante necessário, o que contribuiu para a melhora da posição de caixa no período. Adicionalmente, a capitalização do crédito de R\$131 milhões, referente aos dividendos não distribuídos à holding, colaborou para a manutenção da sólida posição de caixa da Light Energia.

LIGHT COM

A Light COM, comercializadora do Grupo Light no Mercado Livre de Energia, está presente no mercado brasileiro desde 2009, atuando em diversos segmentos da economia e oferecendo produtos personalizados que otimizam a gestão de energia para todos os tipos de empresas e negócios, sejam de grande ou pequeno porte. Além disso, a comercializadora opera com energia limpa e certificada pelo REC Standard (I-REC), produzida por usinas próprias da Light Energia, reforçando seu compromisso com a sustentabilidade.

Em 2024, a Light COM ganhou reforços, com a chegada de Pedro Vidal como Diretor de Comercialização, e passou por uma reestruturação interna. Os investimentos rapidamente mostraram resultados, levando a comercializadora a duplicar seu número de clientes e expandir sua presença no mercado de energia brasileiro.

A Light COM reafirma seu comprometimento em se tornar uma unidade de negócios com cada vez mais presença no Grupo Light.



I-REC

ENERGIA
RENOVÁVEL

ISO
9001

GESTÃO DE
QUALIDADE

ISO
45001

GESTÃO
AMBIENTAL

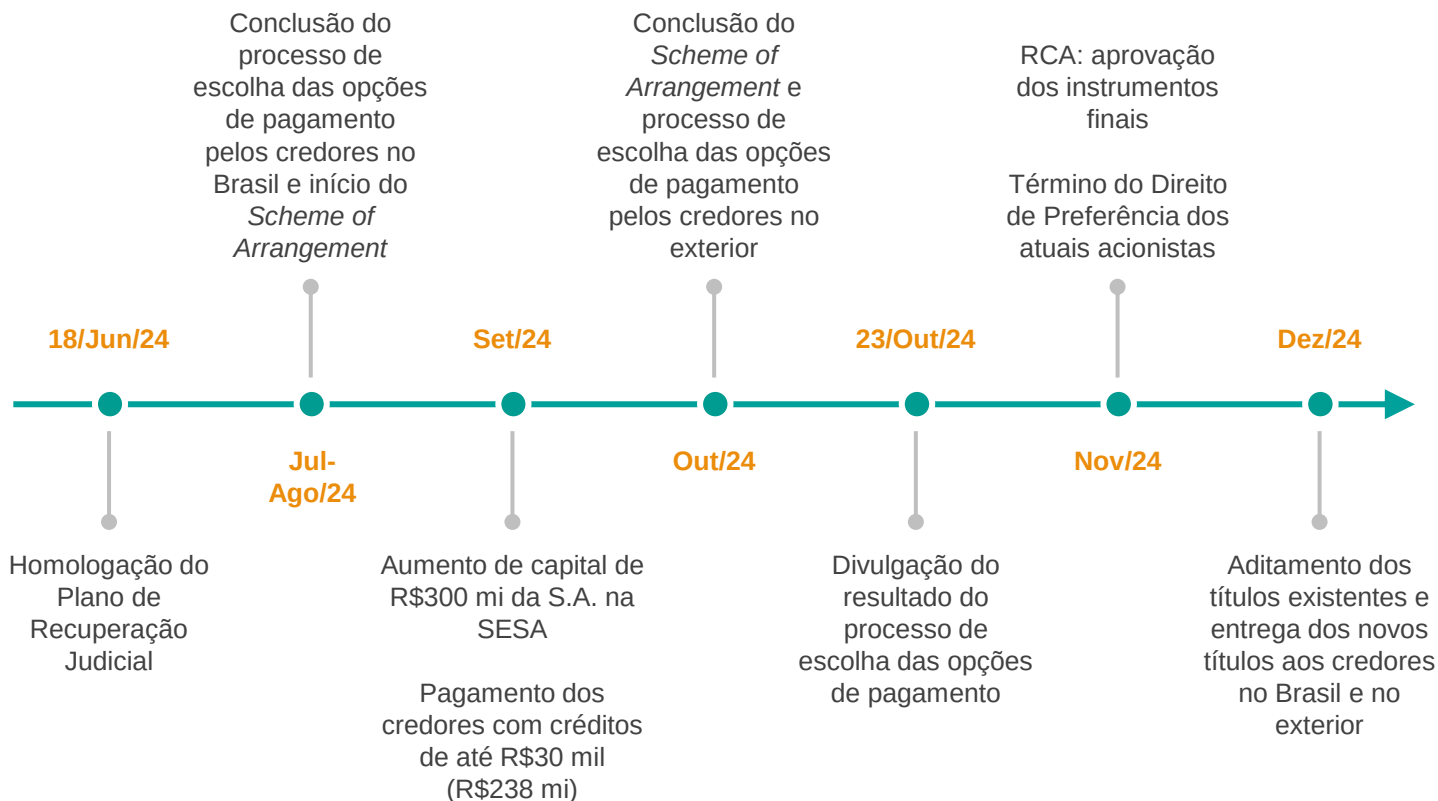
ISO
14001

GESTÃO DA
SEGURANÇA E
SAÚDE
OCUPACIONAL

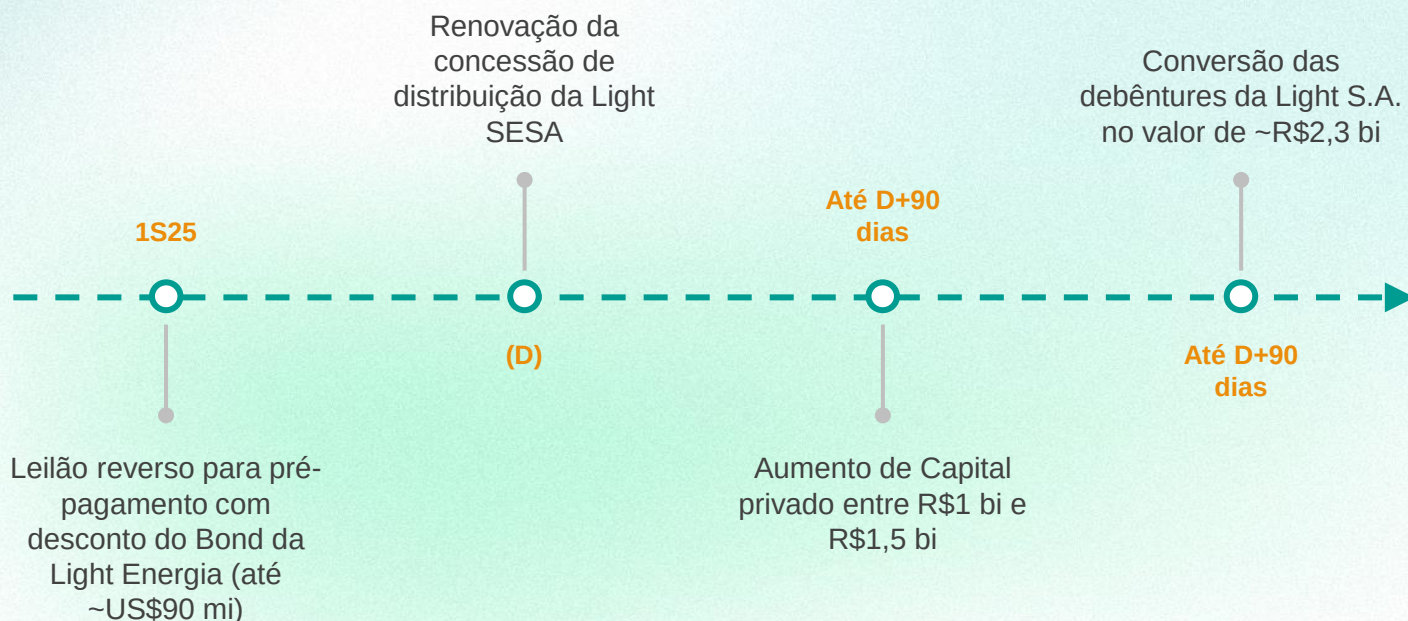
Principais Etapas da Recuperação Judicial



ETAPAS CONCLUÍDAS



PRÓXIMOS PASSOS



Conclusão dos processos de entrega dos novos instrumentos no Brasil e Exterior

Em 20 de dezembro de 2024, Light S.A., Light SESA e Light Energia comunicaram que foram concluídos os processos de entrega no Brasil e de emissão no exterior, aos respectivos Credores Quirografários, dos instrumentos previstos, nos termos do plano de recuperação judicial da Light, aprovado em Assembleia Geral de Credores, em 29 de maio de 2024, cujo resultado foi homologado pelo Juízo da 3ª Vara Empresarial da Comarca do Estado do Rio de Janeiro, em 18 de junho de 2024.

Para conhecer as condições dos novos instrumentos, [clique aqui](#).

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

Aprovação, em RCA, de AFAC pela Light S.A. na Light SESA, no contexto da implementação do Plano de RJ aprovado

Em 30 de dezembro de 2024, o Conselho da Light S.A. aprovou “a realização de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (“AFAC”), pela Light S.A. na subsidiária integral Light SESA., no montante de até R\$2,6 bilhões (...) mediante a capitalização dos créditos detidos pela Companhia nesta data (...). O AFAC é irrevogável e irretratável e sua capitalização ocorrerá no prazo legal de 120 dias após o encerramento do exercício em que realizado o AFAC ou na primeira AGE da Light SESA que vier a ocorrer após o AFAC. O valor exato dependerá da cotação do dólar na data de fechamento da operação.”

Para acessar a Ata de RCA, [clique aqui](#).

Aprovação, em RCA, do aumento de capital na Light Energia mediante ao aporte de crédito referente aos dividendos não distribuídos

Em 30 de dezembro de 2024, foi aprovado o aumento do capital social da Light Energia, sem a emissão de novas ações, no montante de R\$130,7 milhões.

O montante foi capitalizado na data, pela única acionista, mediante o aporte de seu crédito, referente à soma dos dividendos obrigatórios declarados em favor da única acionista nas Assembleias Gerais Ordinárias da Companhia, realizadas em 28 de abril de 2023 e em 04 de abril de 2024, correspondentes a 25% do lucro líquido



apurado nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2022 e em 31 de dezembro de 2023, ajustados nos termos do inciso I do art. 202 da Lei das S.A.

Para acessar a Ata de RCA, [clique aqui](#).

Prorrogação da concessão de distribuição e aspectos regulatórios

No âmbito regulatório, em 02 de junho de 2023, a controlada Light SESA requereu a prorrogação da outorga da concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica pelo período de 30 anos, com fundamento no art. 4º, §3º, da Lei nº 9.074/1995 e no Contrato de Concessão nº 001/1996 DNAEE. A prorrogação do prazo da concessão de distribuição está sob controle e critério exclusivo do poder concedente. Em 22 de junho de 2023, por meio da Portaria 737, o Ministério das Minas e Energia (“MME”) instaurou a Consulta Pública nº 152 com vistas a colher subsídios para prorrogação das concessões de distribuição de energia vincendas.

A Companhia tem mantido a ANEEL atualizada de todas as discussões, incluindo sobre o tema relacionado ao plano de recuperação judicial da Light S.A. – Em Recuperação Judicial, com a finalidade principal de manter o equilíbrio econômico-financeiro da sua controlada Light SESA. Importante ressaltar que a controlada Light SESA se mantém adimplente com todas as suas obrigações operacionais e atendendo as metas globais de qualidade estabelecidas pela ANEEL quanto à prestação de serviço público de energia elétrica à população.

Em 21 de junho de 2024, o Governo Federal publicou o Decreto nº 12.068, por meio do qual estabelece regras para a prorrogação de parte das concessões de distribuição de energia elétrica e define diretrizes voltadas à modernização de concessões.

Em 09 de outubro de 2024, a ANEEL emitiu a Nota Técnica nº 1.056 que estabeleceu os procedimentos para abertura de consulta pública com objetivo de colher subsídios e informações adicionais para definição da minuta do termo aditivo ao Contrato de Concessão para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, que formalizará a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, nos termos do Decreto nº 12.068 e da Lei nº 9.074/1995. Em 15 de outubro de 2024, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) instaurou a Consulta Pública nº 27/2024, com prazo de discussão e contribuições de 47 dias, findando em 02 de dezembro de 2024.



Segundo o Decreto, a prorrogação será permitida às concessões outorgadas após 1995 que não tenham sido objeto de prorrogação, mediante (i) comprovação de determinadas metas de prestação adequada do serviço público; (ii) adesão ao procedimento estabelecido no referido Decreto; e (iii) assinatura do termo aditivo a ser elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) em até 120 dias contados da publicação do Decreto.

O Decreto estabelece, entre outras medidas, que as concessionárias interessadas na prorrogação de suas concessões deverão:

- Comprovar a prestação adequada do serviço público à luz da (i) continuidade do fornecimento de energia elétrica, medida pelos indicadores de frequência e duração média das interrupções do serviço; e (ii) gestão econômico-financeira, conforme indicador anual que aferirá a capacidade de a concessionária honrar seus compromissos econômico-financeiros de maneira sustentável; e
- Requerer à ANEEL a prorrogação de suas concessões com antecedência mínima de 36 meses, cabendo à ANEEL realizar avaliação e dar publicidade sobre a prestação do serviço adequado, recomendando ou não ao MME a respectiva prorrogação e encaminhamento de assinatura do respectivo termo aditivo junto à ANEEL, que deverá contemplar, dentre outros aspectos, a metas de eficiência para recomposição após eventos climáticos extremos, redução de perdas não técnicas e desenvolvimento tecnológico para a redução da pobreza energética.

A Administração do Grupo Light entende que, com a edição, pelo Governo Federal, do Decreto nº 12.068, foram estabelecidas as premissas e critérios nos quais o Poder Concedente deverá se apoiar para instruir o processo de prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica. Em linhas gerais, os termos do Decreto reconhecem aspectos fundamentais que a Administração do Grupo Light vem pleiteando a fim de endereçar o adequado equilíbrio econômico-financeiro da concessão, como diretrizes razoáveis para os níveis de perda em áreas pertencentes à concessão nas quais observa-se restrições operacionais severas.

Em 25 de fevereiro de 2025, a Diretoria da ANEEL, por maioria, decidiu: (i) aprovar o Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica com vistas à prorrogação das concessões, nos termos do Decreto nº 12.068/2024 e da Lei nº 9.074/1995; e (ii) recomendar ao Poder Concedente que avalie a conveniência



e a oportunidade de incluir, dentre as condições para a assinatura do contrato de concessão, o compromisso de quitação das multas já transitadas em julgado em âmbito administrativo em até 180 (cento e oitenta) dias contados da prorrogação das concessões, com as desistências das respectivas ações judiciais.

Em 27 de março de 2025, a controlada Light SESA, ratificou tempestivamente junto ao Poder Concedente e a Aneel, o requerimento de prorrogação da outorga da concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica pelo período de 30 (trinta) anos, com fundamento no art. 4º, §3º, da Lei nº 9.074/1995, nos arts. 1º, 2º e 7º, caput e §1º, do Decreto nº 12.068/2024 e no Contrato de Concessão nº 001/1996 DNAEE e seus aditivos, manifestando integral concordância com as condições estabelecidas no referido Decreto e na minuta do termo aditivo ao contrato de concessão.

Até a data da aprovação destas demonstrações financeiras, entretanto, a prorrogação dos prazos das concessões de distribuição, geração e transmissão do Grupo Light está sob controle e critério exclusivo do poder concedente.

Consulte a Nota Explicativa 1 das demonstrações financeiras para mais detalhes.



Anexo I – Conciliação do EBITDA

CONSOLIDADO (R\$ mi)

	4T24	4T23	Δ%	2024	2023	Δ%
Resultado Líquido	1.895	50	3724,5%	1.644	255	544,2%
(-) IR/CS	18	(92)	-	(57)	(302)	-81,1%
(-) IR/CS diferido	(71)	(192)	-62,9%	(45)	(259)	-82,8%
EBT	1.948	334	483,8%	1.745	817	113,8%
(-) Depreciação e Amortização	(255)	(201)	26,7%	(894)	(787)	13,6%
(-) Resultado Financeiro	1.610	(131)	-	568	(721)	-
EBITDA CVM	593	665	-10,9%	2.071	2.325	-10,9%
(-) Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	(4)	-
(-) Outras Rec./Desp. Operacionais	66	(42)	-	(249)	(175)	42,4%
(-) VNR	170	88	93,4%	428	353	21,1%
EBITDA (pré-não recorrentes)	356	619	-42,5%	1.893	2.150	-12,0%
(-) Não recorrentes	(55)	-	-	(202)	-	-
EBITDA Ajustado	412	619	-33,5%	2.094	2.150	-2,6%

DISTRIBUIÇÃO (R\$ mi)

	4T24	4T23	Δ%	2024	2023	Δ%
Resultado Líquido	1.822	(48)	-	1.571	(172)	-
(-) IR/CS	-	-	-	-	1	-
(-) IR/CS diferido	(37)	(208)	-82,1%	5	(325)	-
EBT	1.859	161	1058,3%	1.566	152	929,7%
(-) Depreciação e Amortização	(223)	(170)	31,3%	(767)	(666)	15,2%
(-) Resultado Financeiro	1.759	(211)	-	848	(843)	-
EBITDA CVM	323	541	-40,4%	1.485	1.661	-10,6%
(-) Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-
(-) Outras Rec./Desp. Operacionais	(18)	28	-	(162)	(62)	163,0%
(-) VNR	170	88	93,4%	428	353	21,1%
EBITDA (pré-não recorrentes)	171	426	-59,8%	1.219	1.369	-11,0%
(-) Não recorrentes	(55)	-	-	(202)	-	-
EBITDA Ajustado	226	426	-46,8%	1.420	1.369	3,7%



Anexo I – Conciliação do EBITDA (cont.)

GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO (R\$ mi)

	4T24	4T23	Δ%	2024	2023	Δ%
Resultado Líquido	43	115	-62,4%	140	441	-68,3%
(-) IR/CS	18	(89)	-	(57)	(297)	-80,6%
(-) IR/CS diferido	(34)	16	-	(50)	65	-
EBT	59	187	-68,5%	247	672	-63,2%
(-) Depreciação e Amortização	(32)	(31)	1,7%	(126)	(120)	5,1%
(-) Resultado Financeiro	(111)	49	-	(272)	28	-
EBITDA CVM	202	170	18,6%	645	764	-15,5%
(-) Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-
(-) Outras Rec./Desp. Operacionais	10	(33)	-	(49)	(43)	13,7%
(-) VNR	-	-	-	-	-	-
EBITDA (pré-não recorrentes)	191	203	-5,7%	695	807	-13,9%
(-) Não recorrentes	-	-	-	-	-	-
EBITDA Ajustado	191	203	-5,7%	695	807	-13,9%



Anexo II – DRE Trimestral Consolidada

DRE TRIMESTRAL CONSOLIDADA (R\$ mi)

	Ajustado			Reportado		
	4T24	4T23	Δ%	4T24	4T23	Δ%
Receita Operacional Bruta	6.064	5.870	3,3%	5.983	5.618	6,5%
Deduções	(1.868)	(1.957)	-4,5%	(1.868)	(1.957)	-4,5%
Receita Operacional Líquida	4.196	3.913	7,2%	4.115	3.661	12,4%
VNR	170	88	93,4%	170	88	93,4%
Despesa Operacional	(3.869)	(3.407)	13,6%	(3.843)	(3.155)	21,8%
Custo de Construção	(245)	(151)	62,8%	(245)	(151)	62,8%
PMSO	(310)	(275)	12,9%	(112)	(275)	-59,1%
Pessoal	(165)	(147)	12,6%	(161)	(147)	9,6%
Material	(14)	(13)	12,4%	(11)	(13)	-17,9%
Serviço de Terceiros	(139)	(135)	3,5%	(81)	(135)	-39,5%
Outros	9	19	-54,1%	140	19	621,0%
Energia Comprada	(2.830)	(2.498)	13,3%	(3.124)	(2.498)	25,1%
Depreciação e Amortização	(255)	(201)	26,7%	(255)	(201)	26,7%
Provisões para contingências	(94)	(76)	24,1%	(94)	(76)	24,1%
PECLD	(135)	(207)	-34,7%	(12)	45	-
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-
Outras Rec./Desp. Operacionais	66	(42)	-	66	(42)	-
Resultado Financeiro	1.610	(131)	-	1.610	(131)	-
Resultado Antes dos Impostos	2.004	334	500,4%	1.948	334	483,8%
IR/CS	18	(92)	-	18	(92)	-
IR/CS Diferido	(71)	(192)	-62,9%	(71)	(192)	-62,9%
Resultado Líquido	1.895	50	3724,5%	1.895	50	3724,5%
EBITDA	412	619	-33,5%	356	619	-42,5%



Anexo II – DRE Acumulada Consolidada (cont.)

DRE ACUMULADA CONSOLIDADA (R\$ mi)

	Ajustado			Reportado		
	2024	2023	Δ%	2024	2023	Δ%
Receita Operacional Bruta	22.831	21.794	4,8%	22.589	21.529	4,9%
Deduções	(7.774)	(7.412)	4,9%	(7.713)	(7.412)	4,1%
Receita Operacional Líquida	15.057	14.381	4,7%	14.876	14.116	5,4%
VNR	428	353	21,1%	428	353	21,1%
Despesa Operacional	(13.429)	(12.665)	6,0%	(13.450)	(12.400)	8,5%
Custo de Construção	(770)	(640)	20,2%	(770)	(640)	20,2%
PMSO	(1.097)	(899)	22,1%	(1.097)	(899)	22,1%
Pessoal	(583)	(472)	23,6%	(583)	(472)	23,6%
Material	(44)	(31)	41,1%	(44)	(31)	41,1%
Serviço de Terceiros	(521)	(461)	13,0%	(521)	(461)	13,0%
Outros	50	65	-22,4%	50	65	-22,4%
Energia Comprada	(9.942)	(9.336)	6,5%	(10.237)	(9.336)	9,6%
Depreciação e Amortização	(894)	(787)	13,6%	(894)	(787)	13,6%
Provisões para contingências	(335)	(285)	17,5%	(335)	(285)	17,5%
PECLD	(390)	(717)	-45,6%	(117)	(452)	-74,1%
Equivalência Patrimonial	-	(4)	-	-	(4)	-
Outras Rec./Desp. Operacionais	(299)	(175)	70,5%	(249)	(175)	42,4%
Resultado Financeiro	568	(721)	-	568	(721)	-
Resultado Antes dos Impostos	1.898	820	131,4%	1.745	820	112,8%
IR/CS	(40)	(302)	-86,6%	(57)	(302)	-81,1%
IR/CS Diferido	(45)	(259)	-82,8%	(45)	(259)	-82,8%
Resultado Líquido	1.660	255	550,7%	1.644	255	544,2%
EBITDA	2.094	2.150	-2,6%	1.893	2.150	-12,0%



Anexo III – DRE Trimestral da Distribuidora

DRE TRIMESTRAL DA DISTRIBUIDORA (R\$ mi)

	Ajustado			Reportado		
	4T24	4T23	Δ%	4T24	4T23	Δ%
Receita Operacional Bruta	5.375	5.579	-3,7%	5.294	5.327	-0,6%
Deduções	(1.788)	(1.916)	-6,7%	(1.788)	(1.916)	-6,7%
Receita Operacional Líquida	3.587	3.663	-2,1%	3.506	3.411	2,8%
VNR	170	88	93,4%	170	88	93,4%
Despesa Operacional	(3.413)	(3.319)	2,8%	(3.387)	(3.067)	10,4%
Custo de Construção	(245)	(151)	62,8%	(245)	(151)	62,8%
PMSO	(283)	(250)	13,4%	(85)	(250)	-65,8%
Pessoal	(154)	(132)	16,1%	(149)	(132)	12,8%
Material	(14)	(12)	11,7%	(10)	(12)	-19,8%
Serviço de Terceiros	(127)	(126)	1,2%	(69)	(126)	-44,8%
Outros	12	21	-43,9%	143	21	588,8%
Energia Comprada	(2.434)	(2.469)	-1,4%	(2.729)	(2.469)	10,5%
Depreciação e Amortização	(223)	(170)	31,3%	(223)	(170)	31,3%
Provisões para contingências	(93)	(73)	26,3%	(93)	(73)	26,3%
PECLD	(135)	(207)	-34,7%	(12)	45	-
Outras Rec./Desp. Operacionais	(18)	28	-	(18)	28	-
Resultado Financeiro	1.759	(211)	-	1.759	(211)	-
Resultado Antes dos Impostos	1.914	161	1092,8%	1.859	161	1058,3%
IR/CS	-	-	-	-	-	-
IR/CS Diferido	(37)	(208)	-82,1%	(37)	(208)	-82,1%
Resultado Líquido	1.822	(48)	-	1.822	(48)	-
EBITDA	226	426	-46,8%	171	426	-59,8%



Anexo III – DRE Acumulada da Distribuidora (cont.)

DRE ACUMULADA DA DISTRIBUIDORA (R\$ mi)

	Ajustado			Reportado		
	2024	2023	Δ%	2024	2023	Δ%
Receita Operacional Bruta	21.276	20.632	3,1%	21.035	20.367	3,3%
Deduções	(7.568)	(7.256)	4,3%	(7.507)	(7.256)	3,5%
Receita Operacional Líquida	13.708	13.376	2,5%	13.528	13.111	3,2%
VNR	428	353	21,1%	428	353	21,1%
Despesa Operacional	(12.628)	(12.319)	2,5%	(12.649)	(12.054)	4,9%
Custo de Construção	(770)	(640)	20,2%	(770)	(640)	20,2%
PMSO	(1.010)	(816)	23,8%	(1.010)	(816)	23,8%
Pessoal	(546)	(422)	29,5%	(546)	(422)	29,5%
Material	(42)	(30)	40,6%	(42)	(30)	40,6%
Serviço de Terceiros	(485)	(438)	10,7%	(485)	(438)	10,7%
Outros	62	73	-15,1%	62	73	-15,1%
Energia Comprada	(9.355)	(9.195)	1,7%	(9.650)	(9.195)	4,9%
Depreciação e Amortização	(767)	(666)	15,2%	(767)	(666)	15,2%
Provisões para contingências	(334)	(284)	17,7%	(334)	(284)	17,7%
PECLD	(390)	(717)	-45,6%	(117)	(452)	-74,1%
Outras Rec./Desp. Operacionais	(162)	(62)	163,0%	(162)	(62)	163,0%
Resultado Financeiro	848	(843)	-	848	(843)	-
Resultado Antes dos Impostos	1.767	152	1062,3%	1.566	152	929,7%
IR/CS	-	1	-	-	1	-
IR/CS Diferido	5	(325)	-	5	(325)	-
Resultado Líquido	1.571	(172)	-	1.571	(172)	-
EBITDA	1.420	1.369	3,7%	1.219	1.369	-11,0%



Anexo IV – DRE Trimestral da Geradora e Comercializadora

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

	Ajustado			Reportado		
	4T24	4T23	Δ%	4T24	4T23	Δ%
Receita Operacional Bruta	703	304	130,8%	703	304	130,8%
Deduções	(81)	(42)	92,5%	(81)	(42)	92,5%
Receita Operacional Líquida	621	262	137,0%	621	262	137,0%
Despesa Operacional	(462)	(91)	410,2%	(462)	(91)	410,2%
PMSO	(20)	(16)	27,7%	(20)	(16)	27,7%
Pessoal	(8)	(8)	11,7%	(8)	(8)	11,7%
Material	(0)	(0)	-15,3%	(0)	(0)	-15,3%
Serviço de Terceiros	(9)	(6)	48,6%	(9)	(6)	48,6%
Outros	(2)	(1)	36,9%	(2)	(1)	36,9%
Energia Comprada	(409)	(41)	894,8%	(409)	(41)	894,8%
Depreciação e Amortização	(32)	(31)	1,7%	(32)	(31)	1,7%
Provisões para contingências	(2)	(3)	-39,6%	(2)	(3)	-39,6%
Outras Rec./Desp. Operacionais	10	(33)	-	10	(33)	-
Resultado Financeiro	(111)	49	-	(111)	49	-
Resultado Antes dos Impostos	59	187	-68,5%	59	187	-68,5%
IR/CS	18	(89)	-	18	(89)	-
IR/CS Diferido	(34)	16	-	(34)	16	-
Resultado Líquido	43	115	-62,4%	43	115	-62,4%
EBITDA	191	203	-5,7%	191	203	-5,7%



Anexo IV – DRE Acumulada da Geradora e Comercializadora (cont.)

DRE ACUMULADA DA GERADORA E COMERCIALIZADORA (R\$ mi)

	Ajustado			Reportado		
	2024	2023	Δ%	2024	2023	Δ%
Receita Operacional Bruta	1.610	1.214	32,6%	1.610	1.214	32,6%
Deduções	(211)	(161)	31,0%	(211)	(161)	31,0%
Receita Operacional Líquida	1.399	1.053	32,9%	1.399	1.053	32,9%
Despesa Operacional	(830)	(366)	127,2%	(830)	(366)	127,2%
PMSO	(65)	(56)	15,0%	(65)	(56)	15,0%
Pessoal	(29)	(29)	1,8%	(29)	(29)	1,8%
Material	(1)	(1)	23,5%	(1)	(1)	23,5%
Serviço de Terceiros	(26)	(18)	41,0%	(26)	(18)	41,0%
Outros	(8)	(8)	2,7%	(8)	(8)	2,7%
Energia Comprada	(639)	(188)	239,0%	(639)	(188)	239,0%
Depreciação e Amortização	(126)	(120)	5,1%	(126)	(120)	5,1%
Provisões para contingências	(1)	(1)	-24,7%	(1)	(1)	-24,7%
Outras Rec./Desp. Operacionais	11	(43)	-	(49)	(43)	13,7%
Resultado Financeiro	(272)	28	-	(272)	28	-
Resultado Antes dos Impostos	307	672	-54,3%	247	672	-63,2%
IR/CS	(41)	(297)	-86,3%	(57)	(297)	-80,6%
IR/CS Diferido	(50)	65	-	(50)	65	-
Resultado Líquido	216	441	-50,9%	140	441	-68,3%
EBITDA	695	807	-13,9%	695	807	-13,9%



Anexo V – Balanço Patrimonial Consolidado

ATIVO (R\$ mi)

	31.12.2024	31.12.2023
Circulante	7.159	5.334
Caixa e equivalente de caixa	186	292
Títulos e valores mobiliários	2.904	1.805
Contas a receber de clientes	1.725	1.304
Estoques	80	57
Tributos e contribuições a recuperar	1.125	1.098
Despesas pagas antecipadamente	26	28
Dividendos a receber	-	-
Serviços prestados a receber	19	33
Saldos remanescentes de instrumentos financeiros derivativos swaps	-	13
Instrumentos financeiros derivativos swaps	-	17
Valor justo na compra e venda de energia	305	-
Outros créditos	565	497
Ativos classificados como mantidos para venda	225	189
Não Circulante	18.185	18.383
Contas a receber de clientes	994	1.417
Tributos e contribuições a recuperar	1.924	2.635
Tributos diferidos	555	536
Depósitos judiciais	379	368
Instrumentos financeiros derivativos swaps	21	-
Ativo financeiro da concessão	9.724	8.746
Partes relacionadas	-	-
Valor justo na compra e venda de energia	268	-
Outros créditos	34	-
Ativo contratual – infraestrutura em construção	519	402
Investimentos	4	4
Imobilizado	2.039	2.017
Intangível	1.478	2.052
Ativo de direito de uso	247	209
Ativo Total	25.344	23.717



Anexo V – Balanço Patrimonial Consolidado (cont.)

PASSIVO (R\$ mi)

	31.12.2024	31.12.2023
Circulante	5.034	15.504
Fornecedores	2.253	1.707
Tributos e contribuições a pagar	164	400
Empréstimos e financiamentos	533	3.236
Debêntures	171	7.410
Saldos remanescentes de instrumentos financeiros derivativos swaps	21	693
Passivos financeiros setoriais	175	205
Obrigações trabalhistas	130	109
Benefícios pós-emprego	29	30
Valores a serem restituídos a consumidores	202	741
Obrigações por arrendamento	43	29
Encargos regulatórios	347	345
Valor justo na compra e venda de energia	260	-
Outros débitos	708	601
Não circulante	15.091	5.117
Empréstimos e financiamentos	3.253	-
Debêntures	5.549	-
Saldos remanescentes de instr. financeiros derivativos swaps	406	-
Passivos financeiros setoriais	730	407
Tributos e contribuições a pagar	51	76
Tributos diferidos	291	119
Provisões para contingências	4.012	3.968
Benefícios pós-emprego	169	284
Obrigações por arrendamento	233	200
Valores a serem restituídos a consumidores	18	-
Valor justo na compra e venda de energia	335	-
Outros débitos	45	62
Patrimônio líquido	5.218	3.096
Capital social	5.392	5.392
Reserva de capital	356	19
Prejuízos acumulados	(594)	(2.253)
Ajustes de avaliação patrimonial	242	256
Outros resultados abrangentes	(178)	(318)
Passivo Total	25.344	23.717



ANEXO VI – Endividamento Consolidado

ENDIVIDAMENTO CONSOLIDADO A VALOR JUSTO (R\$ mi)

	4T24	4T23	Δ%
Dívida Bruta	9.933	11.338	-12,4%
Curto Prazo	725	11.338	-93,6%
Em moeda estrangeira	484	3.746	-87,1%
Em moeda nacional	241	7.592	-96,8%
Longo Prazo	9.208	-	-
Em moeda estrangeira	2.796	-	-
Em moeda nacional	6.413	-	-
Posição de Caixa	3.090	2.097	47,3%
Dívida Líquida	6.844	9.241	-25,9%

ENDIVIDAMENTO CONSOLIDADO POR INSTRUMENTO (R\$ mi, 4T24)

	Valor de Face	AVJ	Valor Justo
Conversível (R\$)	1.663	(504)	1.158
Conversível (USD)	559	(100)	459
Não Optante (R\$)	52	(36)	17
Não Optante (USD)	24	(16)	9
Light SESA	7.399	(1.352)	6.047
Light Energia	2.167	(5)	2.162
Total	11.946	(2.013)	9.933

Anexo VII – Balanço Energético

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)

	4T24	4T23	Δ%	2024	2023	Δ%
Carga Fio	9.461	9.870	-4,1%	37.416	36.299	3,1%
Uso de Rede	3.051	2.606	17,1%	11.323	10.109	12,0%
Carga Própria	6.373	7.134	-10,7%	25.582	25.757	-0,7%
Energia Faturada (Cativo)	3.370	3.697	-8,9%	14.047	14.416	-2,6%
Baixa Tensão	2.966	2.961	0,2%	12.129	11.512	5,4%
Média e Alta Tensão	404	737	-45,2%	1.918	2.904	-34,0%
Perda Total	3.002	3.437	-12,6%	11.536	11.341	1,7%

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)

	4T24	%
(+) Proinfa	85	1,3%
(+) Itaipu	1.033	15,9%
(+) Leilões	3.232	49,8%
(+) Norte Flu	1.201	18,5%
(+) Cotas	850	13,1%
(+) Angra I e II	205	3,2%
(+) Outros (CCEE)	(116)	-1,8%
Energia Requerida (CCEE)	6.489	-
Carga Própria	6.373	-
Energia Faturada (Cativos)	3.370	-
Residencial	1.999	59,3%
Industrial	57	1,7%
Comercial	831	24,7%
Demais	483	14,3%
Perdas Técnicas	688	-
Perdas Não Técnicas	2.155	-
Perdas Rede Básica	117	-

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



Conferência de Resultados do 4T 2024



11h30 (BRT) – Brasília, Brasil

10h30 (EDT) – Nova York, EUA

14h30 (GMT) – Londres, UK

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

Tradução simultânea para o Inglês: [clique aqui](#).



Relações com Investidores

ri.light.com.br

ri@light.com.br





120

ANOS



Earnings
Release

4Q24

LIGT

B3 LISTED NM

March 27, 2024

Message from Management



Light's earnings in 2024 illustrate the company's progress in overcoming challenges that began to be faced head-on in 2023.

The Company showed significant financial and operational improvement, while closely monitoring the concession contract renewal process. The solidification of these three pillars - financial, operational and economic - will guarantee the construction of the new Light, more sustainable and even more long-lasting.

During the first half of 2024, the Company intensified negotiations with its creditors until it reached a judicial reorganization plan that would guarantee its financial health and, consequently, the sustainability of the concession.

In a clear demonstration of the creditors' confidence in the Company's future, the plan was approved by more than 99% all those present at the meeting; and the demand for the option that provided for the conversion of debt into Light shares was 50% higher than the pre-established limit.

The agreement restructured the Company's debt by reducing costs, extending maturities, and fully settling amounts owed to creditors with claims of up to R\$30,000 — safeguarding small investors

As a result, Light alleviated short-term pressure on its cash flow and significantly reduced the DisCo's net debt. This financial relief enabled the company to sustain capital expenditures and sharpen its focus on measures to enhance the quality of its operations.

Since entering judicial reorganization in May 2023, Light has never neglected its mission of guaranteeing quality energy distribution services to around 12 million people in its concession area, or 31 municipalities in the state of Rio de Janeiro.

As in the previous year, in 2024 the DEC and FEC indices, which measure, respectively, the duration and frequency of any power interruptions, were below the regulatory limit.

During 2024, we also demonstrated the Company's ability to react, as it sought out and implemented the best solutions for restoring the supply systems on the islands of Governador and Paquetá. Service has been normalized, and capital expenditures will continue through 2026, as planned, when the entire structure will be renewed.

In order to continue to be a business with increasingly high standards of quality and efficiency, Light is focusing on innovation, using cutting-edge technology and data to enhance its services and processes.

We are strengthening our relationship with customers through digital channels. And to leverage Light's values and culture, which are embraced by all employees, we have internalized the field teams dedicated to critical activities through the creation of Light Conecta. These teams are no longer outsourced, and the initiative is already delivering excellent results — such as a roughly 40% increase in productivity. Currently, they are contributing data to a comprehensive survey of the company's infrastructure, aimed at enabling automatic routing of



team dispatches and reducing the percentage of unproductive trips.

In the same vein, the Company is also mapping risk areas to generate auditable data on these locations — a measure that is expected to align with the requirements of the new concession contract for distribution companies. This mapping includes everything from external sources, such as media reports on these regions, to field data collected by technical teams, including accounts of areas where they were unable to operate or photographs of utility poles with illegal connections, for example.

Light continues to work to maintain a cutting-edge, efficient, and benchmark operation across its service area, while awaiting the signing of the contract to renew its concession.

Discussions on the draft of the new concession contracts for distribution companies, led by the Ministry of Mines and Energy and ANEEL (National Electric Energy Agency), are addressing important topics such as the consideration of areas with operational restrictions and the annual recognition of investments. Light is closely monitoring the discussions and remains optimistic about a positive outcome.

2024 also ended with other positive developments: on one hand, a recovery in consumption within the concession area, where we observed a market growth rate at levels not seen in years. On the other hand, the collection rate rose by 1.1 percentage points, reaching 98.7%. All in all, the Group's consolidated profit totaled R\$1.64 billion.

In the year it celebrates its 120th anniversary, the Company reaffirms its commitment to transformation and progress. In a constantly evolving landscape, Light continues to innovate and grow — just as it has throughout its history. More than just a company, Light is the energy that drives Rio de Janeiro's development and impacts thousands of lives through its initiatives.

The Company remains committed to the population within its concession area and continues to work towards delivering services with increasingly higher quality and responsiveness to customer needs. We are on the right path — toward renewing our concession and concluding the Judicial Reorganization process. At the end of this journey, a new cycle will begin.

I extend my thanks to all our stakeholders — employees, partners, suppliers, creditors, and shareholders — for their continued support.



Alexandre Nogueira | CEO



Destaques

CONSOLIDATED



**Debt
Restructured**



R\$ 1.6 billion

Net Profit in 2024



R\$ 3.1 billion

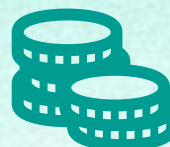
Cash Position in 2024
(+47% Y/Y)

DISCO



R\$ 4.5 billion

Net Debt in 4Q24
(-48% Y/Y)



R\$ 1.4 billion

EBITDA¹ in 2024



DEC 6.74 H

Record 4Q Performance



Billed Market

ADJUSTED BILLED SALES PER SEGMENT (GWh)

	4Q24	4Q23	Δ%	2024	2023	Δ%
Captive	3,447	3,952	-12.8%	14,264	15,158	-5.9%
Residential	2,075	2,242	-7.4%	8,364	8,297	0.8%
Commercial	831	969	-14.3%	3,520	3,835	-8.2%
Industrial	57	74	-23.0%	256	314	-18.5%
Other	483	667	-27.5%	2,124	2,711	-21.7%
Grid Usage	3,051	2,606	17.1%	11,323	10,109	12.0%
Commercial	1,013	919	10.3%	3,823	3,353	14.0%
Industrial	1,211	1,194	1.4%	4,894	4,745	3.1%
Utilities	443	321	38.1%	1,246	1,368	-8.9%
Other	383	172	122.6%	1,360	642	111.7%
Billed Sales	6,498	6,558	-0.9%	25,586	25,266	1.3%

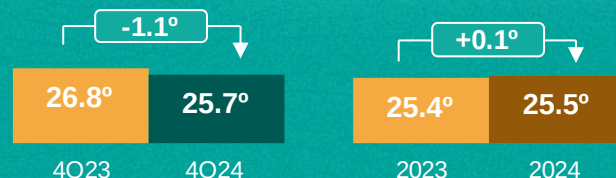
Note: 1) Billed sales excludes non-recurring items, in addition to the impacts of distributed generation (compensated and simultaneous), 2) This quarter, an adjustment was made to the calculation methodology for the Utilities class, which now records billed consumption, replacing measured consumption, and the entire 2024 adjustment was recorded in this last period.

The adjusted billed market totaled 6,498 GWh in 4Q24, down 61 GWh y/y (-0.9% y/y), mainly due to the migration of consumption to the distributed generation market and lower average temperatures. As a result, the growth in the Grid Usage segment (+17.1% y/y) only partially offset the decline observed in the consumption classes of the Captive market (-12.8% y/y).

In 2024, the market recorded 25,586 GWh in consumption, an increase of 320 GWh compared to the previous year (+1.3% y/y). This trend was mainly driven by higher consumption in the Grid Usage segment (+12.0% y/y), excluding Utilities, and in the Residential class (+0.8% y/y), partially offset by declines in the other classes.

Temperature, the main driver of consumption patterns in the Residential and Commercial classes, averaged 1.1°C lower than in the same period last year, as November 2023 recorded the highest temperatures of the past five years.

AVERAGE TEMPERATURE (°C)

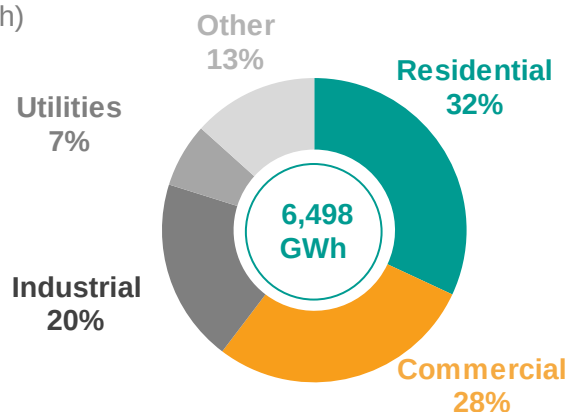


Year to date, the average remained practically stable, despite the elevated temperatures observed in the second quarter of 2024.

In 2024, the reduction in the real estate vacancy rate in Rio de Janeiro contributed to increased consumption in the Residential class. Grid Usage consumption was boosted by the opening of the free market to all consumer units connected to high- and medium-voltage networks, starting in January 2024.

ENERGY MARKET (4Q24)

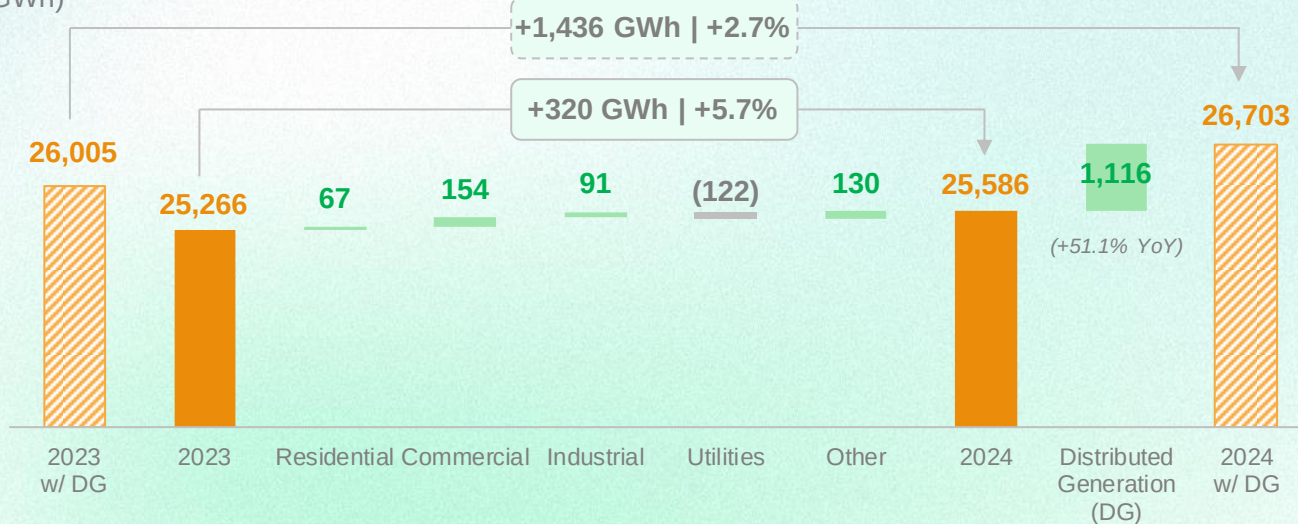
(GWh)



DISTRIBUTED GENERATION

BILLED ENERGY MARKET (CAPTIVE + GRID USAGE)

(GWh)



+25% LTM

increase in the installed capacity of mini and micro distributed generation, totaling 609 MW.

The significant growth in distributed generation reflects not only the migration of load flow, but also signals the recovery of consumption growth in the Company's concession area, reaching levels comparable to those observed in the pre-pandemic period.



Revenue Protection Measures against Non-Technical Losses

Progress in the Management and Oversight of Risk Areas

As is widely known, the endemic nature of the Company's concession area — marked by high and rising levels of violence and limited State presence in several regions — imposes a series of complexities on Light's operational activities and, in some cases, completely restricts its ability to operate.

In this challenging context, and in line with its restructuring pillars, Light has been pursuing key levers for operational improvement, particularly with regard to its approach to combating non-technical losses.

Accordingly, the Company has been advancing its operational strategies by segmenting its areas of operation and assigning more specific objectives to the clusters defined in this process. This approach respects the unique characteristics of each area and aims to enable more effective management of non-technical losses and more efficient prevention — improving the accuracy of mitigation efforts and bringing greater intelligence and robustness to the process.

The Company has also been making progress in structuring the processes related to monitoring and the information systems for each of these areas.

Recently, we invested in a more robust operations center for the daily monitoring of the evolution of risk areas which, combined with new governance and improvements in procedures, has brought the tools and methodology needed to define specific and uniform criteria for delimiting each of the regions, as well as a reliable, auditable process with routine updates.



Operations Center for Risk Area Monitoring



AREAS OF OPERATION AND THEIR OPERATIONAL TRAJECTORIES



Conventional Treatment Areas (ATC): regions where operations follow expected standards, and loss reduction efforts are conducted under parameters similar to those of other DisCos in the country, as established in the current regulation.

Use of data and automation to improve loss prevention and enhance the quality of service provided.



Risk Areas: regions where higher rates of fraud are observed, generally bordering areas with severe operational restrictions or where the presence of parallel powers completely prevents the Company from operating.

Operations in bordering regions with shielding, network control, and continuous metering monitoring to limit consumption and maintain current loss levels.

The new monitoring process also includes the enrichment of data on these areas through the collection of evidence by field teams and/or publicly available information, as well as the monitoring of segmented commercial data (e.g., meter data, billing, collection, and delinquency).

Furthermore, the Company has also been studying alternative and non-conventional mechanisms, as a complement to its operational process, as a way to enhance the fight against losses.

It is important to note that, as this is an atypical case, the current level of losses in Light's concession area requires a structural solution, in addition to the operational actions currently underway.

The recent discussions on the renewal of DisCo concession contracts address important topics such as the consideration of areas with operational restrictions and the annual recognition of capital expenditures. Light continues to closely monitor these discussions and remains optimistic about a positive outcome..



2024 LOSS REDUCTION PLAN – HIGHLIGHTS

>30%

decrease in the average cost
of recovered and incorporated energy

-35 p.p.

Reduction in the % of losses over grid load resulting from the new shielding model in risk areas (vs. percentage under the previous model)

+30 p.p.

Perpetuity in the incorporated energy (IEN) of customers targeted by the 2023-24 Losses Plan in the 12M following regularization (vs % incorporation of previous plans)

In the year, total losses (TL)¹ reached 11,152 GWh, marking an increase of 737 GWh compared to the previous year (+7.1% y/y). In the same period, non-technical losses¹ (NTL) — the main driver behind this trend — rose by 614 GWh y/y, representing a slightly higher relative increase (+7.8% y/y) than that of total losses¹.

Of the total non-technical losses¹, 86% were concentrated in the Risk Areas (ASRO + ACAC), while the remaining 14% were recorded in the ATC — a ratio consistent with that observed in the full-year 2023.

In the Risk Areas, the dynamics of losses were mainly influenced by higher average temperatures throughout 2024.

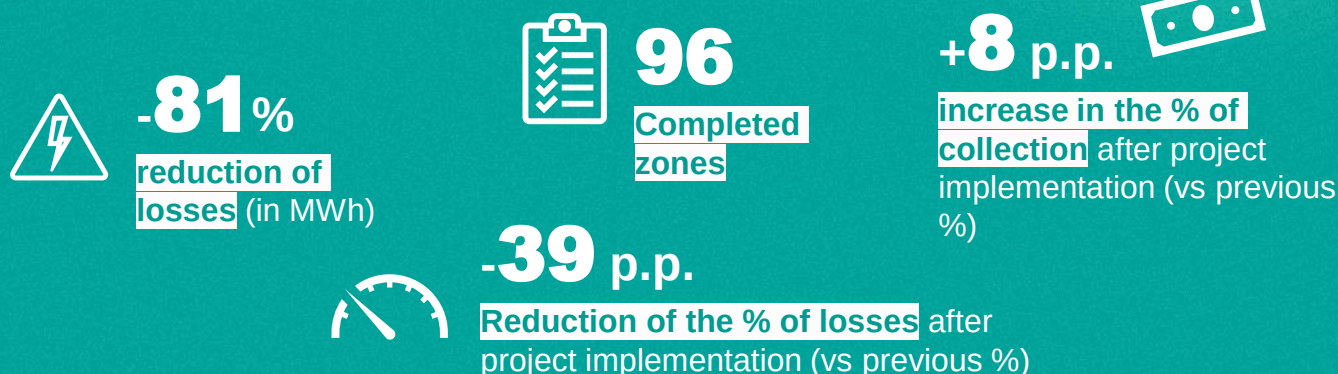
The number of Consumer Units in this region totaled approximately 2.3 million. In the ATC, the increase in losses was mainly driven by the rise in unbilled energy.

As a result, the non-technical losses¹ indicator on the Low Voltage Market (PNT/MBT¹) reached 68.4% in the 12-month period ending in 2024. Compared to the regulatory level, the PNT/MBT¹ indicator for the same period was 29.2 percentage points above the 39.16% recognized in the tariff.

R\$ 1.0 billion
Difference between real and regulatory loss LTM

The slight decline in the level of non-technical losses on the Low Voltage Market¹, observed in the quarterly comparison for 4Q24, was the result of a methodological adjustment in the accounting of consumption by Utilities, aimed at reflecting this result more accurately. The difference for the last 12 months was booked specifically in the most recent period.

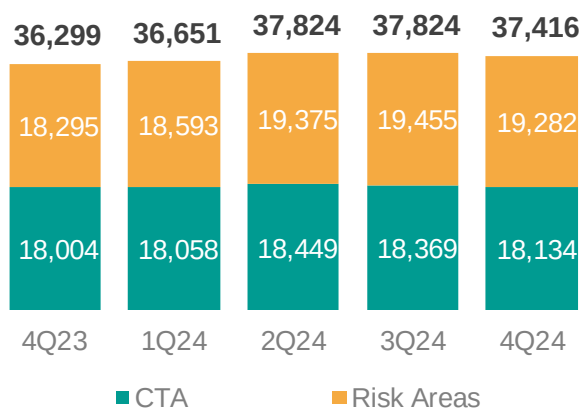
CLUSTER I – RESULTS AFTER NEW APPROACH TO SHIELDING IN A CLUSTER



MARKET¹

GRID LOAD

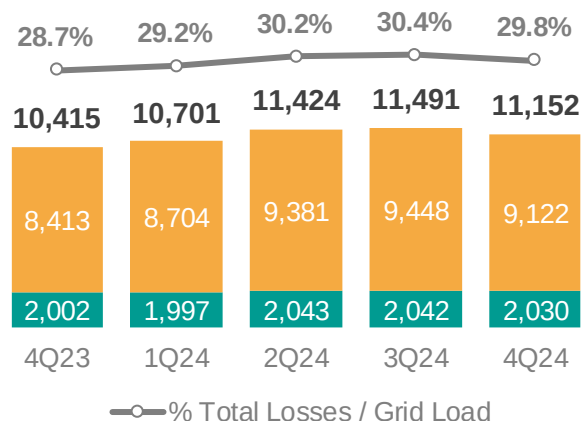
(GWh; LTM)



LOSSES¹

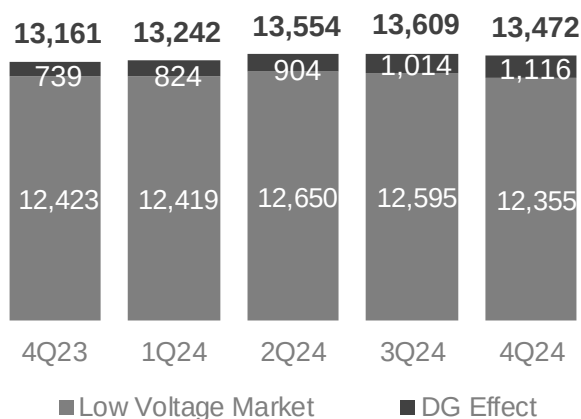
TOTAL LOSS (TL)

(GWh; LTM)



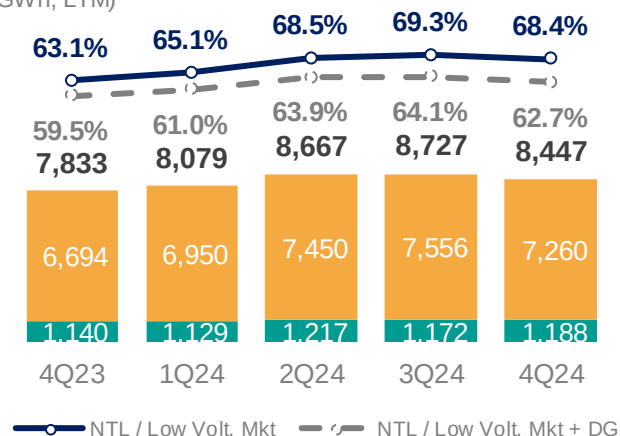
LOW VOLTAGE MARKET

(GWh; LTM)



NON-TECHNICAL LOSSES (NTL)

(GWh; LTM)



Note: 1) LV Market and Losses (technical and non-technical) are adjusted for non-recurring items, 2) Distributed Generation (DG) considers the amount of energy offset in the Company's revenue and simultaneous consumption.



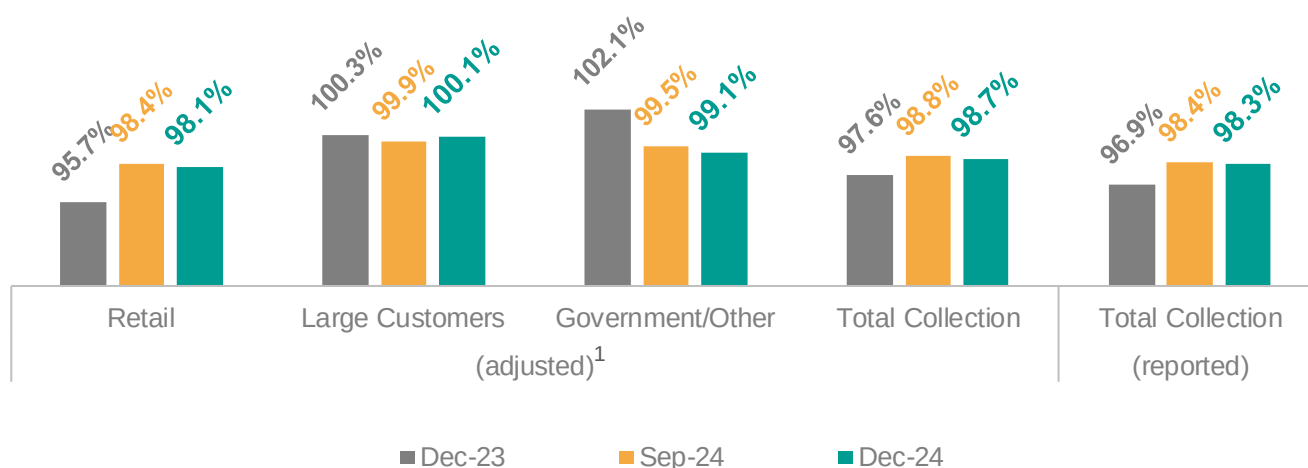
Collection

The collection rate reached 98.7%¹ in the year to date, showing an increase of 1.1 percentage points compared to 2023 and remaining in line with the cumulative figure for the 12-month period ending in September 2024. The 2024 result was positively impacted by the increase in the collection rate in the Retail segment, which rose by 2.4 percentage points compared to the previous year. Recently, the Company improved administrative and operational procedures in this segment, complementing them with technological initiatives developed in partnership with banking collection institutions.

It is worth noting that, since the end of 2022, the Company has been carrying out a series of revisions to its collection processes. These actions aimed to leverage operational improvements, in line with Light's restructuring pillars, in order to reflect its business model more accurately and consistently. These structural changes raised the levels observed in the collection rate, especially in the Retail segment, positioning the indicator at record levels. The Company believes it has reached a stage of maturity regarding these revisions and does not expect significant potential for further increases in the coming periods.

COLLECTION RATE BY SEGMENT

(LTM)



Operational Context

The transformation of operations is one of the three fundamental pillars for the success of our restructuring — alongside the financial and economic pillars. In this context, the Company has focused its efforts on initiatives aimed at operational efficiency and sustainable value creation.

With this objective, Light has been enhancing its operational processes through differentiated approaches in strategic areas, seeking to improve productivity in field operations, optimize complex core business activities, and evolve its customer relations — driven by digitalization and systemic improvements.

LIGHT CONECTA

Light Conecta is the Group's service company fully dedicated to our field operations. Through this subsidiary, the Company has internalized field teams to carry out critical activities, where Light's culture and values serve as a differentiator within the value chain.

By November 2024, 100% of the new teams were already operational in the field. In the short time since this change, we have observed an increase of approximately 40% in the productivity level of the activities carried out by our teams.

Throughout 2025, we expect to train a significant number of new employees to join this team, ensuring we are prepared to deliver higher quality service.

Although Light Conecta's operations are labor-intensive, we believe that these internalization efforts — carried out at levels consistent with current market conditions — will represent a competitive advantage. This initiative is expected to contribute to the Company's operational leverage, driven by the efficiency and productivity gains of the new teams.



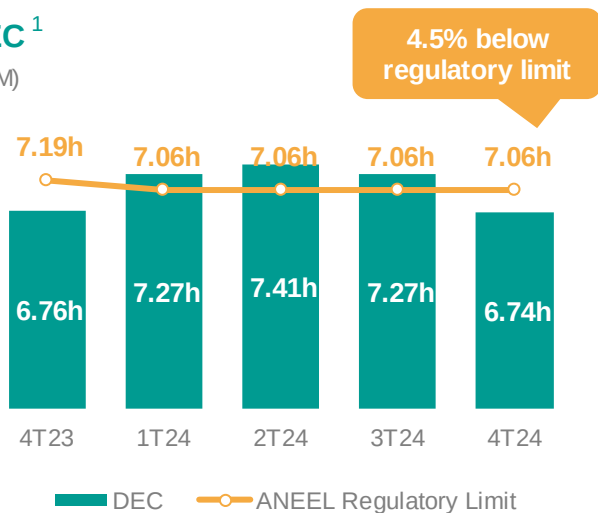
Operational Quality

The equivalent duration of power supply interruptions per consumer unit (DEC) was 6.74 hours in the 12-month period ending in 4Q24, a reduction of 7.3% (-0.53h) compared to 3Q24. This performance resulted from a lower volume of outages during the period, with a significant decrease in the percentage of events lasting more than 24 hours in the final months of the year — leading to the best DEC levels in the historical series for the months of October, November, and December. As a result, the indicator closed the year 4.5% below the regulatory limit.

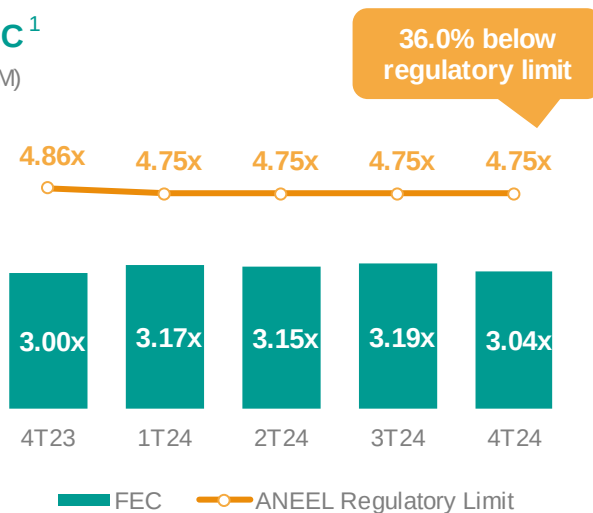
The equivalent frequency of power supply interruptions per consumer unit (FEC) over the past 12 months was 3.04x, representing a reduction of 4.7% (-0.15x) compared to 3Q24. As with the DEC, this solid performance allowed the indicator to close the period 36.0% below the regulatory limit.

It is worth noting that, as part of its emergency operational plan, the Company mobilized teams to support the response to the adverse weather event in São Paulo during the quarter. In addition, it began implementing the summer plan and special operations for Christmas and New Year's Eve. The flexibility in reallocating teams across different operational demands, along with the reinforcement of service through more than 120 additional teams during this period, enhanced our capacity to respond to unforeseen events.

DEC¹
(LTM)



FEC¹
(LTM)



Note: 1) The 12-month accumulated indicator disclosed in 4Q24 takes into account one-off revisions from previous months.



EBITDA

The DisCo's Adjusted EBITDA¹ totaled R\$1.4 billion for the year, representing a 3.7% increase compared to the previous year. This result was driven by an improvement in PECLD during the period.

The Adjusted Net Margin declined in comparison to 2023, reflecting higher energy purchase costs. Despite the growth in Adjusted Net Revenue, driven by the increased supply and delivery of electricity, the result was impacted by the rise in energy procurement costs — especially due to the volume of non-technical losses.

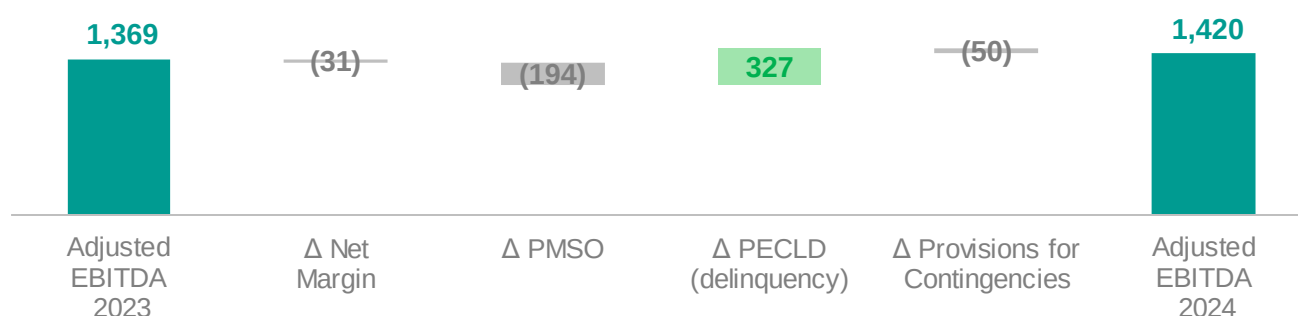
PMSO expenses for the year were driven by the expansion of the corporate structure and the reinforcement of operational teams through personnel internalization, as well as the corresponding equipment costs required to support this structure. In addition, there was a higher volume of emergency services due to severe weather events concentrated in the first half of the year.

PECLD expenses, excluding non-recurring effects, decreased by R\$327 million in 2024 compared to the previous year. This positive impact was due to the improvement in the expected future loss of revenue, considering the gradual increase in the Company's collection rate. PECLD ended the year representing 2.1% of total gross revenue (-1.8 p.p. y/y).

Total contingency expenses increased by R\$50 million in the year, mainly due to the provisioning methodology adopted for recurring litigation processes and the adjustment of the 2023 comparative base. The change in the provisioning methodology for recurring litigation, implemented at the end of 2022, resulted in a more robust provision balance, which, in turn, reduced the need for new provisions throughout 2023.

ADJUSTED EBITDA¹

(R\$ mn, YTD, Δ YoY)

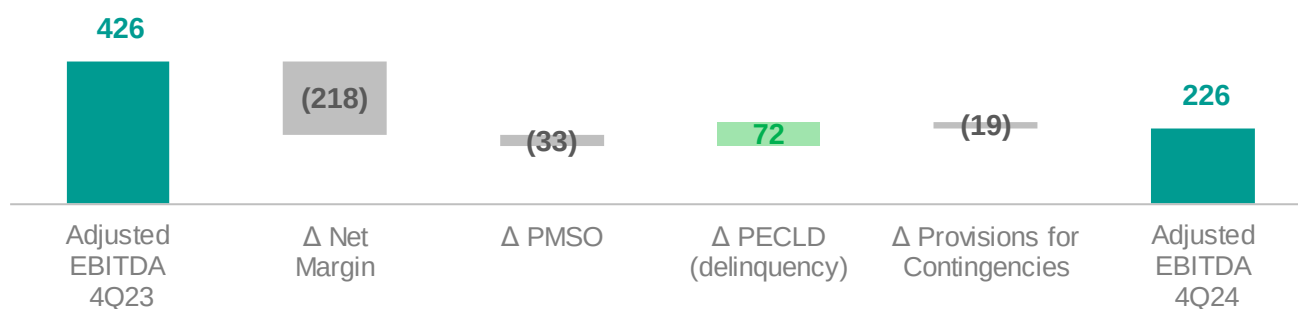


Note: 1) Adjusted EBITDA = CVM EBITDA, excluding VNR, Other operating income/expenses, Equity income and non-recurring items, as reconciled in Annex I.



ADJUSTED EBITDA ¹

(R\$ mn, quarter, Δ YoY)



Financial Results

FINANCIAL RESULT (R\$ mn)

	4Q24	4Q23	Δ%	2024	2023	Δ%
Cost of Debt	1,939	(125)	-	1,076	(906)	-
Non-opting creditor	268	-	-	268	-	-
Net Charges	449	(180)	-	(99)	(756)	-86.9%
Δ FX Exchange and Monetary	(380)	51	-	(764)	9	-
Swap Operations	-	-	-	-	(189)	-
Financial Investments	32	4	684.7%	100	30	227.1%
Net Fair Value Adjust.	1,570	-	-	1,570	-	-
Financial Revenue /Exp.	(180)	(86)	108.7%	(228)	63	-
Interest Installments	21	13	61.5%	101	64	58.6%
Balance Accounts Adjust.	(32)	(39)	-17.9%	15	(27)	-
CVA adjustments	(8)	(23)	-64.6%	(59)	68	-
Other	(161)	(38)	328.0%	(285)	(42)	586.4%
Total	1,759	(211)	-	848	(843)	-

The net financial result was R\$1.8 billion in 4Q24, mainly reflecting the balance between (i) the appropriation of financial expenses, in accordance with the costs established in the Company's financial debt contracts prior to the restructuring; and (ii) the accounting of the new commercial conditions defined in the Judicial Reorganization Plan, approved in May 2024, based on the payment options selected by the creditors. The delivery of the new financial instruments was concluded in 4Q24. The main impacts of this accounting are detailed in the Debt section.

Net Result

The DisCo ended the quarter and the year with profits of R\$1.8 billion and R\$1.6 billion, respectively, representing a significant improvement over the same periods in 2023. This performance was directly impacted by the incorporation of the effects of the novation of the Company's debts, in accordance with the conditions set forth in the approved Judicial Reorganization Plan, and by the payment options selected by the creditors — with emphasis on the positive impacts recorded in the financial result line.

CAPEX

DisCo CAPEX (R\$ mn)

	4Q24	4Q23	Δ%	2024	2023	Δ%
Electrical Assets	235	166	42.0%	783	661	18.5%
Loss reduction plan	50	52	-3.4%	181	257	-29.6%
Receivables	6	11	-42.3%	27	41	-34.9%
Expansion	102	52	95.3%	336	172	95.4%
Maintenance	78	51	51.1%	239	190	25.5%
Non-electrical Assets	84	69	21.9%	185	163	13.1%
Commercial	15	8	89.0%	20	13	51.8%
IT	54	56	-3.6%	145	140	3.6%
Other	14	4	223.4%	20	10	92.9%
Total	319	234	36.1%	967	824	17.4%

In 4Q24, the DisCo's capital expenditures totaled R\$319 million, representing an increase of 36.1% compared to 4Q23. This growth was mainly driven by the prioritization of investments in network expansion and maintenance, ensuring supply quality and operational efficiency.

In the year, capital expenditures totaled R\$967 million, a 17.4% increase compared to the same period in 2023.



In line with its strategy of exploring operational improvement levers that better reflect its business and remuneration model, the Company has prioritized the allocation of capital expenditures to the expansion and improvement of supply quality, as well as the adoption of a more efficient approach to tackling commercial losses. The aim is to optimize the use of available resources by directing investments toward structural actions that enhance the impact on service delivery and the financial sustainability of the operation. In doing so, the Company strengthens its long-term sustainability and creates value for all stakeholders.

As part of this strategy, the modernization of the distribution infrastructure plays a central role — including the renewal of the asset base, which is the second largest in the country. This process involves implementing technologies that improve the system's reliability and resilience, as well as enhancing network asset management..

SERVICE TO THE ISLANDS

Throughout 2024, the Company mobilized R\$435 million, including both capital expenditures and operating costs, for the plan to reestablish the supply systems for Governador and Paquetá Islands, through infrastructure interventions.

Approximately R\$100 million in additional investments are still planned to complete the structural renewal by the end of 2026, with the project currently on schedule. The works include improvements to the transmission circuit and the implementation of system redundancy, increasing supply reliability and mitigating the risk of interruptions in the event of failures.



Debt

INDEBTEDNESS AT FAIR VALUE (R\$ mn)

	4Q24	4Q23	Δ%
Gross Debt	6,047	9,500	-36.3%
Short-term	47	9,500	-99.5%
Foreign currency	7	2,506	-99.7%
Local currency	39	6,994	-99.4%
Long-term	6,000	-	-
Foreign currency	1,452	-	-
Local currency	4,547	-	-
Cash Position	1,513	421	259.4%
Net Debt	4,534	9,079	-50.1%

The Company's gross debt ended the period at R\$6.0 billion, a 36.3% reduction compared to the previous year. This result reflects the restructuring of Light's debt, completed in December with the delivery of the new instruments, in accordance with the conditions approved in the Judicial Reorganization Plan and aligned with the outcome of the creditors' payment option selections. In addition to easing short-term cash pressure, the restructuring allowed for an extension of debt maturities, representing a fundamental milestone in the Group's pursuit of economic and financial balance.

Net debt totaled R\$4.5 billion, a decrease of approximately 50% year over year, driven both by the effects of the restructuring and, more importantly, by the significant improvement in the cash position during the period.

To appropriately reflect market conditions and the Company's new risk profile, the debt was measured at fair value. The difference between its face value and the present value of future cash flows, discounted at the appropriate rate, resulted in a fair value adjustment (FVA) of R\$1.4 billion, which will be amortized periodically.

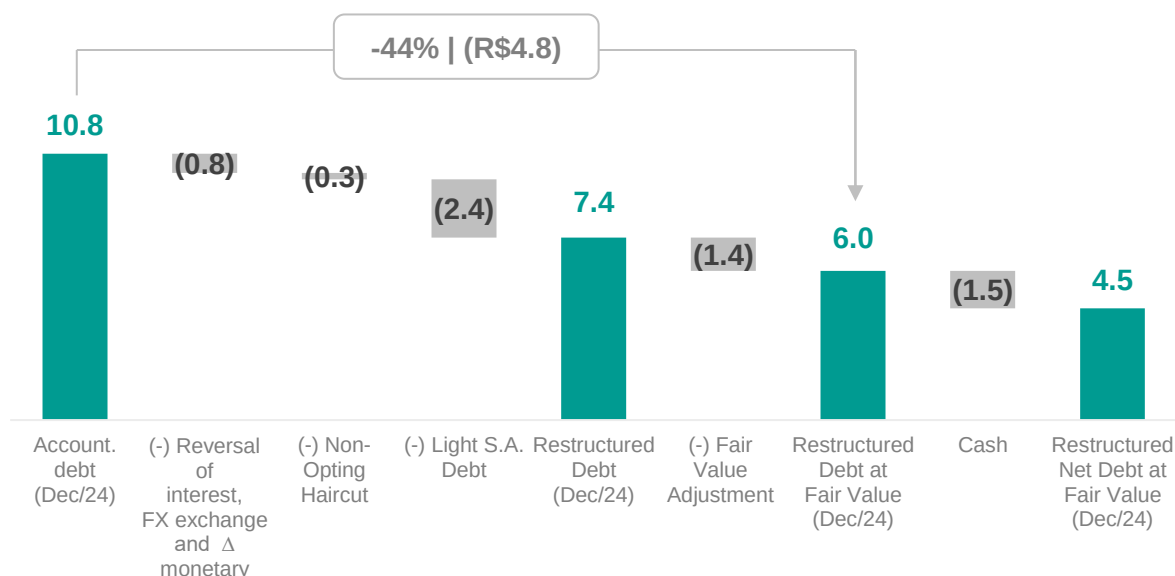
INDEBTEDNESS BY INSTRUMENT (R\$ mn, 4Q24)

	Face Value	Fair Value Adjust.	Fair Value
IPCA + 5%	3,269	(426)	2,844
IPCA + 3%	1,626	(528)	1,099
USD @ 4.21%	1,198	(177)	1,021
USD @ 2.26%	635	(196)	438
Financial Creditors	670	(25)	645
Total	7,399	(1,352)	6,047

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

DEBT RESTRUCTURING

(R\$ bn, EOP 2024)



The improvement in the debt profile, in the context of the restructuring, was the result of (i) the net reversal of approximately R\$800 million in interest, monetary and exchange variation surpluses, recorded under pre-restructuring conditions; and (ii) a R\$3.1 billion reduction — resulting from the payment of R\$238 million to creditors with claims below R\$30,000 (made in 3Q24), approximately R\$270 million related to the 80% discount on the original face value of claims from non-electing creditors, and the assumption of R\$2.4 billion in claims by the holding company through convertible debt and non-electing creditors.



Hydrological recovery in late 2024 and increased energy demand

Despite the unfavorable hydrological conditions throughout 2024, the last quarter of the year was marked by increased inflows, which reduced pressure on the Difference Settlement Price (PLD) and enabled reservoir recovery. The National Interconnected System (SIN) ended December 2024 with 53% storage capacity. This lower level is explained by the most severe drought in the last 50 years, which occurred in 2024. However, December 2024 recorded Natural Inflow Energy (ENA) around the historical average.

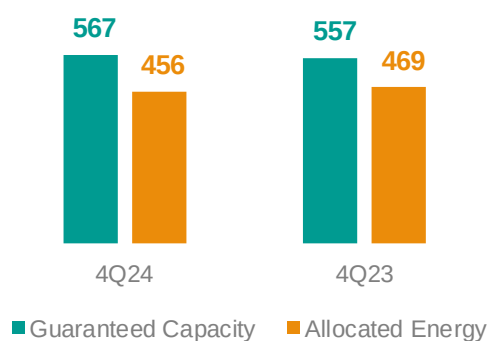
On the energy demand side, a 7.1% increase was observed in the verified load for the year (Jan/24–Dec/24), compared to 2023.

In 4Q24, the Company's plants recorded a physical guarantee¹ of 567 MWavg, representing an increase of 1.8% compared to the same period last year.

The chart below shows that the Physical Guarantee in 4Q24 was higher, while the Allocated Energy was lower — a scenario that can be attributed to the reduction in the GSF during the quarter.

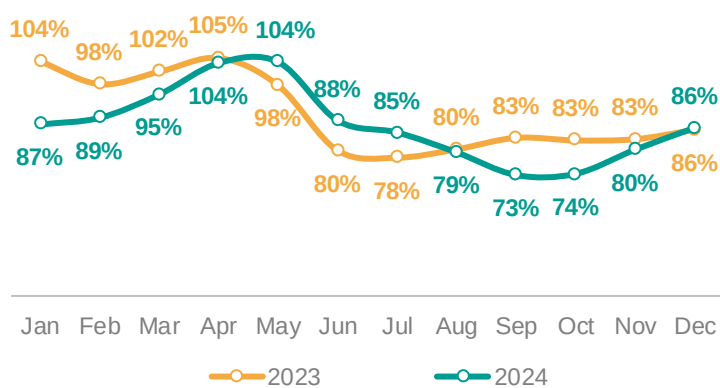
GUARANTEED CAPACITY AND ALLOCATED ENERGY

(MWmed)



GSF

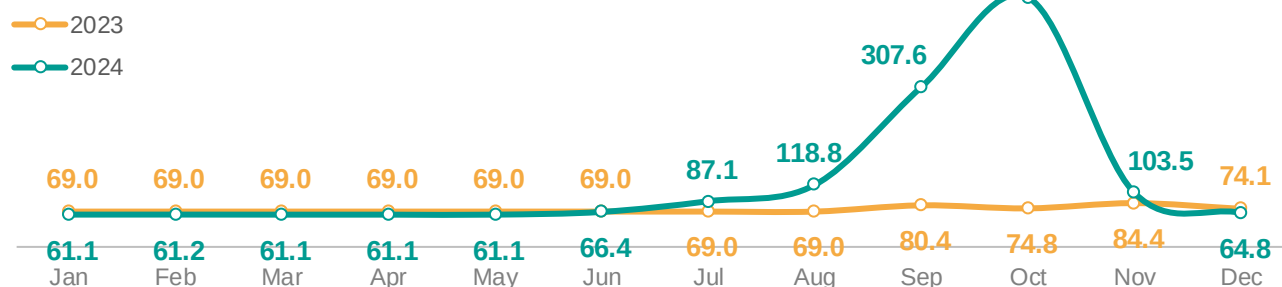
(%)



A recuperação da ENA e o aumento da Energia Armazenada no 4Q24 aliviaram a pressão sobre os custos operacionais do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), resultando em uma redução do PLD. O gráfico seguinte evidencia essa redução, com o PLD caindo de R\$480,8/MWh em out/24 para R\$64,8/MWh em dez/24. Ainda assim, o PLD médio do 4Q24 permaneceu 178% acima do registrado no mesmo período de 2023.

AVERAGE MONTHLY PLD SOUTHEAST / MIDWEST

(R\$/MWh)



EBITDA

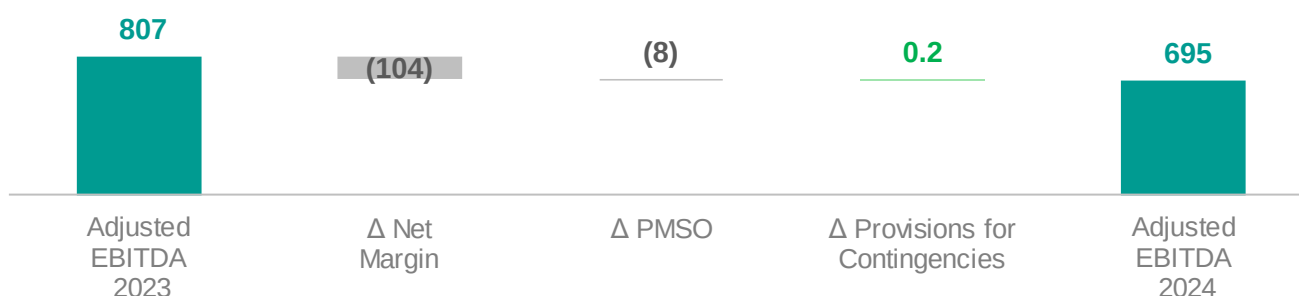
The Company's Generation and Trading segments posted combined net revenue of R\$621 million in 4Q24, up 137.0% compared to the same period last year. Net margin, however, totaled R\$213 million in the quarter, down 3.8% or R\$8.3 million year over year.

The volume sold by the group reached 1,224 MWavg in 4Q24, a 137.2% increase over 4Q23 (516 MWavg). For the full year 2024, the average volume sold was 765 MWavg, representing a 46.1% increase compared to 2023 (523 MWavg). Despite the higher volume sold, the expiration of relevant contracts with consumers and market participants led to the sale of this energy at a lower average price than under the previous contracts. This price effect negatively impacted the margin of the Generation and Trading segments throughout the period.

As a result, the combined EBITDA of the Generation and Trading operations was R\$191 million in 4Q24 (-5.7% y/y), totaling R\$695 million for the full year 2024 (-13.9% y/y).

EBITDA¹

(R\$ mn, YTD, Δ YoY)



EBITDA¹

(R\$ mn, quarter, Δ YoY)



Financial Results

FINANCIAL RESULT (R\$ mn)

	4Q24	4Q23	Δ%	2024	2023	Δ%
Cost of Debt	(145)	44	-	(324)	14	-
Δ Exchange Rate / Swap	(95)	31	-	(214)	(34)	536.3%
Debt Charges	(74)	(23)	228.7%	(203)	(103)	97.1%
Financial Investments	28	32	-13.7%	114	115	-1.6%
MTM and Fair Value Adjust.	(4)	3	-	(21)	35	-
Financial Revenue /Exp.	49	5	897.9%	67	14	370.4%
Balance Accounts Adjust.	10	(0)	-	12	(1)	-
Capitalization	6	5	16.2%	22	16	34.3%
Other	33	0	12613.8%	33	(1)	-
Total	(96)	49	-	(257)	28	-

In 4Q24, the financial result was negative at R\$96 million, reversing the positive amount recorded at the end of the previous year. This performance mainly reflects the impact of debt costs, which totaled R\$145 million in the period. The exchange variation and swaps line was the main driver of this result, as the depreciation of the Brazilian real during the quarter affected approximately 60% of the debt linked to the Generation business. In addition, the financial charges on the debt also contributed negatively to its cost in the period, in line with the rates established in the current contracts.

In the year, the financial result recorded a negative balance of R\$257 million, consistent with the trend observed in the quarter.

Net Result

The combined operations of Light Energia and Light Com. recorded profits of R\$43 million for the quarter and R\$140 million for the year to date, both reflecting a decline in year-over-year comparisons. These results were mainly pressured by the impact of currency devaluation.

CAPEX

GENERATION CAPEX (R\$ mn)

	4Q24	4Q23	Δ%	2024	2023	Δ%
Recurring	31	25	22.8%	78	54	46.2%
Bypass Tunnel	4	12	-63.8%	16	46	-64.4%
Total	35	37	-5.7%	95	100	-4.9%

Capital expenditures in the Generation business totaled R\$35 million in 4Q24 (-5.7% y/y) and R\$95 million for the full year 2024 (-4.9% y/y).

The reduction in capital expenditures in 2024 was mainly due to the suspension of work on the ByPass Tunnel in March 2023. However, this decline was partially offset by ongoing investments in the refurbishment and modernization of equipment and operating systems at the Company's plants. These initiatives aim to maintain operational reliability and efficiency, ensure asset longevity, and improve energy performance. In addition, the Company continues to evaluate new strategic investment opportunities to optimize its infrastructure and preserve the quality of its generation facilities.



Debt

GENERATION INDEBTEDNESS (R\$ mn)

	4Q24	4Q23	Δ%
Gross Debt	2,162	1,838	17.6%
Short-term	678	1,838	-63.1%
Foreign currency	477	1,240	-61.6%
Local currency	201	598	-66.4%
Long-term	1,484	-	-
Foreign currency	794	-	-
Local currency	690	-	-
Cash Position	1,384	1,074	28.9%
Net Debt	778	765	1.7%

In 4Q24, Light Energia reported gross debt of R\$2.2 billion, representing a 17.6% increase compared to 4Q23. This increase mainly reflects the year-over-year exchange rate variation of approximately 30%, given that around half of the debt is indexed to the U.S. dollar. It is worth noting that, in the context of the Group's restructuring, the Generation business's debts were not renegotiated — only ratified.

Net debt totaled R\$778 million, growing at a slower pace than gross debt, with a year-over-year increase of just 1.7%. This effect was partially offset by the improved cash position during the period

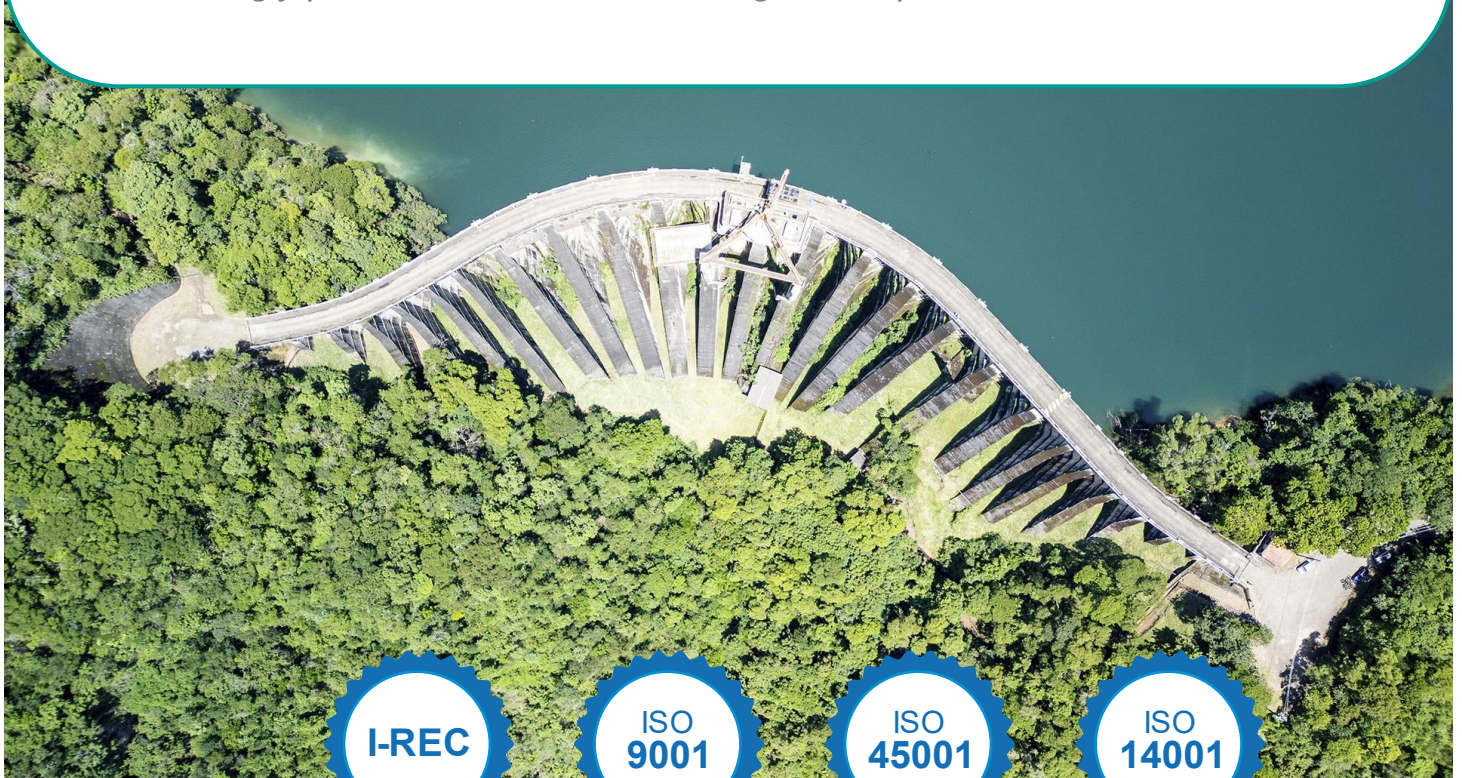
.As provided for in the Judicial Reorganization Plan, the Company will conduct a reverse auction in the first half of 2025 for the prepayment of up to R\$500 million of the bond maturing in 2026, with at least a 5% discount. To enable this transaction and mitigate the potential negative impact of exchange rate fluctuations, the Company has been acquiring U.S. dollars, in line with the provisions of the instrument's indenture. By the end of 2024, the Company had already acquired approximately 90% of the required amount, contributing to the improved cash position during the period. In addition, the capitalization of a R\$131 million credit, related to dividends not distributed to the holding company, supported the maintenance of Light Energia's solid cash position.

LIGHT COM

Light COM, the Light Group's trading company in the Free Energy Market, has been present in the Brazilian market since 2009, operating across various sectors of the economy and offering customized products that optimize energy management for companies and businesses of all sizes. In addition, the trading company operates with clean energy certified under the REC Standard (I-REC), produced by Light Energia's own power plants, reinforcing its commitment to sustainability.

In 2024, Light COM was strengthened by the arrival of Pedro Vidal as Trading Director and underwent an internal restructuring. The investments quickly delivered results, enabling the trading company to double its customer base and expand its presence in the Brazilian energy market.

Light COM reaffirms its commitment to becoming a business unit with an increasingly prominent role within the Light Group.



I-REC

ISO
9001

ISO
45001

ISO
14001

RENEWABLE
ENERGY

QUALITY
MANAGEMENT

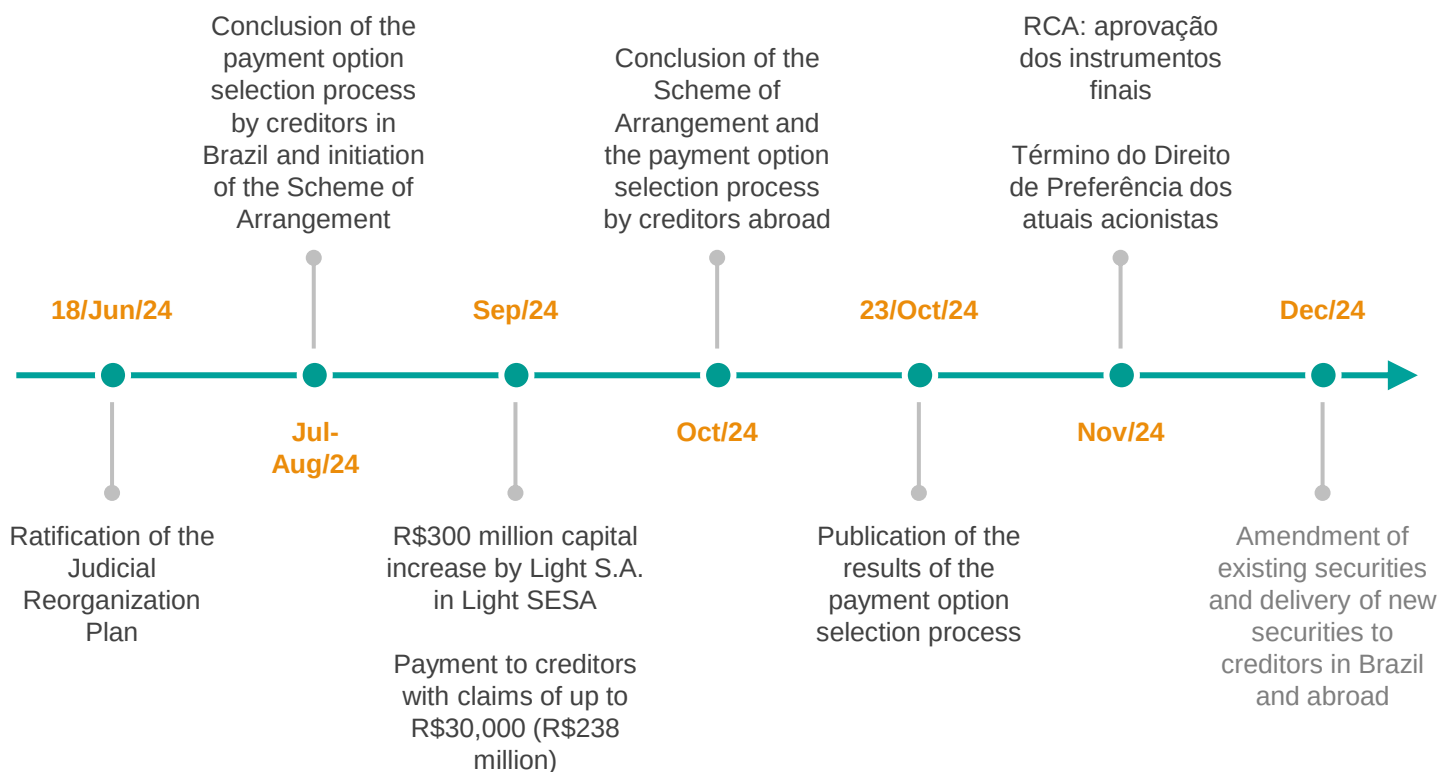
ENVIRONMENTAL
MANAGEMENT

OCCUPATIONAL
HEALTH AND
SAFETY
MANAGEMENT

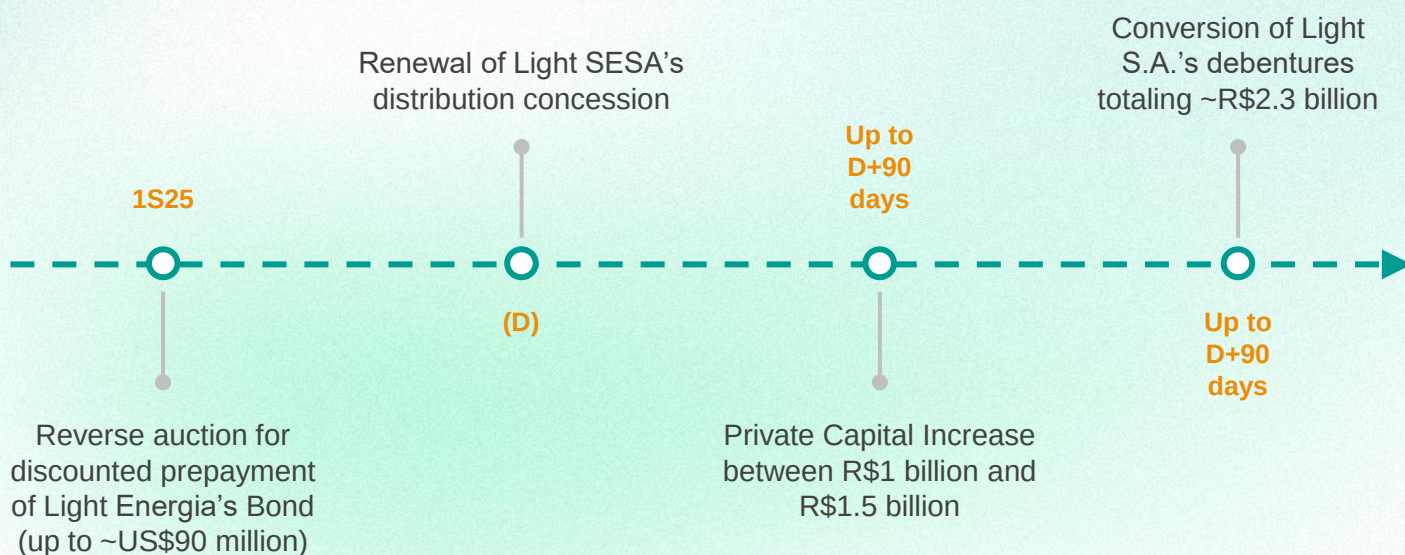
Key Steps of the Judicial Reorganization



COMPLETED STEPS



NEXT STEPS



Completion of the Delivery Processes for the New Instruments in Brazil and Abroad

On December 20, 2024, Light S.A., Light SESA, and Light Energia announced the completion of the delivery processes in Brazil and the issuance abroad to the respective unsecured creditors of the instruments provided for under Light's Judicial Reorganization Plan, approved at the General Creditors' Meeting held on May 29, 2024, and ratified by the 3rd Business Court of the District of the State of Rio de Janeiro on June 18, 2024.

To learn more about the terms of the new instruments, [click here](#).

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

Approval of AFAC by Light S.A. in Light SESA at a Board Meeting, in the context of the implementation of the approved JR Plan

On December 30, 2024, the Board of Directors of Light S.A. approved *“the execution of an Advance for Future Capital Increase (“AFAC”) by Light S.A. in its wholly owned subsidiary Light SESA, in the amount of up to R\$2.6 billion (...) through the capitalization of credits held by the Company as of this date (...). The AFAC is irrevocable and non-retractable, and its capitalization will take place within the legal period of 120 days following the end of the fiscal year in which the AFAC was executed or at the first Extraordinary General Meeting (EGM) of Light SESA held thereafter. The exact amount will depend on the U.S. dollar exchange rate on the transaction closing date.”*

To access the Board Meeting Minutes, [click here](#).

Approval, at the Board Meeting, of the Capital Increase in Light Energia through the contribution of credit relating to undistributed dividends

On December 30, 2024, the increase in Light Energia's share capital was approved, without the issuance of new shares, in the amount of R\$130.7 million.

The amount was capitalized on that date by the sole shareholder, through the contribution of its credit, corresponding to the sum of the mandatory dividends declared in favor of the sole shareholder at the Company's Ordinary General Meetings held on April 28, 2023, and April 4, 2024. These dividends correspond to 25% of the net income



for the fiscal years ended December 31, 2022, and December 31, 2023, adjusted pursuant to item I of article 202 of the Brazilian Corporate Law.

To access the Board Meeting Minutes, [click here](#).

Extension of the Distribution Concession and Regulatory Aspects

In the regulatory sphere, on June 2, 2023, the subsidiary Light SESA requested the extension of its electricity distribution public service concession for a 30-year period, based on Article 4, §3, of Law No. 9,074/1995 and Concession Agreement No. 001/1996 – DNAEE. The extension of the distribution concession term is under the sole authority and discretion of the granting power. On June 22, 2023, through Ordinance No. 737, the Ministry of Mines and Energy (“MME”) launched Public Consultation No. 152, aimed at gathering inputs for the extension of expiring electricity distribution concessions.

The Company has kept ANEEL informed of all discussions, including those related to the Judicial Reorganization Plan of Light S.A. – in Judicial Reorganization, with the primary objective of maintaining the economic and financial balance of its subsidiary Light SESA. It is important to note that Light SESA remains fully compliant with all its operational and intra-sector obligations, and continues to meet the global quality targets established by ANEEL for the provision of public electricity services to the population

.On June 21, 2024, the Federal Government issued Decree No. 12,068, establishing rules for the extension of certain electricity distribution concessions and defining guidelines for the modernization of such concessions. On October 9, 2024, ANEEL published Technical Note No. 1,056, which set out the procedures for opening a public consultation aimed at collecting inputs and additional information to define the draft addendum to the Concession Agreement for the provision of public electricity distribution service, which will formalize the extension of distribution concessions in accordance with Decree No. 12,068 and Law No. 9,074/1995. On October 15, 2024, the National Electric Energy Agency (ANEEL) opened Public Consultation No. 27/2024, with a 47-day period for discussion and public contributions, ending on December 2, 2024.



According to the Decree, the extension will be allowed for concessions granted after 1995 that have not yet been extended, upon: (i) proof of compliance with certain targets related to the adequate provision of the public service; (ii) adherence to the procedure established in the Decree; and (iii) execution of the addendum to be prepared by the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) within 120 days from the publication of the Decree.

The Decree establishes, among other provisions, that concessionaires interested in extending their concessions must:

Demonstrate adequate provision of the public service, in terms of (i) continuity of electricity supply, measured by the frequency and duration indicators of service interruptions; and (ii) sound economic and financial management, based on an annual indicator that assesses the concessionaire's ability to sustainably meet its financial obligations; and

Submit a request to ANEEL to extend their concessions at least 36 months in advance. ANEEL will be responsible for conducting the assessment and disclosing the adequacy of service provision, and for recommending or not to the MME the respective extension, as well as submitting the respective addendum for signature. This addendum must include, among other elements, efficiency targets for recovery from extreme weather events, reduction of non-technical losses, and the development of technologies to combat energy poverty.

The Light Group's Management believes that the publication of Decree No. 12,068 by the Federal Government has established the assumptions and criteria that the Granting Authority must rely on to guide the extension process of electricity distribution concessions. Broadly speaking, the Decree acknowledges fundamental aspects that Light Group's Management has consistently advocated for, in order to ensure the adequate economic and financial balance of the concession—such as reasonable guidelines regarding loss levels in areas of the concession that face severe operational constraints.

On February 25, 2025, ANEEL's Board of Directors, by majority vote, resolved to: (i) approve the Addendum to the Electricity Distribution Concession Agreement for the purpose of extending the concessions, pursuant to Decree No. 12,068/2024 and Law No. 9,074/1995; and (ii) recommend to the Granting Authority that it evaluate the advisability and timing of including, among the conditions for signing the concession



agreement, the commitment to settle fines that have become final and unappealable at the administrative level within 180 (one hundred and eighty) days from the concession extension, along with the withdrawal of the respective lawsuits.

On March 27, 2025, the subsidiary Light SESA timely ratified, with the Granting Authority and ANEEL, its request for the extension of the public electricity distribution service concession for a period of thirty (30) years, pursuant to Article 4, §3, of Law No. 9,074/1995, Articles 1, 2 and 7, caput and §1, of Decree No. 12,068/2024, and Concession Agreement No. 001/1996 – DNAEE and its amendments. The company expressed full agreement with the conditions established in the aforementioned Decree and in the draft amendment to the concession agreement.

As of the date of approval of these financial statements, the extension of the Light Group's distribution, generation, and transmission concessions remains under the exclusive control and discretion of the Granting Authority.

Refer to Note 1 to the financial statements for further details.



Annex I - Reconciliation of EBITDA

CONSOLIDATED (R\$ mn)

	4Q24	4Q23	Δ%	2024	2023	Δ%
Net Income (Loss)	1,895	50	3724.5%	1,644	255	544.2%
(-) Income Tax/Social Contribution	18	(92)	-	(57)	(302)	-81.1%
(-) Deferred Inc. Tax/Social Contribution	(71)	(192)	-62.9%	(45)	(259)	-82.8%
EBT	1,948	334	483.8%	1,745	817	113.8%
(-) Depreciation and Amortization	(255)	(201)	26.7%	(894)	(787)	13.6%
(-) Financial Revenue (Expense)	1,610	(131)	-	568	(721)	-
CVM EBITDA	593	665	-10.9%	2,071	2,325	-10.9%
(-) Equity Income	-	-	-	-	(4)	-
(-) Other Operating Revenue/Expense	66	(42)	-	(249)	(175)	42.4%
(-) New Replacement Value (NRV)	170	88	93.4%	428	353	21.1%
EBITDA (pre non-recurring)	356	619	-42.5%	1,893	2,150	-12.0%
(-) Non-recurring effects	(55)	-	-	(202)	-	-
Adjusted EBITDA	412	619	-33.5%	2,094	2,150	-2.6%

DISTRIBUTION (R\$ mn)

	4Q24	4Q23	Δ%	2024	2023	Δ%
Net Income (Loss)	1,822	(48)	-	1,571	(172)	-
(-) Income Tax/Social Contribution	-	-	-	-	1	-
(-) Deferred Inc. Tax/Social Contribution	(37)	(208)	-82.1%	5	(325)	-
EBT	1,859	161	1058.3%	1,566	152	929.7%
(-) Depreciation and Amortization	(223)	(170)	31.3%	(767)	(666)	15.2%
(-) Financial Revenue (Expense)	1,759	(211)	-	848	(843)	-
CVM EBITDA	323	541	-40.4%	1,485	1,661	-10.6%
(-) Equity Income	-	-	-	-	-	-
(-) Other Operating Revenue/Expense	(18)	28	-	(162)	(62)	163.0%
(-) New Replacement Value (NRV)	170	88	93.4%	428	353	21.1%
EBITDA (pre non-recurring)	171	426	-59.8%	1,219	1,369	-11.0%
(-) Non-recurring effects	(55)	-	-	(202)	-	-
Adjusted EBITDA	226	426	-46.8%	1,420	1,369	3.7%



Annex I - EBITDA reconciliation (cont.)

GENERATION AND TRADING (R\$ mn)

	4Q24	4Q23	Δ%	2024	2023	Δ%
Net Income (Loss)	43	115	-62.4%	140	441	-68.3%
(-) Income Tax/Social Contribution	18	(89)	-	(57)	(297)	-80.6%
(-) Deferred Inc. Tax/Social Contribution	(34)	16	-	(50)	65	-
EBT	59	187	-68.5%	247	672	-63.2%
(-) Depreciation and Amortization	(32)	(31)	1.7%	(126)	(120)	5.1%
(-) Financial Revenue (Expense)	(111)	49	-	(272)	28	-
CVM EBITDA	202	170	18.6%	645	764	-15.5%
(-) Equity Income	-	-	-	-	-	-
(-) Other Operating Revenue/Expense	10	(33)	-	(49)	(43)	13.7%
(-) New Replacement Value (NRV)	-	-	-	-	-	-
EBITDA (pre non-recurring)	191	203	-5.7%	695	807	-13.9%
(-) Non-recurring effects	-	-	-	-	-	-
Adjusted EBITDA	191	203	-5.7%	695	807	-13.9%



Annex II - Consolidated Quarterly Income Statement

QUARTERLY CONSOLIDATED INCOME STATEMENT (R\$ mn)

	Adjusted			Reported		
	4Q24	4Q23	Δ%	4Q24	4Q23	Δ%
Gross Operating Revenue	6,064	5,870	3.3%	5,983	5,618	6.5%
Deductions	(1,868)	(1,957)	-4.5%	(1,868)	(1,957)	-4.5%
Net Operating Revenue	4,196	3,913	7.2%	4,115	3,661	12.4%
New Replacement Value (NRV)	170	88	93.4%	170	88	93.4%
Operating Expense	(3,869)	(3,407)	13.6%	(3,843)	(3,155)	21.8%
Construction Cost	(245)	(151)	62.8%	(245)	(151)	62.8%
PMSO	(310)	(275)	12.9%	(112)	(275)	-59.1%
Personnel	(165)	(147)	12.6%	(161)	(147)	9.6%
Material	(14)	(13)	12.4%	(11)	(13)	-17.9%
Outsourced Services	(139)	(135)	3.5%	(81)	(135)	-39.5%
Others	9	19	-54.1%	140	19	621.0%
Purchased Electricity	(2,830)	(2,498)	13.3%	(3,124)	(2,498)	25.1%
Depreciation and Amortization	(255)	(201)	26.7%	(255)	(201)	26.7%
Contingency Provisions	(94)	(76)	24.1%	(94)	(76)	24.1%
PECLD (delinquency)	(135)	(207)	-34.7%	(12)	45	-
Equity Income	-	-	-	-	-	-
Other Oper. Revenue/Expense	66	(42)	-	66	(42)	-
Financial Revenue/Expense	1,610	(131)	-	1,610	(131)	-
Income Before Taxes	2,004	334	500.4%	1,948	334	483.8%
Income Tax/Social Contribution	18	(92)	-	18	(92)	-
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(71)	(192)	-62.9%	(71)	(192)	-62.9%
Net Income	1,895	50	3724.5%	1,895	50	3724.5%
EBITDA	412	619	-33.5%	356	619	-42.5%



Annex II – Consolidated Accumulated Income Statement (cont.)

YTD CONSOLIDATED INCOME STATEMENT (R\$ mn)

	Adjusted			Reported		
	2024	2023	Δ%	2024	2023	Δ%
Gross Operating Revenue	22,831	21,794	4.8%	22,589	21,529	4.9%
Deductions	(7,774)	(7,412)	4.9%	(7,713)	(7,412)	4.1%
Net Operating Revenue	15,057	14,381	4.7%	14,876	14,116	5.4%
New Replacement Value (NRV)	428	353	21.1%	428	353	21.1%
Operating Expense	(13,429)	(12,665)	6.0%	(13,450)	(12,400)	8.5%
Construction Cost	(770)	(640)	20.2%	(770)	(640)	20.2%
PMSO	(1,097)	(899)	22.1%	(1,097)	(899)	22.1%
Personnel	(583)	(472)	23.6%	(583)	(472)	23.6%
Material	(44)	(31)	41.1%	(44)	(31)	41.1%
Outsourced Services	(521)	(461)	13.0%	(521)	(461)	13.0%
Others	50	65	-22.4%	50	65	-22.4%
Purchased Electricity	(9,942)	(9,336)	6.5%	(10,237)	(9,336)	9.6%
Depreciation and Amortization	(894)	(787)	13.6%	(894)	(787)	13.6%
Contingency Provisions	(335)	(285)	17.5%	(335)	(285)	17.5%
PECLD (delinquency)	(390)	(717)	-45.6%	(117)	(452)	-74.1%
Equity Income	-	(4)	-	-	(4)	-
Other Oper. Revenue/Expense	(299)	(175)	70.5%	(249)	(175)	42.4%
Financial Revenue/Expense	568	(721)	-	568	(721)	-
Income Before Taxes	1,898	820	131.4%	1,745	820	112.8%
Income Tax/Social Contribution	(40)	(302)	-86.6%	(57)	(302)	-81.1%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(45)	(259)	-82.8%	(45)	(259)	-82.8%
Net Income	1,660	255	550.7%	1,644	255	544.2%
EBITDA	2,094	2,150	-2.6%	1,893	2,150	-12.0%



Annex III – DisCo's Quarterly Income Statement

QUARTERLY DisCO INCOME STATEMENT (R\$ mn)

	Adjusted			Reported		
	4Q24	4Q23	Δ%	4Q24	4Q23	Δ%
Gross Operating Revenue	5,375	5,579	-3.7%	5,294	5,327	-0.6%
Deductions	(1,788)	(1,916)	-6.7%	(1,788)	(1,916)	-6.7%
Net Operating Revenue	3,587	3,663	-2.1%	3,506	3,411	2.8%
New Replacement Value (NRV)	170	88	93.4%	170	88	93.4%
Operating Expense	(3,413)	(3,319)	2.8%	(3,387)	(3,067)	10.4%
Construction Cost	(245)	(151)	62.8%	(245)	(151)	62.8%
PMSO	(283)	(250)	13.4%	(85)	(250)	-65.8%
Personnel	(154)	(132)	16.1%	(149)	(132)	12.8%
Material	(14)	(12)	11.7%	(10)	(12)	-19.8%
Outsourced Services	(127)	(126)	1.2%	(69)	(126)	-44.8%
Others	12	21	-43.9%	143	21	588.8%
Purchased Electricity	(2,434)	(2,469)	-1.4%	(2,729)	(2,469)	10.5%
Depreciation and Amortization	(223)	(170)	31.3%	(223)	(170)	31.3%
Contingency Provisions	(93)	(73)	26.3%	(93)	(73)	26.3%
PECLD (delinquency)	(135)	(207)	-34.7%	(12)	45	-
Other Oper. Revenue/Expense	(18)	28	-	(18)	28	-
Financial Revenue/Expense	1,759	(211)	-	1,759	(211)	-
Income Before Taxes	1,914	161	1092.8%	1,859	161	1058.3%
Income Tax/Social Contribution	-	-	-	-	-	-
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(37)	(208)	-82.1%	(37)	(208)	-82.1%
Net Income	1,822	(48)	-	1,822	(48)	-
EBITDA	226	426	-46.8%	171	426	-59.8%



Annex III – DisCo's Accumulated Income Statement (cont.)

YTD DisCO INCOME STATEMENT (R\$ mn)

	Adjusted			Reported		
	2024	2023	Δ%	2024	2023	Δ%
Gross Operating Revenue	21,276	20,632	3.1%	21,035	20,367	3.3%
Deductions	(7,568)	(7,256)	4.3%	(7,507)	(7,256)	3.5%
Net Operating Revenue	13,708	13,376	2.5%	13,528	13,111	3.2%
New Replacement Value (NRV)	428	353	21.1%	428	353	21.1%
Operating Expense	(12,628)	(12,319)	2.5%	(12,649)	(12,054)	4.9%
Construction Cost	(770)	(640)	20.2%	(770)	(640)	20.2%
PMSO	(1,010)	(816)	23.8%	(1,010)	(816)	23.8%
Personnel	(546)	(422)	29.5%	(546)	(422)	29.5%
Material	(42)	(30)	40.6%	(42)	(30)	40.6%
Outsourced Services	(485)	(438)	10.7%	(485)	(438)	10.7%
Others	62	73	-15.1%	62	73	-15.1%
Purchased Electricity	(9,355)	(9,195)	1.7%	(9,650)	(9,195)	4.9%
Depreciation and Amortization	(767)	(666)	15.2%	(767)	(666)	15.2%
Contingency Provisions	(334)	(284)	17.7%	(334)	(284)	17.7%
PECLD (delinquency)	(390)	(717)	-45.6%	(117)	(452)	-74.1%
Other Oper. Revenue/Expense	(162)	(62)	163.0%	(162)	(62)	163.0%
Financial Revenue/Expense	848	(843)	-	848	(843)	-
Income Before Taxes	1,767	152	1062.3%	1,566	152	929.7%
Income Tax/Social Contribution	-	1	-	-	1	-
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	5	(325)	-	5	(325)	-
Net Income	1,571	(172)	-	1,571	(172)	-
EBITDA	1,420	1,369	3.7%	1,219	1,369	-11.0%



Annex IV – Generation and Trading Quarterly Income Statement

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

	Adjusted			Reported		
	4Q24	4Q23	Δ%	4Q24	4Q23	Δ%
Gross Operating Revenue	703	304	130.8%	703	304	130.8%
Deductions	(81)	(42)	92.5%	(81)	(42)	92.5%
Net Operating Revenue	621	262	137.0%	621	262	137.0%
Operating Expense	(462)	(91)	410.2%	(462)	(91)	410.2%
PMSO	(20)	(16)	27.7%	(20)	(16)	27.7%
Personnel	(8)	(8)	11.7%	(8)	(8)	11.7%
Material	(0)	(0)	-15.3%	(0)	(0)	-15.3%
Outsourced Services	(9)	(6)	48.6%	(9)	(6)	48.6%
Others	(2)	(1)	36.9%	(2)	(1)	36.9%
Purchased Electricity	(409)	(41)	894.8%	(409)	(41)	894.8%
Depreciation and Amortization	(32)	(31)	1.7%	(32)	(31)	1.7%
Contingency Provisions	(2)	(3)	-39.6%	(2)	(3)	-39.6%
Other Oper. Revenue/Expense	10	(33)	-	10	(33)	-
Financial Revenue/Expense	(111)	49	-	(111)	49	-
Income Before Taxes	59	187	-68.5%	59	187	-68.5%
Income Tax/Social Contribution	18	(89)	-	18	(89)	-
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(34)	16	-	(34)	16	-
Net Income	43	115	-62.4%	43	115	-62.4%
EBITDA	191	203	-5.7%	191	203	-5.7%



Annex IV – Generation and Trading Accumulated Income Statement (cont.)

YTD GENERATION AND TRADING INCOME STATEMENT (R\$ mn)

	Adjusted			Reported		
	2024	2023	Δ%	2024	2023	Δ%
Gross Operating Revenue	1,610	1,214	32.6%	1,610	1,214	32.6%
Deductions	(211)	(161)	31.0%	(211)	(161)	31.0%
Net Operating Revenue	1,399	1,053	32.9%	1,399	1,053	32.9%
Operating Expense	(830)	(366)	127.2%	(830)	(366)	127.2%
PMSO	(65)	(56)	15.0%	(65)	(56)	15.0%
Personnel	(29)	(29)	1.8%	(29)	(29)	1.8%
Material	(1)	(1)	23.5%	(1)	(1)	23.5%
Outsourced Services	(26)	(18)	41.0%	(26)	(18)	41.0%
Others	(8)	(8)	2.7%	(8)	(8)	2.7%
Purchased Electricity	(639)	(188)	239.0%	(639)	(188)	239.0%
Depreciation and Amortization	(126)	(120)	5.1%	(126)	(120)	5.1%
Contingency Provisions	(1)	(1)	-24.7%	(1)	(1)	-24.7%
Other Oper. Revenue/Expense	11	(43)	-	(49)	(43)	13.7%
Financial Revenue/Expense	(272)	28	-	(272)	28	-
Income Before Taxes	307	672	-54.3%	247	672	-63.2%
Income Tax/Social Contribution	(41)	(297)	-86.3%	(57)	(297)	-80.6%
Deferred Inc. Tax/Social Contrib.	(50)	65	-	(50)	65	-
Net Income	216	441	-50.9%	140	441	-68.3%
EBITDA	695	807	-13.9%	695	807	-13.9%



Annex V – Consolidated Balance Sheet

ASSETS (R\$ mn)

	31.12.2024	31.12.2023
Current	7,159	5,334
Cash and cash equivalents	186	292
Marketable securities	2,904	1,805
Trade accounts receivable	1,725	1,304
Inventory	80	57
Taxes and contributions recoverable	1,125	1,098
Prepaid expenses	26	28
Dividends receivable	-	-
Receivables for services provided	19	33
Remaining balances of derivative financial instruments swaps	-	13
Derivative financial instruments – swaps	-	17
Fair value in the purchase and sale of energy	305	-
Other receivables	565	497
Assets classified as held for sale	225	189
Non-current	18,185	18,383
Trade accounts receivable	994	1,417
Taxes and contributions recoverable	1,924	2,635
Deferred taxes	555	536
Deposits related to litigation	379	368
Derivative financial instruments – swaps	21	-
Concession financial assets	9,724	8,746
Related parties	-	-
Fair value in the purchase and sale of energy	268	-
Other receivables	34	-
Contract assets – infrastructure under construction	519	402
Investments	4	4
Property, plant and equipment	2,039	2,017
Intangible assets	1,478	2,052
Right-of-use assets	247	209
Total Assets	25,344	23,717



Annex V – Consolidated Balance Sheet (cont.)

LIABILITIES (R\$ mn)

	31.12.2024	31.12.2023
Current	5,034	15,504
Trade accounts payable	2,253	1,707
Taxes and contributions payable	164	400
Loans and financing	533	3,236
Debentures	171	7,410
Remaining balances of derivative financial instruments swaps	21	693
Industry financial liabilities	175	205
Labor liabilities	130	109
Post-employment benefits	29	30
Amounts refundable to consumers	202	741
Lease obligations	43	29
Regulatory charges	347	345
Fair value in the purchase and sale of energy	260	-
Other debits	708	601
Non-current	15,091	5,117
Loans and financing	3,253	-
Debentures	5,549	-
Remaining balances of derivative financial instruments swaps	406	-
Industry financial liabilities	730	407
Taxes and contributions payable	51	76
Deferred taxes	291	119
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	4,012	3,968
Post-employment benefits	169	284
Lease obligations	233	200
Amounts refundable to consumers	18	-
Fair value in the purchase and sale of energy	335	-
Other debits	45	62
Equity	5,218	3,096
Share capital	5,392	5,392
Capital reserve	356	19
Accumulated losses	(594)	(2,253)
Asset valuation adjustments	242	256
Other comprehensive income	(178)	(318)
Total Liabilities	25,344	23,717



ANEXO VI – Endividamento Consolidado

CONSOLIDATED INDEBTEDNESS AT FAIR VALUE (R\$ mn)

	4Q24	4Q23	Δ%
Gross Debt	9,933	11,338	-12.4%
Short-term	725	11,338	-93.6%
Foreign currency	484	3,746	-87.1%
Local currency	241	7,592	-96.8%
Long-term	9,208	-	-
Foreign currency	2,796	-	-
Local currency	6,413	-	-
Cash Position	3,090	2,097	47.3%
Net Debt	6,844	9,241	-25.9%

CONSOLIDATED INDEBTEDNESS BY INSTRUMENT (R\$ mn, 4Q24)

	Face Value	Fair Value Adjust.	Fair Value
Convertible (R\$)	1,663	(504)	1,158
Convertible (USD)	559	(100)	459
Non-Opting (R\$)	52	(36)	17
Non-Opting (USD)	24	(16)	9
Light SESA	7,399	(1,352)	6,047
Light Energia	2,167	(5)	2,162
Total	11,946	(2,013)	9,933

Annex VII – Energy Balance

POWER BALANCE (GWh)

	4Q24	4Q23	Δ%	2024	2023	Δ%
Grid Load	9,461	9,870	-4.1%	37,416	36,299	3.1%
Grid Usage	3,051	2,606	17.1%	11,323	10,109	12.0%
Own Load	6,373	7,134	-10.7%	25,582	25,757	-0.7%
Billed Electricity (Captive)	3,370	3,697	-8.9%	14,047	14,416	-2.6%
Low Voltage	2,966	2,961	0.2%	12,129	11,512	5.4%
Medium and High Voltage	404	737	-45.2%	1,918	2,904	-34.0%
Total Loss	3,002	3,437	-12.6%	11,536	11,341	1.7%

POWER BALANCE (GWh)

	4Q24	%
(+) Proinfa	85	1.3%
(+) Itaipu	1,033	15.9%
(+) Auctions	3,232	49.8%
(+) Norte Flu	1,201	18.5%
(+) Quotas	850	13.1%
(+) Angra I and II	205	3.2%
(+) Others (CCEE)	(116)	-1.8%
Energy Requirement (CCEE)	6,489	-
Own Load	6,373	-
Billed Electricity (Captive)	3,370	-
Residential	1,999	59.3%
Industrial	57	1.7%
Commercial	831	24.7%
Others	483	14.3%
Technical Losses	688	-
Non-Technical Losses	2,155	-
Backbone Grid Losses	117	-

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



4Q24 Earnings Call



11:30 (BRT) - Brasília, Brazil

10:30 (EDT) - New York, USA

14:30 (GMT) - London, UK

Portuguese Webcast : [click here](#).

Simultaneous English translation : [click here](#).



Investor Relations

<https://ri.light.com.br/en/>

ri@light.com.br

