



RELEASE DE
RESULTADOS

4T21

Rio de Janeiro, 24 de março de 2022

Webcast de Resultados

25 de março de 2022 | 14h00 (BRT)

Zoom ID: [826 8342 0473](#)



DESTAQUES OPERACIONAIS 4T21



Redução de 209 GWh nas perdas totais (12 meses). As **Perdas Totais/Carga Fio** encerraram o trimestre em **26,63%**, ligeira redução ao 3T21.



Incremento na Incorporação de Energia (IEN) no 4T21 (126,2 GWh) de **24 GWh** em relação ao 3T21, refletindo uma maior eficiência nas ações de combates às perdas.



Estratégia de **blindagem de rede** segue em crescimento, com um aumento de 5,8 mil normalizações, **59% a mais** do que no 3T21.



No 4T21 **substituímos mais de 6,2 mil medidores obsoletos (+33% vs 3T21)**. No ano, já foram substituídos **mais de 63 mil medidores**.



Qualidade operacional em destaque, sendo a **3ª melhor distribuidora do país em FECi** e a **4ª melhor no DECI**.



Em 2021 iniciamos o **Programa Comunidades**, focado em retomar o relacionamento com determinadas áreas visando à **redução das perdas e aumento da arrecadação**. Iniciamos a atuação por **5 comunidades**.



A **revisão e a adoção de novos processos comerciais** têm contribuído para a redução de reclamações. Em outubro/21, a FER¹ foi **a mais baixa de todos os tempos. Todos os principais ofensores foram reduzidos**: erro de leitura, faturamento estimado, cadastro, restrição de acesso e reclamações em geral.



Em 2021, contabilizamos **38% menos faturas com erros de leitura**, o que assegura o correto faturamento e reduz o número de reclamações.



Em dezembro/21, **apenas 4,66% dos clientes da Light ficaram sem consumo medido**. No acumulado do ano, reduzimos o volume de clientes não lidos em 37% em comparação a 2020.

Nota: 1) Frequência Equivalente de Reclamações

DESTAQUES FINANCEIROS

4T21



EBITDA Ajustado encerrou o 4T21 em **R\$690,2 milhões**, vs. **R\$1.297 milhões** no 4T20, impactado por lançamentos não-recorrentes em ambos os períodos.



O **PMS da Distribuidora** encerrou o período em **R\$214,1 milhões**, em linha com o 4T20.



PECLD/ROB (12 meses) de **3,3%** em dezembro/21, **0,2 p.p. menor** em relação ao 3T21, e a **Arrecadação (12 meses)** em **96,4%**, **1,4 p.p. acima** da registrada em **dezembro/20**, com o avanço das ações para melhora do indicador desde janeiro/21.



Estratégia adotada pela Geradora em 2021 para **proteção em relação aos riscos de mercado** teve **bons resultados**, evitando perdas potenciais da Crise Hídrica.



Investimentos da Distribuidora cresceram 65% vs 4T20: novas ligações, manutenção da rede subterrânea, aumento da capacidade dos ativos de transmissão e intensificação das atividades de blindagem e de normalização de clientes.

Mensagem da Administração

Um Ano de Desafios e Conquistas

No ano de 2021 demos início à construção dos pilares de uma nova Light. Implementamos um novo modelo de gestão, iniciando uma transformação profunda em toda a Companhia. Hoje, temos reunido um time altamente capacitado, com profunda experiência em processos de *turnaround*, motivado por desafios e que vem trabalhando com todo afinco nesse processo de mudança, que aborda não só aspectos operacionais, mas, também, de cultura organizacional.

Desde quando assumimos o desafio de administrar a Companhia, sabíamos que o caminho de transformação seria longo, sem atalhos. Ainda estamos no início dessa jornada e entendemos que ainda há muito a ser feito. Mesmo assim, podemos dizer que, em 2021, demos muitos passos importantes

demonstrando nossa evolução na direção correta.

Investimos mais de R\$460 milhões no combate ao furto de energia e melhoria da arrecadação, um aumento de cerca de 60% em relação a 2020. Esses investimentos continuarão em ritmo forte em 2022 pois são essenciais para evoluirmos em nossa estratégia, que inclui a modernização de equipamentos, blindagem de rede e capacitação das equipes de campo.

“Vale destacar o sucesso do Programa Light nas Comunidades, que já está em curso em 8 localidades e tem como objetivo o resgate da presença da Light nessas áreas e a reconstrução da relação da Companhia com as comunidades, com o apoio local das associações de moradores e líderes comunitários, impulsionando a transformação social.”

Nonato Castro, CEO



Mensagem da Administração

Ao longo do ano, avançamos com a substituição de medidores obsoletos, trocando mais de 63 mil equipamentos. A estratégia de blindagem de rede também seguiu crescendo, atingindo mais de 40,5 mil normalizações, sendo 5,8 mil somente no último trimestre de 2021. Também no último trimestre do ano, registramos uma queda de 209 GWh nas perdas totais (12 meses), mantendo constante o indicador de perdas totais sobre a carga fio desde o início do ano apesar de todos os desafios da nossa área de concessão e implementação de treinamento de equipes e de novas medidas.

E, apesar da complexidade e dos desafios econômicos presentes na área de concessão da Light, a arrecadação avançou 1,4 p.p. em 2021, encerrando o ano em 96,4%.

No âmbito da qualidade do fornecimento, os indicadores DECI e FECI atingiram suas melhores marcas em 20 anos, alcançando

índices comparáveis aos das melhores concessões no Brasil (6,34h e 3,44x respectivamente), colocando a Light dentre as cinco melhores distribuidoras do país com mais de um milhão de clientes. De acordo com a ANEEL, a Light foi a distribuidora que mais avançou em 2021 no Ranking de Continuidade do fornecimento de energia elétrica, tendo melhorado 10 posições.

Vale destacar também o sucesso do Programa Light nas Comunidades, que já está em curso em oito localidades e tem como objetivo resgatar a presença da Light nessas áreas e a reconstrução da relação da Companhia com as comunidades. Para isso, contamos com o apoio local das associações de moradores e líderes comunitários impulsionando a transformação social. A gerência de relacionamento com as comunidades já trabalha ativamente nessas áreas, apoiando a equipe técnica na busca do

equilíbrio entre os objetivos de combate às perdas e arrecadação e o aprimoramento do atendimento a este público, por meio de seus diversos canais de relacionamento.

Na Geração, a Light demonstrou grande eficiência e resultados significativos na estratégia de proteção do resultado aos riscos de mercado. Trabalhando em modo preventivo, foi possível antecipar os eventos que impactaram o mercado, como a Crise Hídrica que se iniciou no final do primeiro semestre do ano, trazendo grande volatilidade nos preços e reduzindo o GSF a valores historicamente baixos. Essa gestão dos riscos garantiu a proteção dos resultados da Geradora em 2021, evitando perdas potenciais relacionadas à Crise Hídrica.

Mensagem da Administração

No âmbito financeiro, concluímos com sucesso diversas operações em 2021. O *follow-on* realizado em janeiro foi muito bem recebido pelo mercado, que reafirmou a sua confiança em nosso plano de melhoria operacional e geração de resultados. Na ocasião, captamos R\$1,34 bilhão em novos recursos. Na frente de gestão de passivos, realizamos emissões de dívida nos mercados local e internacional, totalizando mais de R\$5,5 bilhões, contribuindo para a melhora do custo e a aumento do prazo do endividamento. Encerramos o ano com uma posição de caixa robusta para fazer frente às obrigações de 2022.

Em 2021 também reafirmamos nosso foco na transparência, prestação de contas, equidade e no diálogo constante com os nossos *stakeholders*.

Fomos selecionados para integrar a 17ª carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE B3) e, também, a carteira do Índice Carbono Eficiente da B3

(ICO2 B3), ambas válidas para o ano de 2022. Vale destacar que a Light está pelo 15º ano consecutivo no ISE B3 e pelo segundo ano no ICO2 B3.

“ *O bom resultado da Revisão Tarifária Periódica nos garante a segurança necessária para darmos continuidade ao nosso trabalho, avançando na implementação do nosso modelo de gestão com foco total na busca por um resultado sustentável no segmento de distribuição que nos permita o equilíbrio na consolidação dos segmentos de negócio.* ”

Firmino Sampaio, Chairman

Por fim, não poderíamos deixar de comentar que, recentemente, concluímos a Revisão Tarifária Periódica da Distribuidora. É importante ressaltar a relevância desse processo para a Light, uma vez que já capturou os benefícios de um novo modelo



Mensagem da Administração

regulatório que endereça os desafios de concessões complexas como a da Light.

Com o resultado dessa revisão, a soma da Parcela B, das Receitas Irrecuperáveis e de Perdas trarão um resultado positivo para o EBITDA e para o caixa da Distribuidora de aproximadamente R\$770 milhões, sendo R\$542 milhões só em 2022. O ganho advindo da Revisão Tarifária durante o ciclo de cinco anos é equivalente a um valor presente líquido de R\$2,8 bilhões.

O bom resultado da Revisão Tarifária garante a segurança necessária à Light para darmos continuidade ao nosso trabalho, avançando na implementação do nosso modelo de gestão com foco na busca por um resultado sustentável no segmento de distribuição que nos permita o equilíbrio na consolidação do negócio.

Firmino Sampaio

Presidente do Conselho de Administração

Nonato Castro

Diretor Presidente



Consolidado

Light S.A.

Desempenho Financeiro

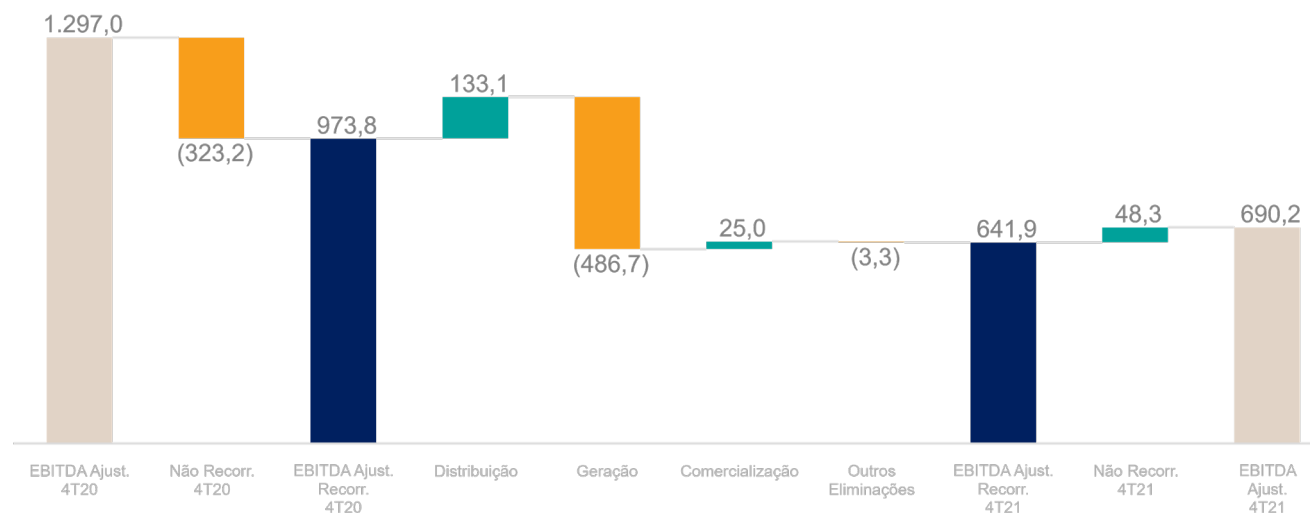
O **EBITDA Ajustado¹ consolidado** encerrou o 4T21 em **R\$690,2 milhões**, 46,8% abaixo do 4T20 (R\$1.297 milhões).

No 4T21, o **EBITDA Ajustado da Distribuidora**, foi de **R\$535,6 milhões**, uma redução de 20,9% em relação ao 4T20. Em ambos os períodos ocorreram lançamentos não-recorrentes que impactaram o EBITDA Ajustado (+R\$48,3 milhões no 4T21² e - R\$323,2 milhões no 4T21³).

Desconsiderando os eventos não recorrentes, o EBITDA Ajustado da Distribuidora do 4T21 teria sido de R\$487,3 milhões vs. R\$354,2 milhões no 4T20. A melhora foi devida, principalmente, ao aumento da receita proveniente de Clientes

¹ O EBITDA Ajustado é calculado a partir do lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, equivalência patrimonial, outras receitas/despesas operacionais, resultado financeiro, depreciação e amortização.

| EBITDA Ajustado - contribuição por segmento | 4T20 / 4T21 - R\$MM



² Revisão de provisão para contingências judiciais (+ R\$48,3 milhões).

³ Acordo para encerramento da demanda judicial indenizatória contra Furnas (+ R\$393,8 milhões) e reconhecimento dos efeitos da decisão judicial

referente à limitação de ICMS sobre o Ativo Fixo (- R\$70,5 milhões).

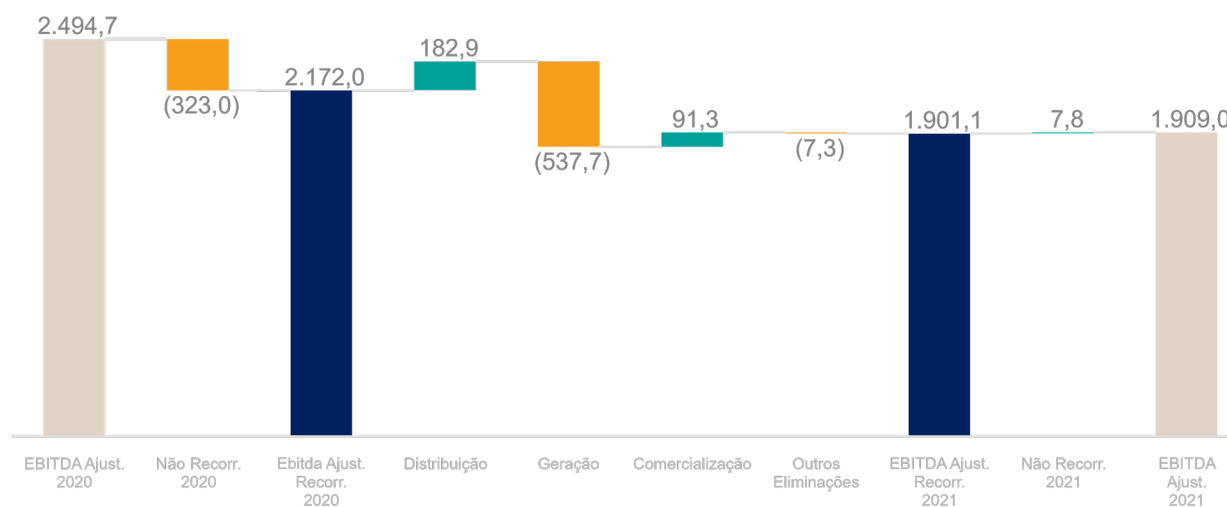
Cativos e Livres. Essa variação, apesar da queda do mercado faturado no 4T21, foi alavancada pelo reajuste tarifário de março/21.

Na **Geradora**, o **EBITDA Ajustado** foi de **R\$120,8 milhões**, uma redução de R\$486,7 milhões em relação ao 4T20. Grande parte dessa variação é atribuída ao reconhecimento do ativo intangível do GSF em função da regulamentação ANEEL no 4T20 (R\$433,8 milhões), como também, no 4T21, a menor venda de energia decorrente da sazonalização dos contratos.

O **EBITDA Ajustado da Comercializadora** foi de **R\$39,8 milhões** no 4T21 contra R\$14,9 milhões no 4T20 em função da maior receita com a revenda de energia, com aumento de volume e preço médio.

EBITDA Ajustado - contribuição por segmento

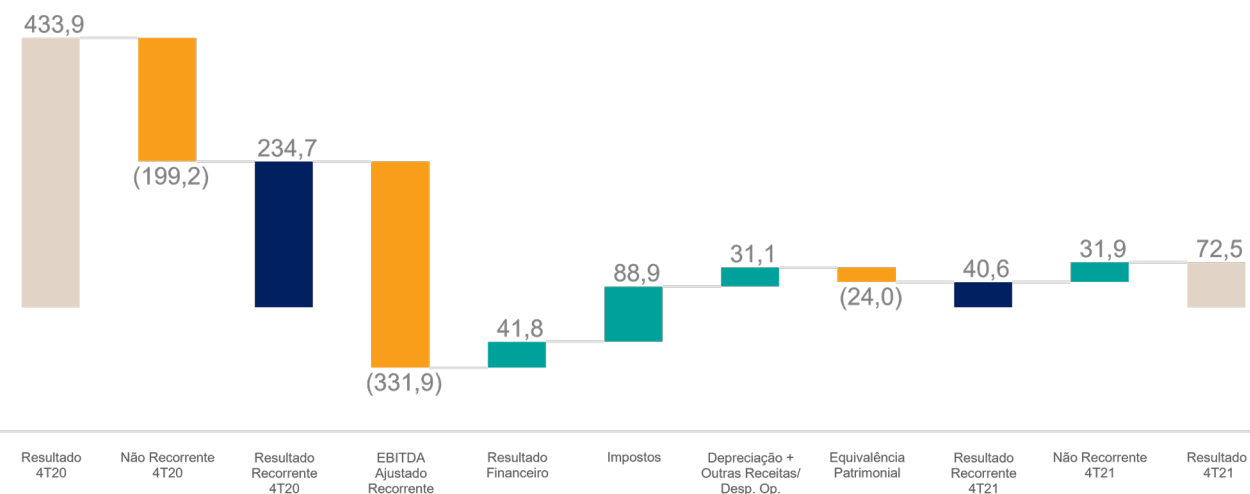
2020 / 2021 - R\$MM



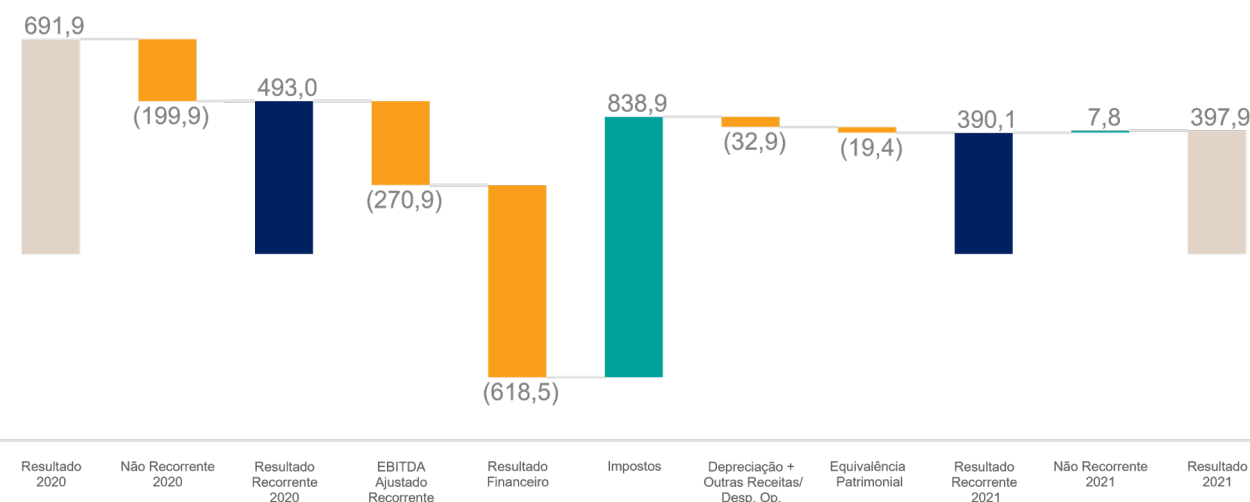
A Companhia apresentou **lucro líquido de R\$72,5 milhões no 4T21**, em comparação ao lucro de R\$433,9 milhões no 4T20. Essa redução é decorrente dos resultados apresentados pela Distribuidora e pela Geradora, que registraram um lucro de R\$46,3 milhões e R\$38,1 milhões, respectivamente, no 4T21, contra um lucro de R\$ 239,7 milhões e R\$202,5 milhões registrados, respectivamente, no 4T20. Excluindo os efeitos não recorrentes dos eventos mencionados o resultado seria de R\$40,6 milhões no 4T21.

O melhor **resultado financeiro** é explicado pela ausência da atualização do GSF, cujo saldo passivo foi liquidado em abril/21, apesar do aumento da dívida bruta e do custo a ela atrelado (maior CDI e IPCA), além da perda com a marcação a mercado das operações de swap devido ao aumento da curva futura do CDI.

Resultado líquido consolidado | 4T20 / 4T21 - R\$MM



Resultado líquido consolidado | 2020 / 2021 - R\$MM



A **dívida líquida consolidada** no final do 4T21 era de **R\$7.352,9 milhões**, 3,6% acima da posição registrada no 3T21, de R\$7.097,6 milhões.

Nesse trimestre, concluímos a 23ª emissão de debêntures da Light SESA em duas séries, totalizando R\$532 milhões: a 1ª série, de R\$263,5 milhões, com vencimento em cinco anos e remuneração de CDI + 1,65% a.a.; e a 2ª série, de R\$268,5 milhões, com vencimento em sete anos e remuneração de CDI + 1,95% a.a.

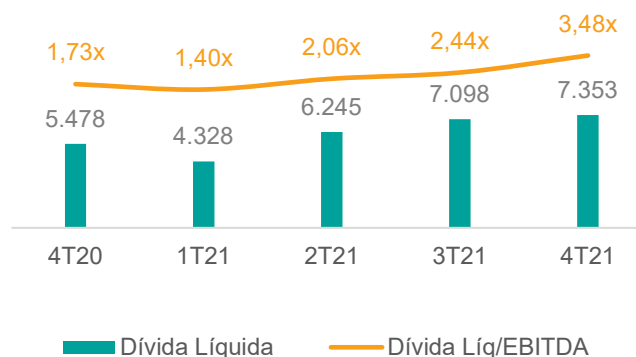
O **custo real** da dívida encerrou o ano em **-0,1%** com o **prazo médio** da dívida em **3,7** anos.

O **indicador de covenants Dívida Líquida/EBITDA**⁴ encerrou o 4T21 em 3,48x, superior ao registrado no 3T21 (2,44x), porém abaixo do limite estabelecido para a maioria dos contratos de dívida, que é de 3,75x. Com relação ao **indicador EBITDA/Juros**, a Companhia encerrou o 4T21 no patamar de 3,17x, acima do limite contratual mínimo de 2,0x estabelecido para

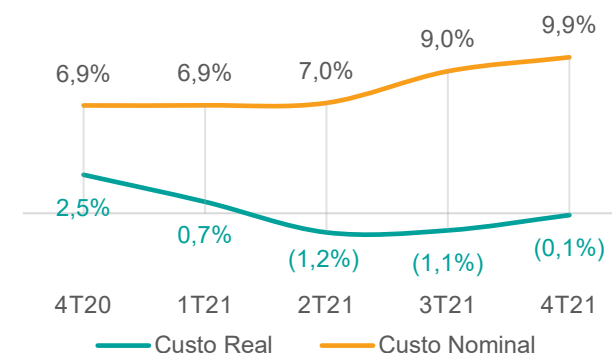
a maioria dos contratos de dívida. Importante ressaltar o efeito dos recursos recebidos pela

conta covid no ano de 2020 e que começaram a ser amortizados ao longo de 2021.

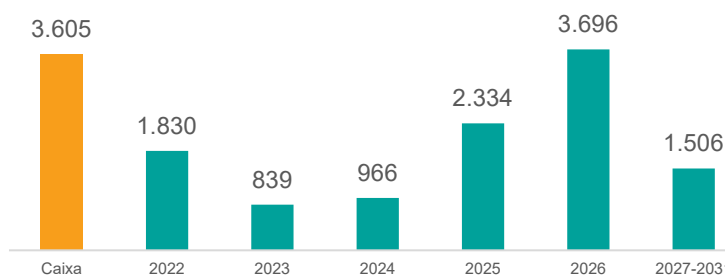
| Dívida líquida consolidada | (R\$ milhões)



| Custo da dívida |



| Amortização dos empréstimos, financiamentos e debêntures (R\$ milhões) | Prazo médio: 3,7 anos



Equivalência Patrimonial, Provisões, VNR e Outras Receitas/Despesas Operacionais.

| Indexadores da dívida |



⁴ O EBITDA para fins de *covenants* das dívidas é apurado de forma consolidada e exclui efeitos não-caixa, tais como

Investimentos

Investimento Consolidado (R\$MM)	4T21	4T20	Var. 4T21/4T20	2021	2020	Var. 2021/2020
Ativos Elétricos (Distribuição)	331,9	201,2	64,9%	1.017,2	745,1	36,5%
Engenharia	166,4	102,3	62,6%	556,4	402,3	38,3%
Comercial	165,5	98,9	67,3%	460,8	327,8	40,6%
Ativos Não Elétricos	87,1	45,2	92,5%	186,7	103,9	79,7%
Geração (Light Energia & Lajes)	81,9	61,8	32,6%	176,3	99,8	76,6%
Total	500,9	308,3	62,5%	1.380,2	948,8	45,5%
Aportes	42,6	0,6	7242,0%	45,5	1,3	3429,3%
Total do Investimento (incluindo aportes)	543,4	308,8	76,0%	1.425,7	950,1	50,0%

No 4T21, o **Capex total consolidado** foi 76,0% superior ao realizado no 4T20, em linha com o planejamento da Companhia.

Na **Distribuição** destacam-se os investimentos associados a novas ligações, manutenção da rede subterrânea e aumento da capacidade dos ativos de transmissão, que foram os principais responsáveis pelo aumento de 62,6% na rubrica Engenharia.

Na linha **Comercial**, o aumento de 67,3% no 4T21 é decorrente da intensificação das

atividades de blindagem e de normalização de clientes.

Na **Geração**, a recuperação do vertedouro da UHE Ilha dos Pombos e a construção do Túnel *by-pass* no Complexo de Lajes, representaram R\$54,3 milhões dos investimentos do período e de R\$102,4 milhões no acumulado do ano. Desde o início desses projetos já foram investidos R\$154,5 milhões. Dentre os demais desembolsos, ressaltamos a reforma da UHE Nilo Peçanha

e das elevatórias de Vigário e Santa Cecília, que totalizaram R\$7,8 milhões.

A linha de **Ativos não Elétricos** registrou um aumento de R\$41,9 milhões, concentrados na área de TI, relacionados à atualização e adequação do parque tecnológico da Companhia.

Ainda no 4T21, foi realizado o aporte de R\$41,7 milhões decorrente do cumprimento de obrigações contratuais pela desistência da implantação da UHE Itaocara.

Distribuição

Light Serviços de Eletricidade S.A.

Desempenho Operacional

| Mercado faturado [GWh] |

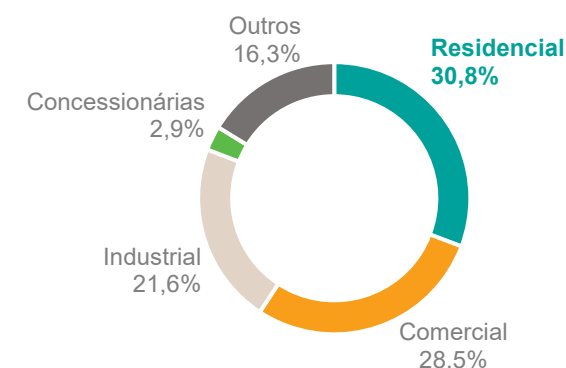
Classe	4T21			4T20			Var. Total (%)
	Cativo	Uso Rede*	Total	Cativo	Uso Rede	Total	
Residencial	1.886	-	1.886	2.190	-	2.190	(13,9%)
Comercial	1.041	704	1.745	1.219	642	1.861	(6,2%)
Industrial	96	1.229	1.325	130	1.197	1.327	(0,2%)
Outros	739	258	997	869	112	980	1,7%
Concessionárias	-	178	178	-	296	296	(39,8%)
Total	3.762	2.369	6.131	4.408	2.247	6.654	(7,9%)

* Inclui clientes livres, geração distribuída e concessionárias

O **mercado total de energia** no 4T21 foi de **6.131 GWh**, 523 GWh inferior ao 4T20 **(-7,9%)**. Esse desempenho foi resultado do efeito combinado da lenta recuperação da economia na área de concessão ao longo do ano, com destaque para a classe Comercial, e das temperaturas médias historicamente baixas verificadas.

Os clientes **cativos** registraram uma **redução de 14,7%** no trimestre, motivada, também, pelo Programa de Redução de Consumo (-236 GWh) que impactou o resultado nesse 4T21. O consumo de **uso de rede** teve **aumento de 5,4%** influenciado pelos clientes livres, resultado do processo contínuo de migração dos clientes de grande e médio porte.

| Mercado de Energia | 4T21



| Temperatura Média [°C] |

23,7°C X **25,4°C**
média no 4T21 média do 4T20

24,5°C (média últimos 4 anos)



Adicionalmente, observamos uma redução de 118 GWh no consumo das Concessionárias, o qual representa apenas a energia transportada pela nossa rede e que será consumida em outras concessões que fazem fronteira com a da Light SESA. Analisando o mercado total de energia sem as Concessionárias, verifica-se uma retração de 405 GWh **(-6,4%)** entre o 4T21 e o 4T20.

A classe **Residencial** apresentou um volume de 1.886 GWh no 4T21, uma **redução de 13,9%** em relação ao mesmo trimestre de 2020. O consumo na classe Residencial é fortemente sensibilizado pela temperatura, que registrou valores médios abaixo do histórico ao longo do ano e, especialmente no 4T21, que foi 1,7°C abaixo do 4T20.

A **classe Comercial** registrou **retração de 6,2%** na comparação com o 4T20. Esse foi o segmento na área de concessão da Light mais afetado pela pandemia desde 2020, registrando recuperação abaixo da média nacional ao longo de 2021. Setores como de Telecomunicações, Transporte e Varejo foram os que menos apresentaram recuperação no período. A lentidão da

retomada da economia na área de concessão ainda afeta o consumo dos clientes.

O **mercado Industrial** no 4T21 ficou **em linha com o 4T20 (-0,2%)**. O segmento industrial na área de concessão foi o que registrou a melhor recuperação quando houve a redução das restrições de mobilidade. Entre os principais setores, os de Metalurgia e Siderurgia registraram o maior crescimento. Em contrapartida, o setor de Fabricação de Embalagem junto com o de Borracha e Plástico, apresentaram retração na comparação com o mesmo trimestre de 2020.

O **uso da rede, que inclui clientes livres, geração distribuída e concessionárias** finalizou o 4T21 representando 38,6% do mercado total.

As **Concessionárias** no 4T21 tiveram uma **retração de 39,8%**, comportamento que vem sendo verificado ao longo de todo o ano de 2021. Essa redução tem causa em mudanças estruturais no arranjo de suprimento dessas concessionárias, seja pela mudança de pontos de conexão do sistema da Light para

a Rede Básica, seja pela entrada em operação de usinas termelétricas conectadas ao sistema dessas concessionárias. Essas alterações impactaram estruturalmente no perfil de consumo da classe.

O **mercado livre** finalizou o quarto trimestre de 2021 representando 33,3% do mercado total da distribuidora. A migração de clientes cativos para o mercado livre totalizou 90GWh no 4T21, Vale destacar, no entanto, que essa migração é neutra para a margem da Companhia, uma vez que a energia continua sendo transportada pela concessionária, que é remunerada pela TUSD. Ao final de dezembro/21, tivemos um aumento de 68 clientes livres em comparação a setembro/21, encerrando o trimestre com um total de 1.504 clientes livres.

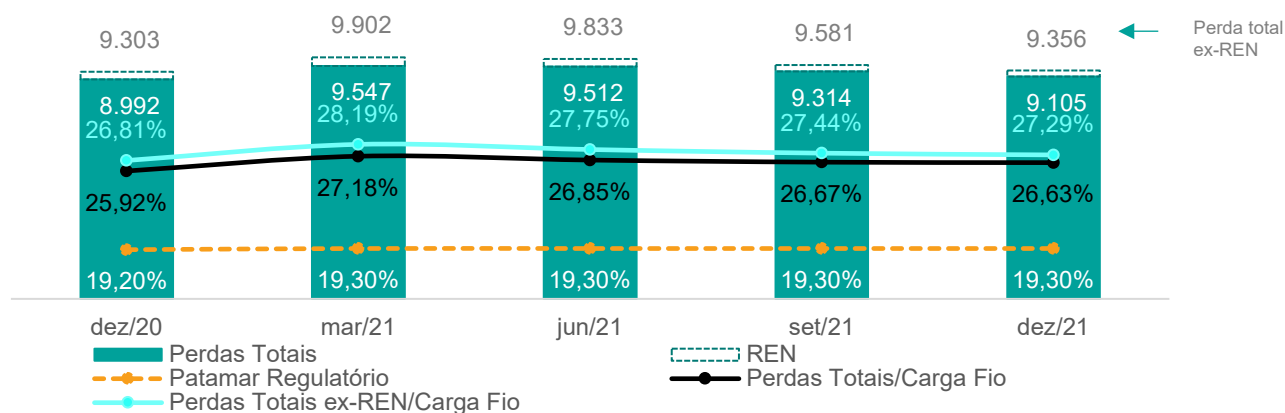
Combate às Perdas

Seguindo a tendência observada nos dois trimestres anteriores, no 4T21 registramos **queda de 209 GWh nas perdas totais (12 meses)**. As perdas totais ex-REN (12 meses) também acompanharam esse movimento, com redução de 225 GWh em relação ao 3T21.

O indicador de perda total sobre a carga fio encerrou o 4T21 em **26,63%**, um **decréscimo de 0,04 p.p.** em relação ao 3T21. O plano de redução de perdas foi responsável pela redução de 92GWh nas perdas, em virtude da maior recuperação e incorporação de energia comparado ao 3T21. A menor temperatura média (4T21 vs. 4T20: -1,64°C) também contribuiu para a redução de perdas, considerando sua correlação com a redução do consumo perdulário.

A Companhia encerrou o mês de dezembro/21 com 7,33 p.p. acima do percentual de repasse regulatório na tarifa, de 19,30%, conforme parâmetros definidos pela ANEEL na Revisão Tarifária (RTP) de

| Evolução das Perdas Totais [GWh] | 12 meses



março/17, ajustados pelo mercado de referência homologado pelo Regulador na ocasião do reajuste tarifário (IRT) de março/21.

As atividades do **plano de redução de perdas**, revisado no início de 2021, seguem apresentando maior eficiência nas ações recorrentes de recuperação de energia. Em relação ao 3T21, potencializamos a ação de substituição de medidores obsoletos, que representou mais de 6,2 mil (+33%) unidades trocadas. No ano, já foram substituídos mais de 63 mil medidores. Além disso, a estratégia

de blindagem de rede segue em crescimento, com um aumento de 5,8 mil normalizações, 59% a mais do que ao final do 3T21. Quando comparamos a evolução em relação ao 4T20, outras alavancas despontam com grande destaque, tais como: as normalizações do Programa de Inspeções, que tiveram um aumento de 177%; e as ações em clandestinos, onde regularizamos um volume de novas instalações 60% superior.

Quando observamos o indicador **Perda não-técnica/Mercado de Baixa Tensão (12 meses)**, de 54,54%, podemos verificar o

aumento de 0,74 p.p. na comparação com o 3T21. Apesar da redução das perdas não-técnicas em 153 GWh, o indicador foi impactado pela maior redução do mercado BT em 453 GWh.

O crescimento das perdas na Área Convencional pode ser atribuído aos seguintes fatores:

| No 1T21, migramos algumas regiões antes classificadas como Área Especial para Convencional, devido à reaproximação com seus clientes. Essas regiões, no entanto, possuem perdas elevadas.

| A Energia Não Faturada⁵ no 4T21 e a alteração do calendário de faturamento do grupo A no 4T20.

| O cancelamento de processos de REN antigos em virtude da adoção de nova diretriz para faturamento de REN com o objetivo de potencializar a arrecadação.

A **Incorporação de Energia (IEN)** no 4T21 (126,2 GWh) foi 24 GWh maior em relação ao

⁵ Energia Não Faturada (ENF): é a energia que circulou nos equipamentos de medição no mês

3T21, refletindo uma maior eficiência nas ações de combates às perdas. Nesse resultado, podemos destacar as alavancas do Programa de Inspeções, as quais foram responsáveis por 11,1 GWh de resultado superior ao 3T21.

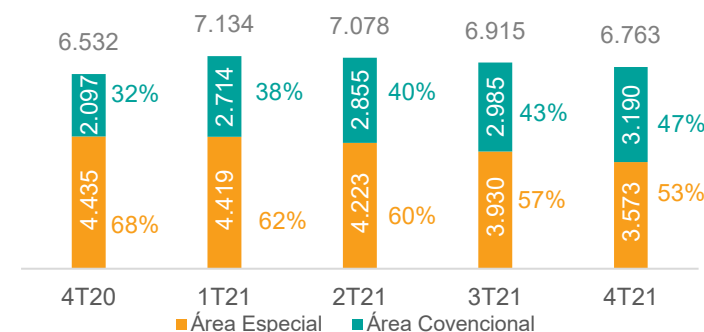
Como mencionado na divulgação de resultados do 1T21, a iniciativa do estoque de cortados permaneceu ao longo de 2021, porém sofreu uma revisão em sua estratégia. Passamos a focar na melhoria do perfil de arrecadação, o que levou a um menor volume de regularização de clientes comparado ao ano anterior. O resultado dessa estratégia se traduz pela redução no volume global dos clientes suspensos conforme mostrado no gráfico.

A **Recuperação de Energia (REN, 12 meses)** apresentou redução de 6,1% no trimestre em relação ao 3T21, atingindo 250 GWh. Essa queda ocorreu principalmente em função da redução da quantidade média de energia faturada para clientes regularizados, que no 4T21 ficou em 1.957 kWh por fatura,

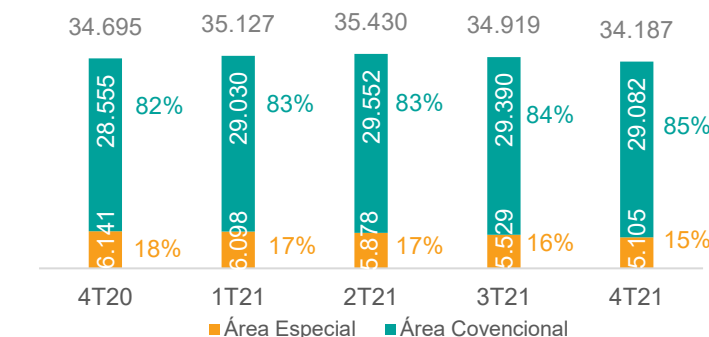
corrente e que só será faturada no mês seguinte por conta do calendário de faturamento.

um resultado 4% menor que o 3T21. Esse resultado demonstra a estratégia da empresa de manter o faturamento de REN de forma controlada, permitindo que os clientes permaneçam no mercado formal e incrementem o mercado faturado da Companhia de forma sustentável.

| Perda não-técnica [GWh] | 12 meses

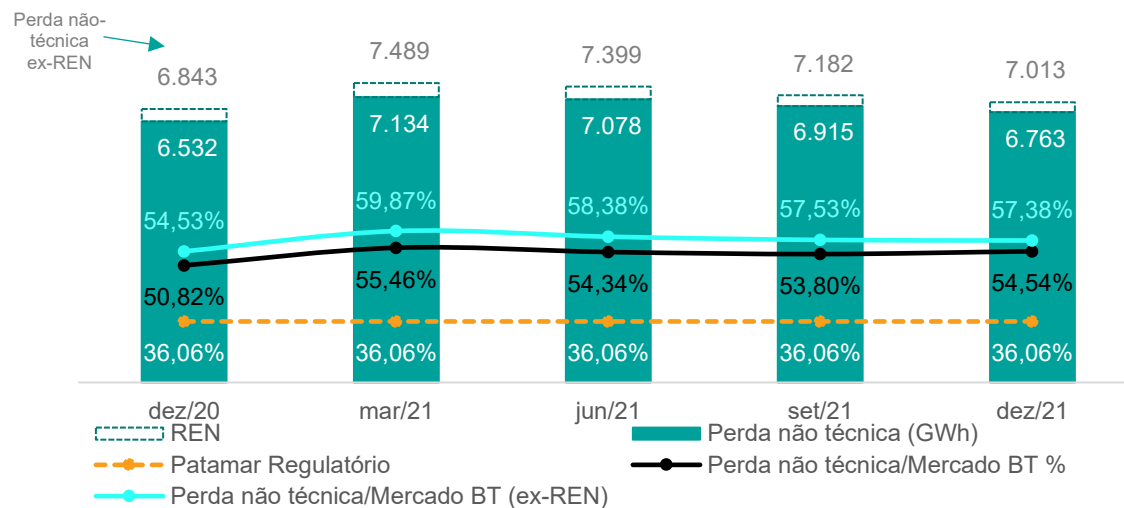


| Carga Fio [GWh] | 12 meses



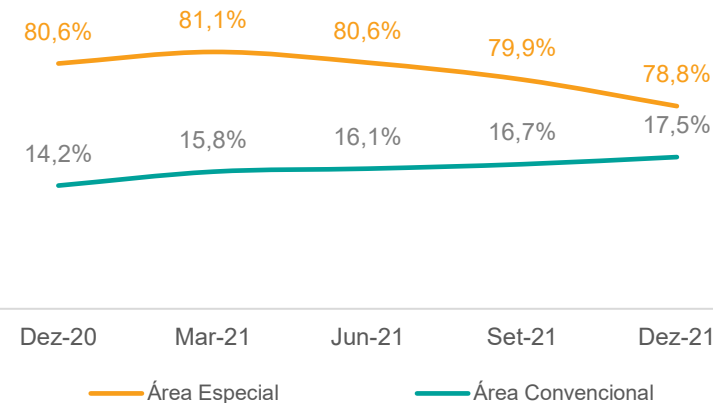
Evolução da perda não-técnica/mercado BT

12 meses

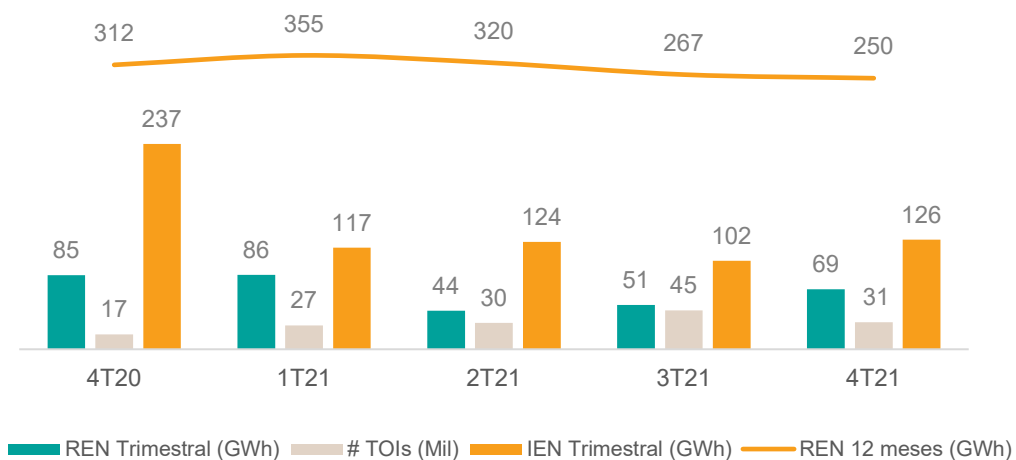


Perdas Totais / Carga Fio

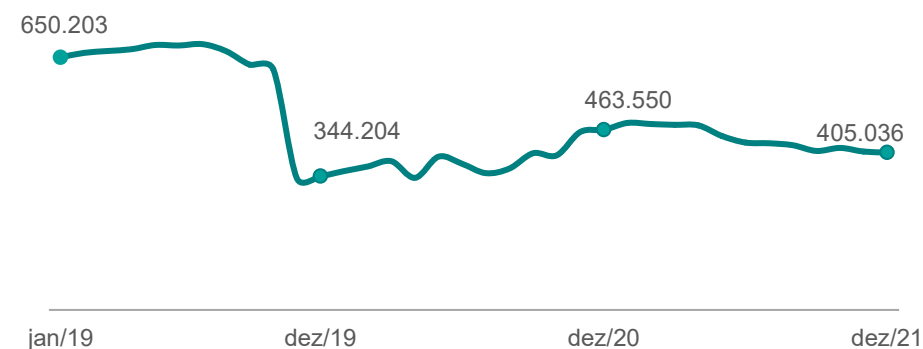
12 meses



Evolução da IEN trimestral e REN trimestral [12 Meses, GWh] e da quantidade de TOIs [mil]



Estoque de clientes cortados [até dez/21]

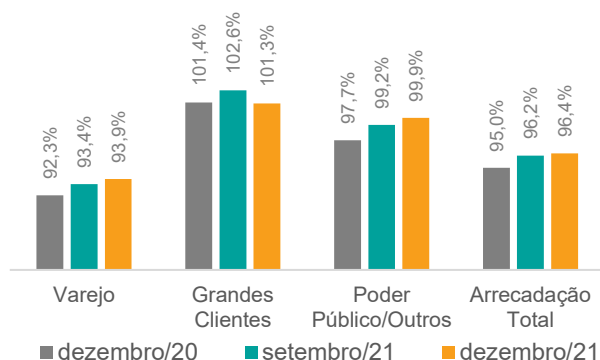


Arrecadação

A **arrecadação total** (12 meses) em dezembro/21 alcançou **96,4%, 0,2 p.p. acima de setembro/21** (96,2%) e **1,4 p.p. maior em relação a dezembro/20** (95,0%).

No 4T21, mesmo com a vigência da bandeira tarifária Escassez Hídrica (impacto médio na tarifa B1 residencial de 20,5%), a Companhia obteve êxito nas medidas de arrecadação e fechou o trimestre acima do 3T21.

Taxa de arrecadação por segmento | 12 meses [considera parcelas vencidas de REN]



O bom resultado verificado no 4T21 decorreu da melhoria do indicador para os segmentos

Varejo e Poder Público, resultado da intensificação de ações de cobrança, como negativas e contato proativo com clientes pela URA cognitiva, SMS e Whatsapp. A ampliação de meios de pagamento via cartão de crédito, PIX, PicPay e AME contribuíram positivamente para o segmento Varejo. Realizamos, também, melhores negociações com o Poder Público no período.

Além disso, iniciamos em outubro/21 uma campanha bem-sucedida de renegociação de débitos inadimplentes. Foram mais de 40 mil clientes, em especial da classe residencial, com pelo menos uma fatura vencida há mais de 6 meses que aderiram a nossa campanha e retornaram à regularidade. Essa campanha resultou em um desconto médio de 52%.

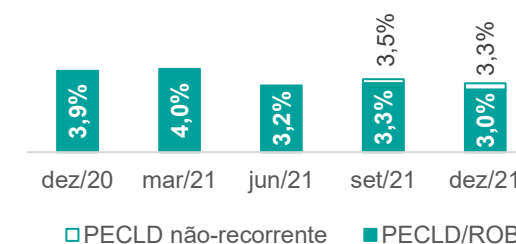
O indicador **PECLD sobre Receita Operacional Bruta (12 meses)** encerrado em dezembro/21 foi de **3,3%, 0,2 p.p. menor em relação a setembro/21**. Desconsiderando a provisão não-recorrente realizada no 3T21, esse indicador seria de **3,0%**.

A **PECLD do trimestre foi de R\$79,1 milhões**, 20,2% abaixo daquela registrada no 4T20, no valor de R\$99,2 milhões. Na

comparação anual, a PECLD de 2021 totalizou R\$597,4 milhões, enquanto em 2020 esse valor foi de R\$618,7 milhões.

A variação do 4T21 contra o 4T20 se deve aos melhores resultados de arrecadação verificados ao longo de 2021 e à adequação da contabilização do recebimento de débitos antigos.

PECLD/ROB | 12 meses



Alavancas Operacionais

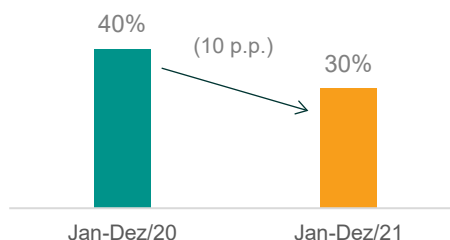
Um dos maiores desafios para a Light é o **combate ao furto de energia**. A nossa estratégia para a redução das perdas se baseia em **ações voltadas para a disciplina e conquista de mercado**.

Nesse âmbito, além da realização de inspeções de rotina, realizamos diversas outras iniciativas, incluindo a **maior regularização e incorporação de clientes à base, a substituição de equipamentos obsoletos e a implementação de novas tecnologias** no dia a dia. Intensificamos, também, o **treinamento das equipes de campo**.

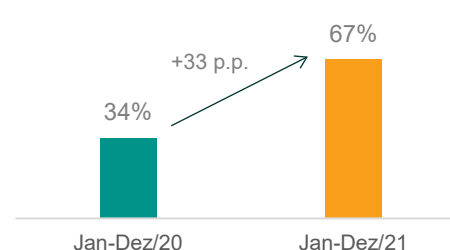
Para as ações de combate às perdas e melhoria da arrecadação, **investimos mais de R\$460 milhões desde o início do ano, um aumento de cerca de 60% em relação a 2020**.

O plano desenhado pela Companhia para o ciclo 2021-26 é suportado por outro pilar importante: um **novo modelo de gestão**. Ele é pautado pelo **desdobramento efetivo de**

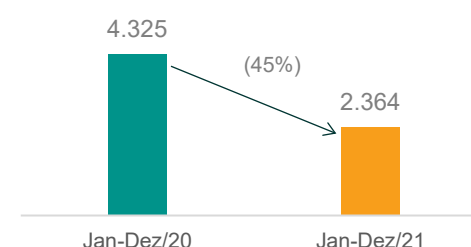
| % Não Inspeccionado [NI] |



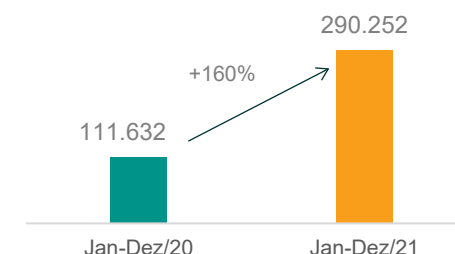
| % Acerto / Inspeção |



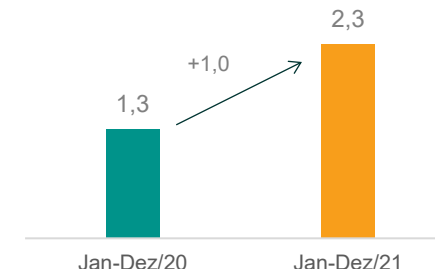
| REN Média por cliente [kWh] |



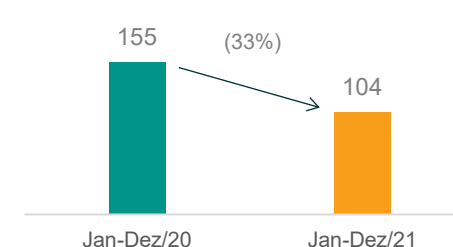
| Normalização [Qtde] |



| Produtividade Normalização / Equipe |



| IEN Média por cliente [kWh] |



metas, estrutura de controle aperfeiçoado em todas as camadas hierárquicas,

reporte transparente objetivo, dentre outros.

Qualidade Operacional⁶

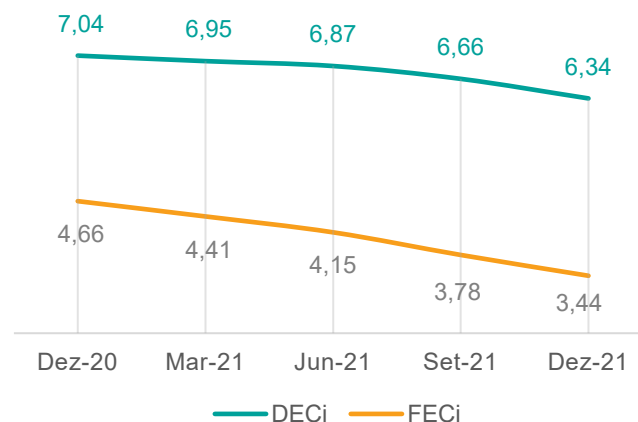
Mesmo com os desafios presentes em nossa área de concessão, seguimos com a melhoria permanente dos indicadores de qualidade operacional. Em dezembro/21, a Light registrou mais uma vez um bom resultado nesse indicador. Esse desempenho é consequência, principalmente, da continuidade da execução do plano de investimentos plurianual e das ações de modernização das redes e subestações, associado às melhorias operacionais contínuas, como a centralização dos centros de operação e o direcionamento mais assertivo das ações de manutenção.

A Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora – **DECI (12 meses)** no 4T21 foi de **6,34 horas**, uma redução de 4,8% (-0,32h) se comparado a setembro/21.

A Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora – **FECi (12 meses)** no 4T21 foi de **3,44x**, ou

9,0% menor (-0,34x) se comparado a setembro/21. O DECI e o FECi atingiram os melhores resultados nos últimos 20 anos. No 4T21, tanto **o DECI quanto o FECi performaram melhor do que os limites estabelecidos pela ANEEL no contrato de concessão**. O indicador DECI encerrou o trimestre em 29% (-2,56h) abaixo do limite de 8,90 horas e o FECi em 40% (-2,29x) abaixo do limite de 5,73x.

| DECI [horas] e FECi [vezes] | 12 meses



*A Light continua com excelentes resultados operacionais, sendo a 3ª melhor distribuidora do país em termos de FECi e a 4ª melhor no DECI**

**Fonte: Companhia com base em dados da Aneel. Distribuidoras com mais de 1 milhão de clientes.*

⁶ Os índices de DEC e FEC apresentados foram recalculados de acordo com decisão da ANEEL.

Desempenho Financeiro

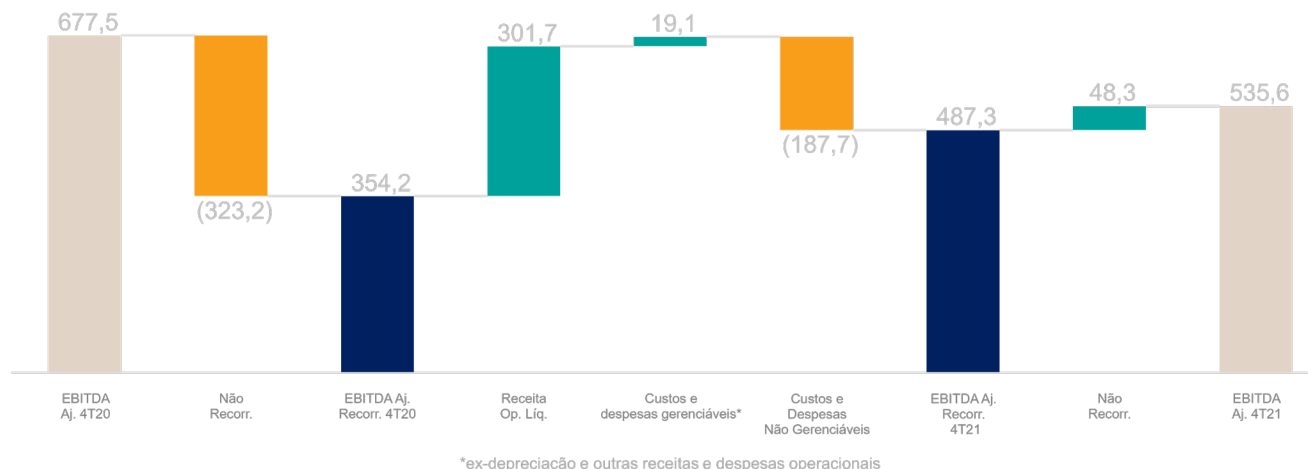
O **EBITDA Ajustado da Distribuidora**, no 4T21 foi de R\$535,6 milhões, sendo 20,9% menor do que o registrado no 4T20 (R\$677,5 milhões).

Em ambos os períodos, ocorreram lançamentos não-recorrentes que impactaram o EBITDA Ajustado em +R\$48,3 milhões no 4T21⁷ e em +R\$323,2 milhões no 4T20⁸.

Desconsiderando esses efeitos, o EBITDA ajustado do 4T21 teria sido de R\$487,3 milhões e no 4T20 de R\$354,2 milhões. A melhora de R\$133,1 milhões foi devida, principalmente, ao aumento da receita proveniente de Clientes Cativos e Livres, embora parcialmente compensada pelo aumento de custos dos contratos de compra de energia.

A **receita operacional líquida** no 4T21, excluindo-se a receita de construção, foi de R\$3.490,0 milhões, 3,2% abaixo da

EBITDA Ajustado | 4T20 / 4T21 - R\$MM



registrada no 4T20, com os seguintes destaques:

| A receita proveniente de Clientes Cativos e Livres finalizou o trimestre em R\$2.864,2 milhões, um acréscimo de 17,5% em relação ao 4T20. Apesar da queda de quase 8% no mercado faturado no 4T21, o reajuste tarifário médio de 6,75% em março/21 e o início da vigência da bandeira tarifária Escassez Hídrica no 4T21 foram os

principais fatores que levaram a um aumento de R\$ 426,8 milhões entre os trimestres.

| A Energia não-faturada encerrou em R\$16,8 milhões, uma redução de R\$80,5 milhões em relação ao 4T20. Essa variação se deve ao aumento da energia não faturada no 4T20 em função da mudança do calendário de leitura dos clientes do grupo A, que em

⁷ Revisão de provisão para contingências judiciais (+ R\$48,3 milhões).

⁸ Acordo para encerramento da demanda judicial indenizatória contra Furnas (+ R\$393,8 milhões) e reconhecimento dos

efeitos da decisão judicial referente à limitação de ICMS sobre o Ativo Fixo (- R\$70,5 milhões).

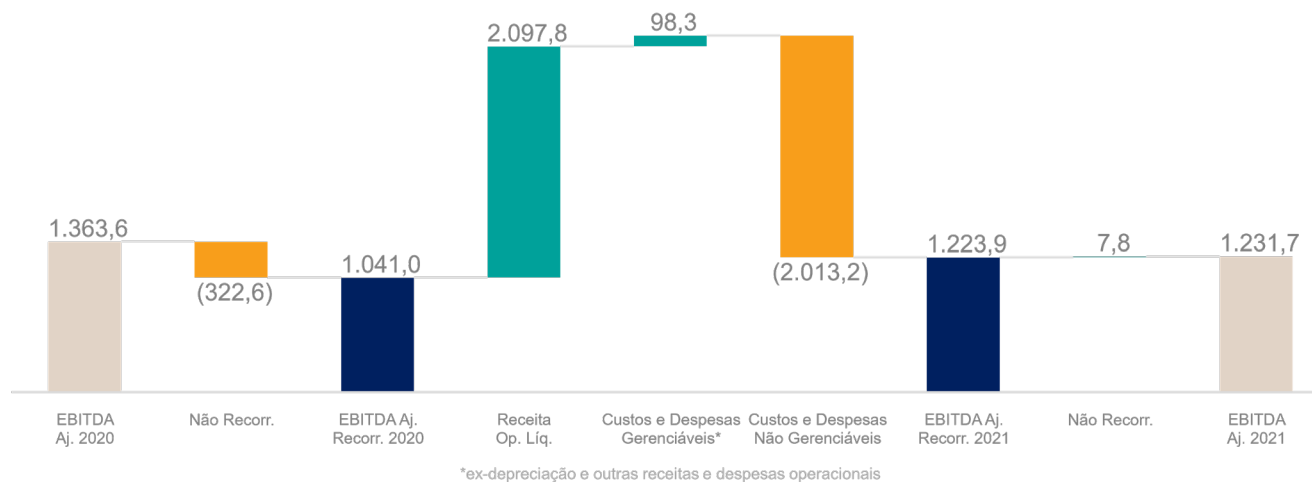
2021 passaram a ser medidos dentro do mês.

A CVA totalizou R\$380,7 milhões no 4T21, R\$30,8 milhões menor em relação ao 4T20, em razão, principalmente, da redução da despesa com risco hidrológico e do maior faturamento das bandeiras tarifárias que mais que compensou o aumento das despesas com Encargo de Serviços do Sistema (ESS).

As Outras Receitas no 4T21 somaram R\$16,3 milhões, que representam uma variação de R\$458,9 milhões. Esse impacto se deve ao reconhecimento do acordo para encerramento da demanda judicial indenizatória contra Furnas no 4T20, no valor de R\$ 417,0 milhões (líquidos de impostos).

No 4T21, os **custos/despesas gerenciáveis** totalizaram R\$458,1 milhões, 24,6% abaixo do registrado no 4T20, redução de R\$149,7 milhões. Essa variação se deve principalmente ao menor registro para provisões para contingências no 4T21 em comparação com o 4T20.

EBITDA Ajustado | 2020 / 2021 - R\$MM



A rubrica **PMSO** (Pessoal, Material, Serviços e Outros) registrou aumento de 3,4% (R\$6,6 milhões) em comparação ao 4T20, porém abaixo da inflação do período (IPCA 12 meses de 10,06%). As **despesas com PMS**, que medem o esforço efetivo da Companhia no sentido de reduzir seus gastos gerenciáveis, ficaram em linha na comparação com o 4T20. As despesas com Pessoal apresentaram um aumento de R\$25,8 milhões devido a maior expectativa de pagamento com remuneração atrelada à performance. Essa variação foi compensada pelas reduções de R\$6,3 milhões em

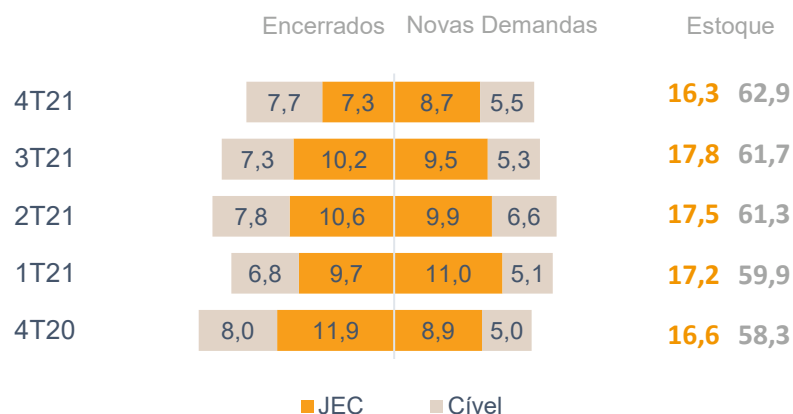
Material, em razão de melhores negociações com fornecedores e maior capitalização, e de R\$20,1 milhões em Serviços de Terceiros, em função da melhoria da produtividade e aumento de eficiência em processos operacionais. Por último, a linha de **Outros** reduziu 32,9% (- R\$7,2 milhões) em relação ao 4T20, uma vez que em 2021 houve menor volume de acréscimo moratório (pagamento em atraso).

As **provisões para contingências** encerraram o 4T21 em R\$23,4 milhões, uma redução de R\$147,7 milhões em relação ao

4T20. Em ambos os períodos, registramos os seguintes efeitos não-recorrentes: no 4T21, revisão de processos internos de natureza comercial (+R\$48,3 milhões), e, no 4T20, efeitos da decisão judicial referente à exclusão do ICMS do Ativo Fixo (-R\$70,5 milhões) e honorários advocatícios do processo de Furnas (-R\$23,3 milhões). Desconsiderando esses efeitos, as provisões para contingências teriam uma redução de R\$5,7 milhões entre os trimestres. No 4T21, observamos redução de provisões fiscais, regulatórias e trabalhistas, que totalizaram R\$25,8 milhões, embora tenha ocorrido aumento de provisão cível (JEC e Massa), no valor de R\$18,7 milhões. Essa variação ocorreu, em especial, pelo amadurecimento do estoque de processos Cível Massa.



| Judicialização – Estoque JEC e Cíveis [Mil] |



Os **custos e despesas não gerenciáveis** no 4T21 foram de R\$2.652,4 milhões, R\$187,7 milhões (7,6%) acima do registrado no mesmo período do ano anterior, decorrente principalmente do aumento de custos dos contratos de compra de energia da UTE Norte Fluminense, bem como das despesas com a CCEE.

O reajuste da tarifa da UTE Norte Fluminense impactou os custos em R\$91,8 milhões, já computados os créditos de ICMS. Houve um incremento relativamente pequeno nas despesas de Itaipu, no valor de R\$3,9 milhões, em decorrência do dólar praticamente estável. Já para as usinas nucleares houve reajuste a menor para 2021,

o que gerou um efeito positivo de R\$10,3 milhões na comparação do 4T21 com o 4T20.

As despesas da CCEE aumentaram R\$209,9 milhões no 4T21 em relação ao 4T20. Dentre as principais variações destacamos:

| Aumento de R\$498,4 milhões nos Encargos de Serviço do Sistema (ESS) devido ao despacho de usinas térmicas mais caras e à importação de energia de países vizinhos pelo ONS com o objetivo de garantir a segurança energética do abastecimento.

| Redução de R\$171,2 milhões nos custos decorrentes do risco hidrológico, devido à expressiva queda do PLD durante o 4T21,

atenuada pela diminuição do GSF em outubro/21 comparado ao mesmo mês do ano anterior.

| Houve variação positiva de R\$ 46,9 milhões com a menor exposição a submercado (em decorrência da queda do PLD no 4T21) além de R\$20,8 milhões de receita adicional de vendas de sobras contratuais no mercado *spot* (devido à retração da carga no mesmo período). Em adição, observou-se excedente financeiro de R\$42,7 milhões na conta do Encargo de Energia de Reserva. O efeito combinado destas três parcelas foi um saldo positivo de R\$110,4

Provisão para Contingências [R\$ milhões]	4T21	4T20	Var. 4T21/4T20
JEC	(23,1)	(21,1)	(2,0)
Cível Massa	(47,1)	(53,6)	6,5
Trab./Fiscal/Reg.	(1,0)	(97,4)	96,4
Outros	47,7	0,9	46,8
Total	(23,4)	(171,2)	147,7

milhões no 4T21, em comparação com o 4T20.

Revisão Tarifária Periódica

É importante ressaltar a relevância deste processo de Revisão Tarifária para a Light, uma vez que já capturou os benefícios de um novo modelo regulatório que endereça os desafios de concessões complexas como a da Light.

Com o resultado dessa revisão, a soma da Parcela B, das Receitas Irrecuperáveis e de Perdas trarão um resultado positivo para o EBITDA e para o caixa da Distribuidora de aproximadamente R\$770 milhões, sendo R\$542 milhões só em 2022. O ganho advindo da Revisão Tarifária durante o ciclo de cinco anos é equivalente a um valor presente líquido de R\$2,8 bilhões.

O bom resultado da Revisão Tarifária garante a segurança necessária à Light para darmos continuidade ao nosso trabalho, avançando na implementação do nosso

modelo de gestão com foco na busca por um resultado sustentável no segmento de distribuição que nos permita o equilíbrio na consolidação do negócio.

Aqui apresentamos um comparativo entre os parâmetros do ciclo de revisão tarifária periódica anterior (mar-2017 a fev-2022) e o novo ciclo que se inicia em março de 2022.

R\$ MM	Tarifa Anterior (Reajuste Tarifário 2021)	Tarifa Atual (Revisão Tarifária 2022)	Var.
Parcela B	2.789	3.368	579
Receitas Irrecuperáveis	315	262	(52)
Perdas	1.775	2.018	243
Parcela B + RI + Perdas	4.878	5.649	770

VPL RTP [WACC 7,15%]	2.793
-----------------------------	--------------

Valores apresentados na tabela consideram moeda constante e mercado constante

(R\$542 MM em 2022 –
mar/22 a dez/22)

O **resultado financeiro no 4T21** foi negativo em R\$305,9 milhões, comparado com R\$173,2 milhões negativos no 4T20, um aumento de R\$132,9 milhões. Essa variação é explicada pelos impactos que ocorreram nas linhas:

| Encargos da dívida e Variação monetária (- R\$96,0 milhões), em função do aumento da dívida bruta e do seu custo, principalmente, pela alta do CDI e IPCA.

| Operações de *swap* e variação cambial (- R\$45,7 milhões), em razão da perda com a marcação a mercado das operações de *swap* devido ao aumento da curva futura do CDI.

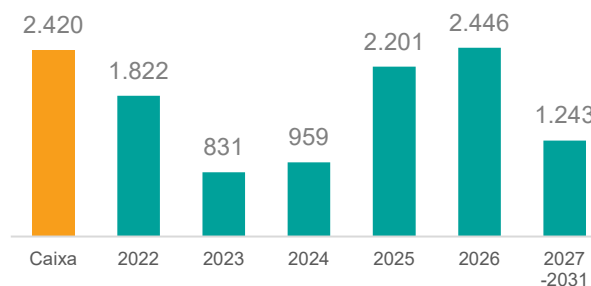
No ano, o resultado financeiro foi de R\$1.051,2 milhões negativos vs. R\$398,9 milhões negativos em 2020.

A Distribuidora obteve **lucro líquido** de **R\$46,3 milhões** no 4T21, contra R\$239,7 milhões reportado no 4T20.

Resultado Financeiro [R\$ MM]	4T21	4T20	Var. 4T21/4T20	2021	2020	Var. 2021/2020
Receitas Financeiras	143,7	38,8	270,9%	319,0	748,2	(57,4%)
Despesas Financeiras	(449,6)	(212,0)	112,1%	(1370,2)	(1147,1)	19,5%
Total	(305,9)	(173,2)	76,6%	(1051,2)	(398,9)	163,6%

| Amortização [R\$MM] |

Prazo médio: 3,6 anos



| Indexadores de dívida |



Geração

Light Energia S.A.

Gestão do Risco de Mercado

Diante da expectativa de continuidade da Crise Hídrica e do efeito redutor sobre o GSF, devido à redução da geração das hidrelétricas, e o consequente aumento do PLD, a Light Energia manteve sua estratégia de proteção aos riscos de mercado e adquiriu volumes adicionais de energia para o 4T21.

No entanto, ao longo do quarto trimestre a Crise Hídrica perdeu intensidade, sobretudo a partir da segunda quinzena de outubro/21, quando a Energia Natural Afluente (ENA) passou a ser mais consistente com as médias esperadas e intensa nas cabeceiras das principais bacias hidrográficas, aliviando a pressão sobre o custo de energia. Apesar da melhora nos cenários hidrológicos de curto prazo, os níveis dos reservatórios permaneceram em situação crítica e, para recuperá-los, o ONS manteve a estratégia de manter a geração termelétrica fora da ordem de mérito em volumes expressivos,

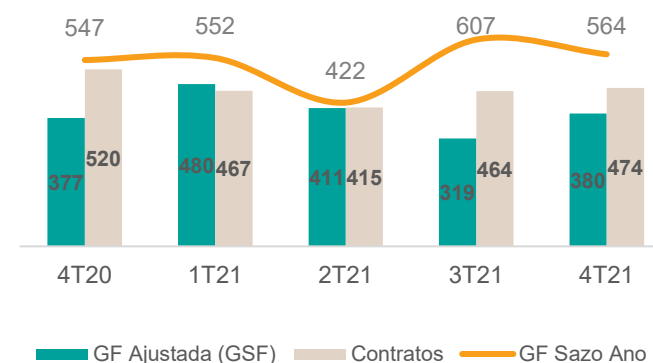
priorizando a segurança energética do sistema. Essa medida levou o GSF a níveis mais baixos, registrando valores entre 52% e 64% nos meses de outubro e novembro/21. Porém, a queda do PLD na reta final do ano acabou por gerar um resultado inferior ao esperado em face da aquisição de energia para o 4T21, para o qual se esperava a continuidade do cenário de restrição hídrica. Nesse cenário a estratégia da Light esteve focada na redução da exposição ao mercado de curto prazo (PLD) e na preservação do resultado, resultando numa sobra de 14 MWm ao final do 4T21.

Em 2021, a Light mostrou ter obtido grande eficiência e resultados expressivos na estratégia de proteção do resultado aos riscos de mercado. Com essa atuação preventiva foi possível antecipar os eventos que fortemente impactaram o mercado com a Crise Hídrica que se instalou a partir do final do primeiro semestre do ano, trazendo grande volatilidade nos preços de mercado, elevação do PLD, que atingiu o teto por alguns meses, e registrando valores historicamente baixos de GSF.

O balanço final dessa gestão de riscos de mercado, produziu a proteção dos resultados da Geradora em 2021, evitando perdas potenciais da Crise Hídrica.

Desempenho Operacional

A estratégia da Companhia para gestão do balanço energético se baseia na mitigação do



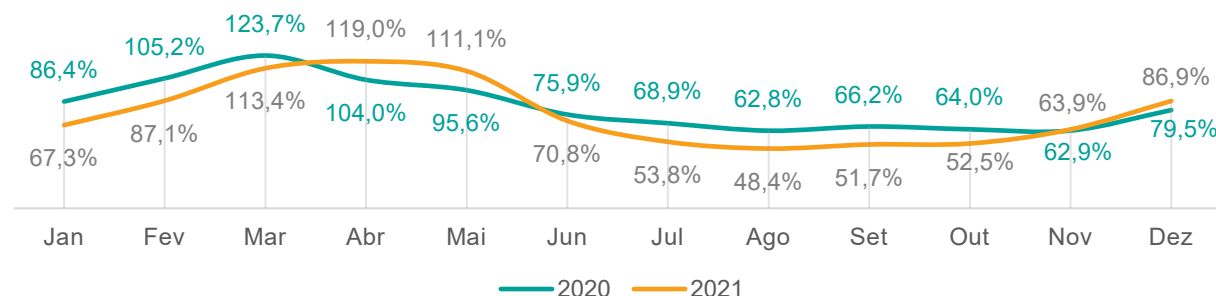
risco hidrológico por meio de ações proativas na comercialização de energia.

Essa estratégia combina as operações conjuntas da Geradora com a Comercializadora da Light, somando esforços para maximizar o resultado consolidado nas operações de compra e venda de energia. Com isso se busca proteger o resultado da Geradora em momentos de crise, como o verificado no início do 4º trimestre desse ano.

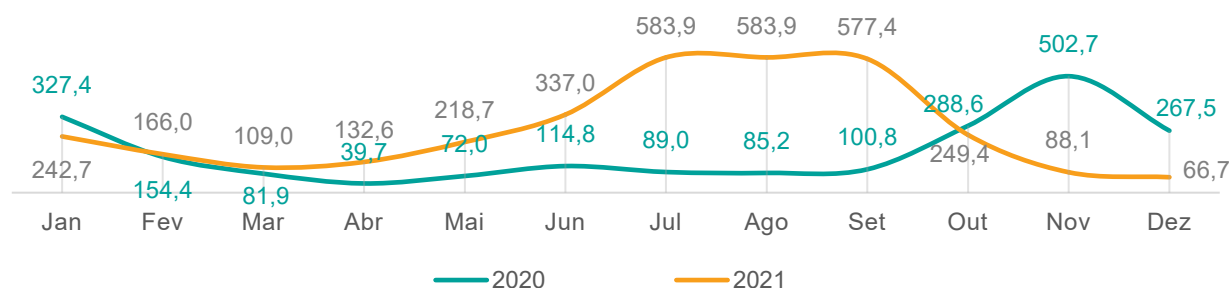
Como parte da estratégia da Geradora, deixamos uma parcela relevante de sua garantia física não contratada. Em 2021, 17% do total de energia estava alocado para mitigar os efeitos da sazonalização e das variações do GSF ao longo do ano.

Em função da sazonalização dos contratos, verificamos uma pequena redução da alocação de venda de energia no 4T21 (474 MWm) em 8,8% quando comparado aos volumes do 4T20 (520 MWm). Na compra verificamos uma redução de 22,0%, quando comparado aos volumes do 4T21 (113 MWm) versus 4T20 (145 MWm).

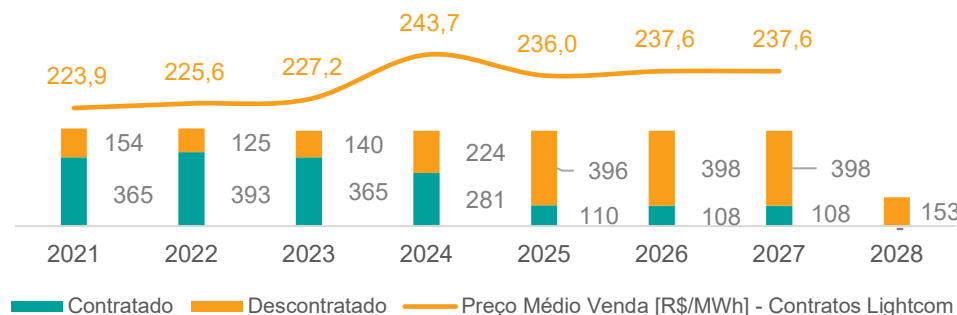
| GSF - Generation Scaling Factor |



| PLD Médio Mensal SE/CO [R\$/MWh] |



| Volume Contratado de Energia [MWh] |



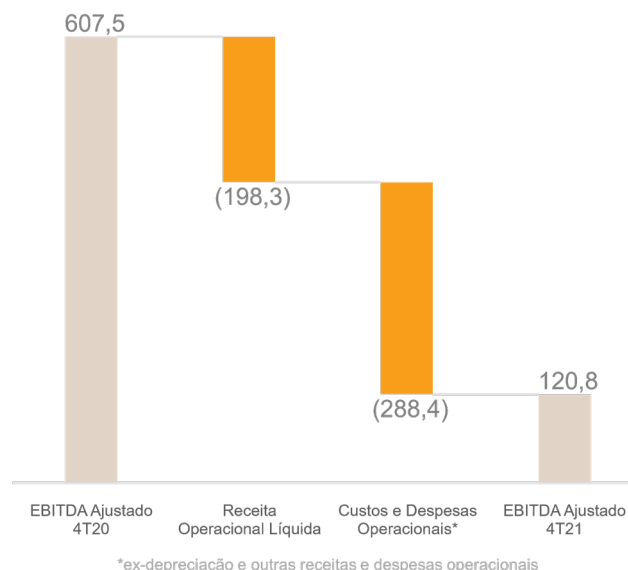
Desempenho Financeiro

No 4T21, houve uma redução de 48,8% (R\$198,3 milhões) na **receita líquida** em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior devido, principalmente, à sazonalização dos contratos com menor venda de energia.

Os **custos e despesas operacionais** encerraram o 4T21 em R\$117,7 milhões vs. R\$129,6 milhões positivos registrados no 4T20. No 4T20, foi registrado estorno de R\$433,8 milhões de custos reconhecidos em períodos anteriores e considerados indevidos com o reconhecimento do ativo intangível do GSF em função da regulamentação da ANEEL. Além disso, foi reconhecida uma provisão de R\$42,6 milhões referente ao ajuste a valor justo da participação da Light Energia na Guanhães Energia, impactando a linha Outras Receitas/Despesas operacionais no 4T20.

Desconsiderando os efeitos do reconhecimento do ganho do GSF e do ajuste a valor justo no 4T20, os **custos e despesas operacionais** diminuíram R\$143,9 milhões

| EBITDA ajustado | 4T20 / 4T21 - R\$MM

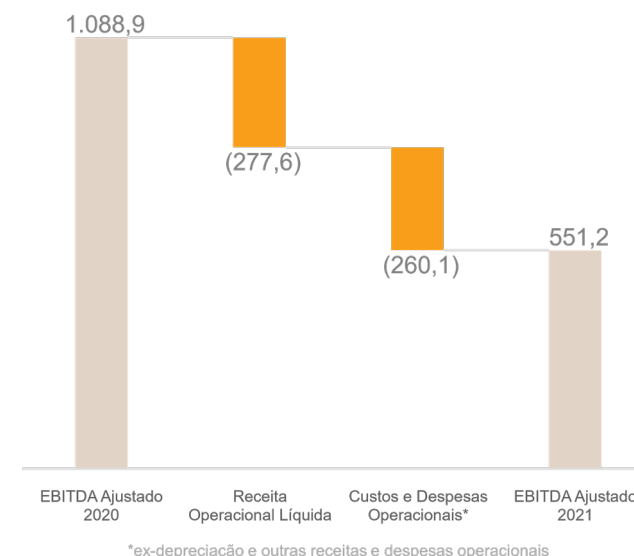


entre o 4T21 e o 4T20 decorrente da menor compra de energia no ACL e no *spot*.

As **despesas com PMS** reduziram R\$1,0 milhão em comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, concentrada na linha Pessoal.

A **depreciação** aumentou R\$14,1 milhões em comparação com o 4T20 em consequência do reconhecimento do ativo intangível do

| EBITDA ajustado | 2020 / 2021 - R\$MM



GSF, cujos efeitos da amortização foram reconhecidos no 4T20.

O **EBITDA Ajustado** foi de R\$120,8 milhões no 4T21, representando uma redução de R\$486,7 milhões em relação ao 4T20. Desconsiderando os efeitos do reconhecimento do GSF a variação entre os trimestres se reduz a R\$52,9 milhões.

No 4T21, o **resultado financeiro** foi negativo em R\$35,9 milhões, representando uma diferença de R\$193,2 milhões quando comparado ao 4T20. As principais variações foram:

| Efeito positivo pela ausência da atualização do GSF, cujo saldo passivo foi liquidado em abril/21, desonerando R\$209,7 milhões em relação ao 4T20.

| Operações de *swap* e Variação cambial (-R\$15,7 milhões) em razão da perda de marcação a mercado das operações de *swap*, por conta do aumento da curva futura do CDI.

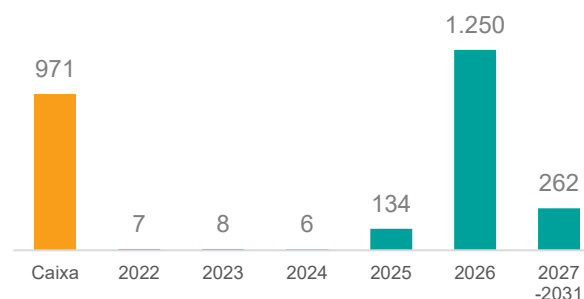
Houve ainda o efeito positivo da remuneração de aplicações financeiras devido ao maior saldo de caixa e incremento de rentabilidade.

A Light Energia, excluindo sua participação em Guanhães, obteve um **lucro líquido** de R\$38,1 milhões no 4T21 frente a um lucro de R\$202,5 milhões no 4T20. Desconsiderando os efeitos do reconhecimento do GSF e do ajuste a valor justo no 4T20, o resultado líquido seria de -R\$56,1 milhões.

Resultado Financeiro [R\$ MM]	4T21	4T20	Var. 4T21/4T20	2021	2020	Var. 2021/2020
Receitas Financeiras	32,4	4,9	567,8%	56,4	347,7	(83,8%)
Despesas Financeiras	(68,3)	(233,9)	(70,8%)	(265,3)	(689,5)	61,5%
Total	(35,9)	(229,0)	84,3%	(290,5)	(341,8)	15,0%

| Amortização [R\$MM] |

prazo médio: 4,7 anos



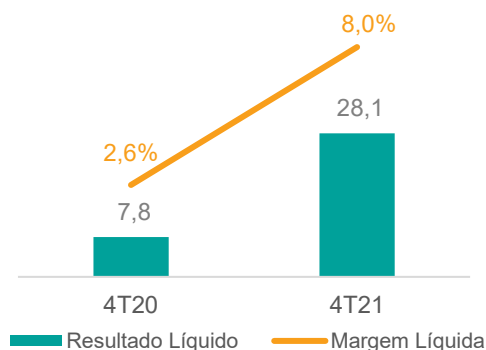
| Indexadores de dívida |



Comercialização

Lightcom Comercializadora S.A.

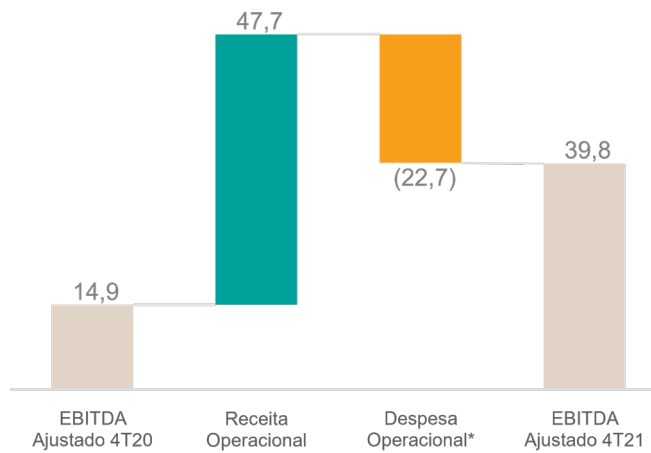
Desempenho Operacional e Financeiro



O **volume comercializado** no 4T21 foi de 712 MWh, representando um aumento de 2,5% em relação ao 4T20 (694 MWh). Esse crescimento é resultado da maior eficiência nas negociações intra-ano com agentes de mercado (geradoras e comercializadoras). Outro fator foi o fechamento de novas operações com clientes finais, o que contribuiu também para o aumento da carteira de clientes da Lightcom.

O **preço médio de venda** neste período foi de R\$223,0/MWh, representando um

EBITDA Ajustado | 4T20 / 4T21 - R\$MM

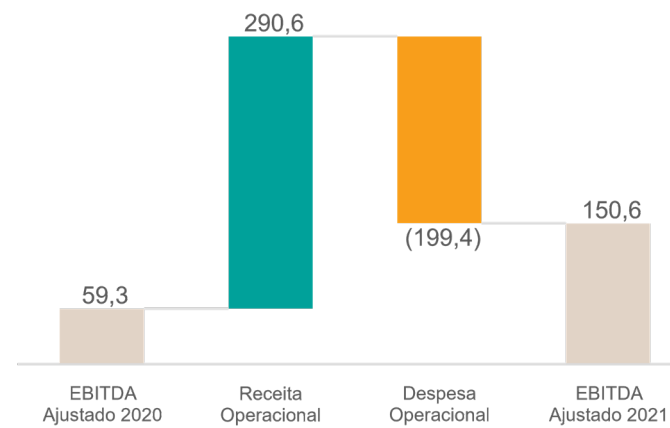


*ex-depreciação e outras receitas e despesas operacionais

incremento de 12,9% em relação ao praticado no 4T20 (R\$197,4/MWh). A elevação dos preços de mercado e a maior atuação nas operações intra-ano contribuíram para esse aumento.

A Comercializadora registrou um **EBITDA Ajustado** de R\$39,8 milhões no 4T21 contra um EBITDA Ajustado de R\$14,9 milhões no 4T20 em virtude da maior receita com a revenda de energia.

EBITDA Ajustado | 2020 / 2021 - R\$MM



*ex-depreciação e outras receitas e despesas operacionais

O **resultado financeiro** da Lightcom apresentou uma variação positiva de R\$1,7 milhão na comparação com o 4T20, explicada pelo maior volume de caixa e maior retorno das aplicações financeiras no comparativo entre os períodos.

O **lucro líquido** foi de R\$28,1 milhões, R\$20,2 milhões superior a 4T20. Dessa forma, a Lightcom encerrou o trimestre com uma margem líquida de 8,0%, 5,4 p.p. acima do mesmo período do ano anterior.

Questões ambientais, sociais e de governança [ESG]

Desempenho no Trimestre

No 4T21, reafirmamos nosso **foco na transparência, prestação de contas, equidade e no diálogo constante com nossos stakeholders**.

Fomos selecionados para integrar a 17ª carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE B3) e, também, a carteira do Índice Carbono Eficiente da B3 (ICO2 B3), ambas válidas para o ano de 2022. **A Light está pelo 15º ano consecutivo no ISE B3 e pelo segundo ano no ICO2 B3.**

Recebemos o selo *Women on Board*, concedido às empresas que tenham pelo menos duas conselheiras efetivas em seus quadros. O Conselho de Administração da Light conta com três mulheres, quantidade superior àquela que se observa no mercado.



Atualizamos nossa **Matriz de Materialidade**, avaliando os temas relevantes para a Light sob a ótica da companhia e de nossos *stakeholders* (conceito de dupla materialidade). O processo foi coordenado pelo Comitê ESG+, ligado ao Conselho de Administração.

Com base na nova Matriz selecionamos os 10 temas prioritários para a condução da nossa estratégia ESG em 2022 e para direcionar nossa prestação de contas periódica. Nesse sentido, **reformulamos o nosso acompanhamento trimestral, apresentando os destaques por tema material:**

1. Qualidade do serviço e Eficiência operacional

No 4T21, a Light alcançou excelentes resultados operacionais, detalhados na seção “Qualidade Operacional”.

2. Relacionamento com as comunidades

Os investimentos realizados nas comunidades no 4T21, bem como no ano de 2021, foram inferiores aos realizados no mesmo período do ano anterior em função da estruturação do Programa Comunidades. Com o apoio das lideranças comunitárias, ele busca retomar o relacionamento com os moradores dessas áreas visando à

regularização do fornecimento de energia dos nossos clientes e o aumento da arrecadação.

3. Saúde e segurança

No 4T21 ocorreram 20 acidentes, três a mais que no 4T20, acarretando um aumento de 2,8% na taxa de frequência e de 5,0% na taxa de gravidade de acidentes. Os acidentes foram relacionados, principalmente, a ocorrências no trânsito e torções de baixa gravidade. Todos os incidentes de trabalho, com ou sem lesão ou apenas com danos materiais, são investigados e analisados para aprendizado e definição de medidas preventivas.

4. Gestão de pessoas

Fechamos o trimestre com destaque para o aumento da participação das mulheres na força de trabalho e nos cargos de liderança, além da já citada participação de mulheres no Conselho de Administração, reforçando o resultado positivo das ações afirmativas promovidas pelo nosso Programa de Diversidade, Equidade e Inclusão (Empodera).

No que se refere à capacitação e treinamento, observamos uma redução na quantidade de homem-hora treinado no 4T21 em relação ao 4T20 pela ausência do movimento de primarização ocorrido em 2020. Os treinamentos do período continuaram voltados para a implantação do Programa de Excelência em Gestão.

5. Solidez financeira e mercado de capitais

Mantivemos o compromisso com nossos acionistas e fortalecemos nosso acesso ao mercado de capitais, conforme detalhado na seção “Desempenho Financeiro”.

6. Melhora da experiência com o cliente

Em 2021, o principal desafio da Light no relacionamento com os seus clientes foi melhorar a experiência nos diferentes canais de atendimento. Foi um ano de muita transformação, capacitação, realinhamento de objetivos, métodos e estratégias. Como resultado, no 4T21 obtivemos uma redução de 2,19 p.p. nas reclamações por clientes em relação ao 4T20, o que é significativo dado que o ano de 2020 esteve marcado pelas medidas de isolamento para enfrentamento

da Pandemia e pela consequente redução do ingresso de reclamações.

7. Novos modelos de negócios

Em um cenário de transformação energética, que favorece, entre outros fatores, o desenvolvimento de fontes renováveis de geração de energia, no 4T21 aprovamos na ANEEL um projeto-piloto de geração distribuída nos reservatórios das usinas da Light Energia, com recursos do Programa de Eficiência Energética, visando ao atendimento de milhares de famílias que vivem em comunidades localizadas na área de concessão da Light.

8. Perdas e inadimplência

Em uma trajetória positiva, fechamos o 4T21 com redução nas perdas totais e um aumento da arrecadação, conforme detalhado nas seções “Combate às Perdas” e “Arrecadação”.

9. Inovação e tecnologia

No 4T21, houve a redução de 24,2% nos investimentos voltados para pesquisa e desenvolvimento em comparação ao 4T20 em decorrência de o volume de projetos

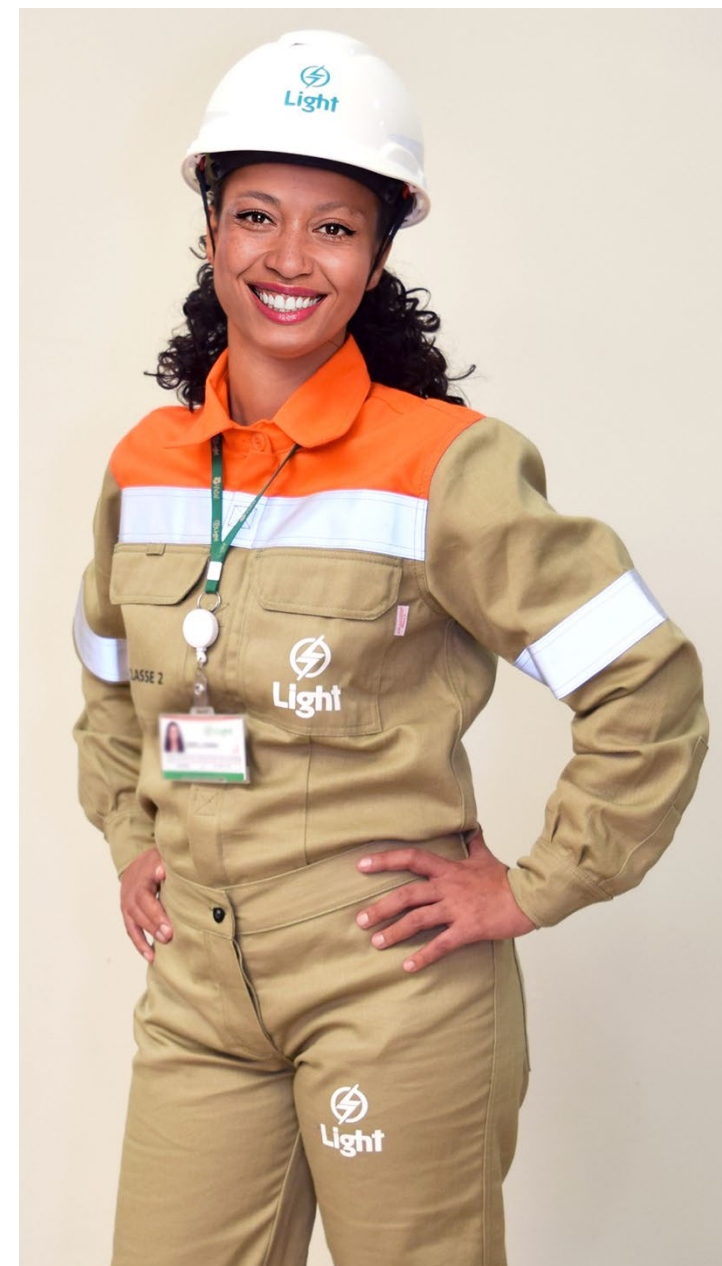
concluídos no trimestre ter sido maior do que volume de novos projetos. No acumulado do ano de 2021, o investimento realizado foi 5,9% superior ao realizado em 2020.

Destacamos o impacto da Lei 14.210, que determinou o recolhimento obrigatório para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) do saldo da conta de P&D acumulado até agosto/2020, excluindo os projetos comprometidos para execução. Os procedimentos para operacionalizar o recolhimento foram estabelecidos pela Aneel apenas em abril/2021, impactando a prospecção de novos projetos.

10. Mudanças climáticas

No final do ano iniciamos o processo de inventário de nossas emissões de gases de efeito estufa, divulgadas anualmente. Um dos fatores apurado é o consumo interno de energia que, no trimestre, apresentou uma redução de 50,1% em função de um ajuste no consumo realizado no final de 2020 (faturamento retroativo de consumo não-recorrente). Desconsiderado esse efeito, o consumo se mantém estável em cerca de 5,4 MWh/colaborador a cada trimestre.

Observamos que os temas mais relevantes para a companhia e seus *stakeholders* são acompanhados por meio de indicadores de desempenho financeiro e operacionais detalhados em nossas divulgações financeiras e por meio de indicadores ESG específicos que também passaram a ser acompanhados trimestralmente.



Indicadores ESG

Principais Indicadores	4T21	4T20	Var. 4T21/4T20	2021	2020	Var. 2021/2020
Gestão de Pessoas						
Colaboradores próprios	5.223	5.531	(5,6%)	5.223	5.531	(5,6%)
Colaboradores terceirizados	8.656	6.446	34,3%	8.656	6.446	34,3%
% de mulheres na Light	19,5%	18,3%	1,2 p.p.	19,5%	18,3%	1,2 p.p.
% de mulheres em cargos de liderança	29,0%	27,3%	1,7 p.p.	29,0%	27,3%	1,7 p.p.
% de mulheres na Alta Administração	37,5%	25,0%	12,5 p.p.	37,5%	25,0%	12,5 p.p.
Média de horas de treinamento por empregado	6,3	11,6	(45,7%)	21,1	51,0	(58,6%)
Taxa de Rotatividade	3,2%	2,7%	0,5 p.p.	9,5%	13,0%	(3,5 p.p.)
Saúde e Segurança						
Taxa de frequência de acidentes	2,53	2,46	2,8%	2,71	2,22	22,1%
Taxa de gravidade de acidentes	105	100	5,0%	305	75	306,7%
Aprimoramento da Experiência com o Cliente						
Reclamações por total de clientes	9,21%	11,40%	(2,19 p.p.)	42,33%	39,71%	2,62 p.p.
Relacionamento com Comunidades						
Investimentos em Comunidades (recursos PEE) (R\$ MM)	1,10	2,24	(51,0%)	5,07	6,74	(24,7%)
Mudanças Climáticas						
Consumo de energia elétrica por empregado (MWh)	5,4	10,8	(50,1%)	22,4	26,3	(14,7%)
Inovação e Tecnologia						
Investimento em P&D (R\$ MM)	4,9	6,42	(24,2%)	23,20	21,91	5,9%

ANEXO I – Conciliação EBITDA

EBITDA CVM (R\$ MM)	4T21	4T20	Var. 4T21/4T20	12M21	12M20	Var. 12M21/12M20
Lucro/Prejuízo Líquido (A)	72,5	433,9	(83,3%)	397,9	691,9	(42,5%)
IR/CS (B)	(21,6)	(144,2)	(85,0%)	4,3	(760,1)	-
IR/CS DIFERIDO (C)	(36,4)	(88,3)	(58,8%)	580,6	404,4	43,6%
EBT (A - (B + C))	130,5	666,4	(80,4%)	(186,9)	1.047,6	-
Depreciação e Amortização (D)	(178,7)	(145,7)	22,7%	(678,1)	(590,9)	14,8%
Despesa Financeira Líquida (E)	(336,8)	(400,7)	(15,9%)	(1.330,2)	(733,7)	81,3%
EBITDA CVM ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	646,1	1.212,8	(46,7%)	1.821,4	2.372,2	(23,2%)
Equivalência Patrimonial (F)	(36,1)	(12,1)	198,2%	(47,6)	(28,2)	68,7%
Outras Receitas/Despesas Operacionais (G)	(8,1)	(72,1)	(88,8%)	(40,0)	(94,3)	(57,6%)
EBITDA Ajustado = EBITDA CVM - (F) - (G)	690,2	1.297,0	(46,8%)	1.909,0	2.494,7	(23,5%)

ANEXO II – Demonstração do Resultado - Consolidado

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	4T21	4T20	Var. 4T21/4T20	2021	2020	Var. 2021/2020
Receita Operacional Bruta	5.973,4	6.064,7	(1,5%)	22.327,0	19.454,4	14,8%
Deduções	(2.201,5)	(1.977,8)	11,3%	(8.396,4)	(7.168,7)	17,1%
Receita Operacional Líquida	3.771,9	4.086,9	(7,7%)	13.930,7	12.285,7	13,4%
Despesa Operacional	(3.260,3)	(2.935,6)	11,1%	(12.699,7)	(10.381,9)	22,3%
PMSO	(217,0)	(210,7)	3,0%	(815,2)	(883,6)	(7,7%)
Pessoal	(129,2)	(101,8)	26,9%	(421,3)	(424,5)	(0,7%)
Material	(1,6)	(8,0)	(80,1%)	(23,5)	(29,0)	(18,8%)
Serviço de Terceiros	(99,2)	(120,4)	(17,6%)	(431,5)	(477,6)	(9,7%)
Outros	12,9	19,5	(33,9%)	61,1	47,5	28,8%
Energia Comprada	(2.762,5)	(2.305,8)	19,8%	(10.427,4)	(7.995,3)	30,4%
Depreciação	(178,7)	(145,7)	22,7%	(678,1)	(590,9)	14,8%
Provisões	(23,0)	(174,3)	(86,8%)	(181,6)	(293,4)	(38,1%)
Provisões - PDV	-	-	-	-	-	-
PECLD	(79,1)	(99,2)	(20,2%)	(597,4)	(618,7)	(3,4%)
PECLD Extraordinária	-	-	-	-	-	-
PECLD - Renova	-	-	-	-	-	-
EBITDA Ajustado*	690,2	1.297,0	(46,8%)	1.909,0	2.494,7	(23,5%)
Resultado Financeiro	(336,8)	(400,7)	(15,9%)	(1.330,2)	(733,7)	81,3%
Receita Financeira	181,9	(194,0)	-	382,4	1.096,7	(65,1%)
Despesa Financeira	(518,8)	(206,6)	151,1%	(1.712,6)	(1.830,3)	(6,4%)
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(8,1)	(72,1)	(88,8%)	(40,0)	(94,3)	(57,6%)
Resultado Antes dos Impostos e Equivalência Patrimonial	166,6	678,5	(75,4%)	(139,3)	1.075,8	-
IR/CS	(21,6)	(144,2)	(85,0%)	4,3	(760,1)	-
IR/CS Diferido	(36,4)	(88,3)	(58,8%)	580,6	404,4	43,6%
Equivalência Patrimonial	(36,1)	(12,1)	198,2%	(47,6)	(28,2)	68,7%
Lucro Líquido	72,5	433,9	(83,3%)	397,9	691,9	(42,5%)

ANEXO III – Demonstração do Resultado - Distribuição

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	4T21	4T20	Var. 4T21/4T20	12M21	12M20	Var. 12M21/12M20
Receita Operacional Bruta	5.946,3	5.748,8	3,4%	21.850,0	18.763,2	16,5%
Fornecimento de Energia	4.233,4	3.811,1	11,1%	15.848,2	14.110,2	12,3%
CVA	427,9	457,9	(6,5%)	1.450,9	712,8	103,5%
Receita de Construção	295,1	217,0	36,0%	967,3	787,8	22,8%
Outras Receitas - crédito PIS/COFINS	-	-	-	-	-	-
Outras Receitas	989,9	1.262,8	(21,6%)	3.583,6	3.152,4	13,7%
Deduções da Receita Operacional	(2.161,3)	(1.926,5)	12,2%	(8.224,3)	(6.998,5)	17,5%
Receita Operacional Líquida	3.785,1	3.822,3	(1,0%)	13.625,6	11.764,7	15,8%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(2.947,5)	(2.681,7)	9,9%	(10.872,5)	(8.679,8)	25,3%
Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE	(2.362,1)	(2.100,1)	12,5%	(8.633,0)	(6.691,5)	29,0%
Encargos de conexão e uso da rede	(290,3)	(364,7)	(20,4%)	(1.272,2)	(1.200,5)	6,0%
Custo de construção	(295,1)	(217,0)	36,0%	(967,3)	(787,8)	22,8%
Custo/Despesa Operacional	(302,0)	(463,1)	(34,8%)	(1.521,5)	(1.721,4)	(11,6%)
Pessoal	(119,3)	(93,5)	27,6%	(380,5)	(385,0)	(1,2%)
Material	(1,4)	(7,7)	(81,7%)	(22,7)	(27,8)	(18,2%)
Serviços de terceiros	(93,4)	(113,5)	(17,7%)	(408,7)	(454,7)	(0,1%)
Provisões	(102,6)	(270,4)	(62,1%)	(778,8)	(911,2)	(4,5%)
Outros	14,7	22,0	(32,9%)	69,2	57,2	20,9%
EBITDA Ajustado	535,6	677,5	(20,9%)	1.231,7	1.363,6	-9,7%
Depreciação e amortização	(150,5)	(131,5)	14,5%	(563,9)	(534,0)	5,6%
Outras receitas/despesas operacionais	(5,7)	(13,2)	(56,9%)	(52,3)	(33,9)	54,3%
Resultado do Serviço	379,5	532,8	(28,8%)	615,4	795,7	(22,7%)
Resultado Financeiro	(306,0)	(173,2)	76,7%	(1.051,3)	(398,9)	163,6%
Receita Financeira	143,7	38,8	270,7%	319,0	748,2	(57,4%)
Despesa Financeira	(449,6)	(212,0)	112,1%	(1.370,2)	(1.147,1)	19,5%
Resultado antes dos impostos	73,5	359,5	(79,6%)	(434,3)	398,3	-
IR/CS	1,3	(140,6)	-	216,0	(744,5)	-
IR/CS Diferido	(28,5)	20,8	-	463,5	622,5	(25,6%)
Lucro/Prejuízo Líquido	46,3	239,7	(80,7%)	243,6	274,8	(11,4%)

ANEXO IV – Demonstração do Resultado - Geração

Demonstração do resultado (R\$ MM)	4T21	4T20	Var. 4T21/4T20	2021	2020	Var. 2021/2020
Receita Operacional Bruta	238,6	447,5	(46,7%)	973,7	1.272,7	(23,5%)
Suprimento - Venda de energia própria	213,1	222,5	(4,3%)	814,5	894,1	(8,9%)
Suprimento - Energia de Curto Prazo	23,3	222,7	(89,6%)	150,8	369,5	(59,2%)
Outras - TUSD	2,2	2,2	-	8,3	8,6	(2,7%)
Outras	0,1	0,0	-	0,1	0,6	(75,0%)
Deduções da Receita Operacional	(30,4)	(41,0)	(25,8%)	(120,2)	(141,7)	(15,1%)
Receita Operacional Líquida	208,2	406,4	(48,8%)	853,5	1.131,1	(24,5%)
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(78,0)	216,0	-	(260,1)	5,6	-
Custo/Despesa Operacional	(9,3)	(14,9)	(37,8%)	(42,2)	(47,8)	(11,6%)
Pessoal	(3,9)	(5,0)	(21,0%)	(18,7)	(22,6)	(17,4%)
Material	(0,2)	(0,2)	(29,4%)	(0,8)	(1,1)	(32,1%)
Serviços de terceiros	(4,6)	(4,4)	(4,5%)	(17,5)	(16,9)	(3,5%)
Provisões	0,5	(2,6)	-	(0,1)	(0,4)	(78,4%)
Outros	(1,1)	(2,6)	(59,5%)	(5,2)	(6,6)	(22,4%)
EBITDA Ajustado	120,8	607,5	(80,1%)	551,2	1.088,9	(49,4%)
Depreciação e amortização	(28,2)	(14,1)	(100%)	(113,9)	(56,4)	(50,48%)
Outras receitas/despesas operacionais	(2,2)	(57,4)	(96,1%)	(4,0)	(58,2)	(93,2%)
Resultado do Serviço	90,4	536,0	(83,1%)	433,3	974,3	(55,5%)
Equivalência Patrimonial	-	0,2	-	-	(0,3)	-
Resultado Financeiro	(35,8)	(229,0)	(84,4%)	(290,4)	(341,8)	(15,0%)
Receita Financeira	32,5	4,9	5,7	42,4	347,7	(87,8%)
Despesa Financeira	(68,3)	(233,9)	(70,8%)	(265,3)	(689,5)	(61,5%)
Resultado antes dos Impostos	54,6	307,2	(82,2%)	142,9	632,1	(77,4%)
IR/CS	(12,9)	0,2	-	(172,9)	(0,7)	-
IR/CS Diferido	(3,6)	(105,2)	(96,6%)	133,0	(209,6)	-
Lucro/Prejuízo Líquido	38,1	202,1	(81,2%)	103,0	421,8	(75,6%)

ANEXO V – Balanço Patrimonial Consolidado

ATIVO (R\$ MM)	2021	2020
Circulante	9.324	7.974
Caixa e equivalentes de caixa	397	653
Títulos e valores mobiliários	3.208	2.436
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	2.425	3.257
Estoques	66	62
Tributos e contribuições a recuperar	1.054	656
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	208	137
Ativos financeiros do setor	1.172	58
Despesas pagas antecipadamente	29	25
Dividendos a receber	-	-
Serviços prestados a receber	17	45
Instrumentos financeiros derivativos swap	-	156
Outros créditos	613	339
Ativos classificados como mantidos para venda	135	147
Não Circulante	18.954	18.424
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	1.221	1.014
Tributos e contribuições a recuperar	3.675	4.420
Tributos diferidos	896	450
Despesas pagas antecipadamente	-	-
Instrumentos financeiros derivativos swap	190	960
Depósitos vinculados a litígios	222	242
Ativos financeiros do setor	308	15
Ativo financeiro da concessão	6.822	5.197
Outros créditos	1	120
Ativo de contrato	558	983
Investimentos	358	366
Imobilizado	1.810	1.655
Intangível	2.834	2.899
Ativo de direito de uso	60	102
Ativo Total	28.278	26.397

PASSIVO (R\$MM)	2021	2020
Circulante	6.689	7.217
Fornecedores	2.154	3.440
Tributos e contribuições a pagar	288	169
Imposto de renda e contribuição social a pagar	95	2
Empréstimos e financiamentos	403	1.320
Debêntures	1.530	1.031
Passivos financeiros do setor	276	0
Dividendos a pagar	95	164
Obrigações trabalhistas	104	91
Encargos regulatórios	314	275
Valores a serem restituídos a consumidores	831	296
Obrigações por arrendamento	25	47
Outros débitos	572	384
Não circulante	12.856	12.104
Empréstimos e financiamentos	4.006	3.091
Debêntures	5.205	4.243
Instrumentos financeiros derivativos swap	4	-
Tributos e contribuições a pagar	200	192
Tributos diferidos	275	408
Participações societárias a descoberto	22	31
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	502	648
Benefícios pós-emprego	0	5
Obrigações por arrendamento	38	59
Valores a serem restituídos a consumidores	2.565	3.382
Outros débitos	40	47
Patrimônio líquido	8.733	7.076
Capital Social	5.392	4.051
Reserva de capital	18	9
Reservas de lucros	3.135	2.816
Ajustes de avaliação patrimonial	289	304
Outros resultados abrangentes	(101)	(105)
Lucros acumulados	0	-
Passivo Total	28.278	26.397

ANEXO VI – Balanço Energético

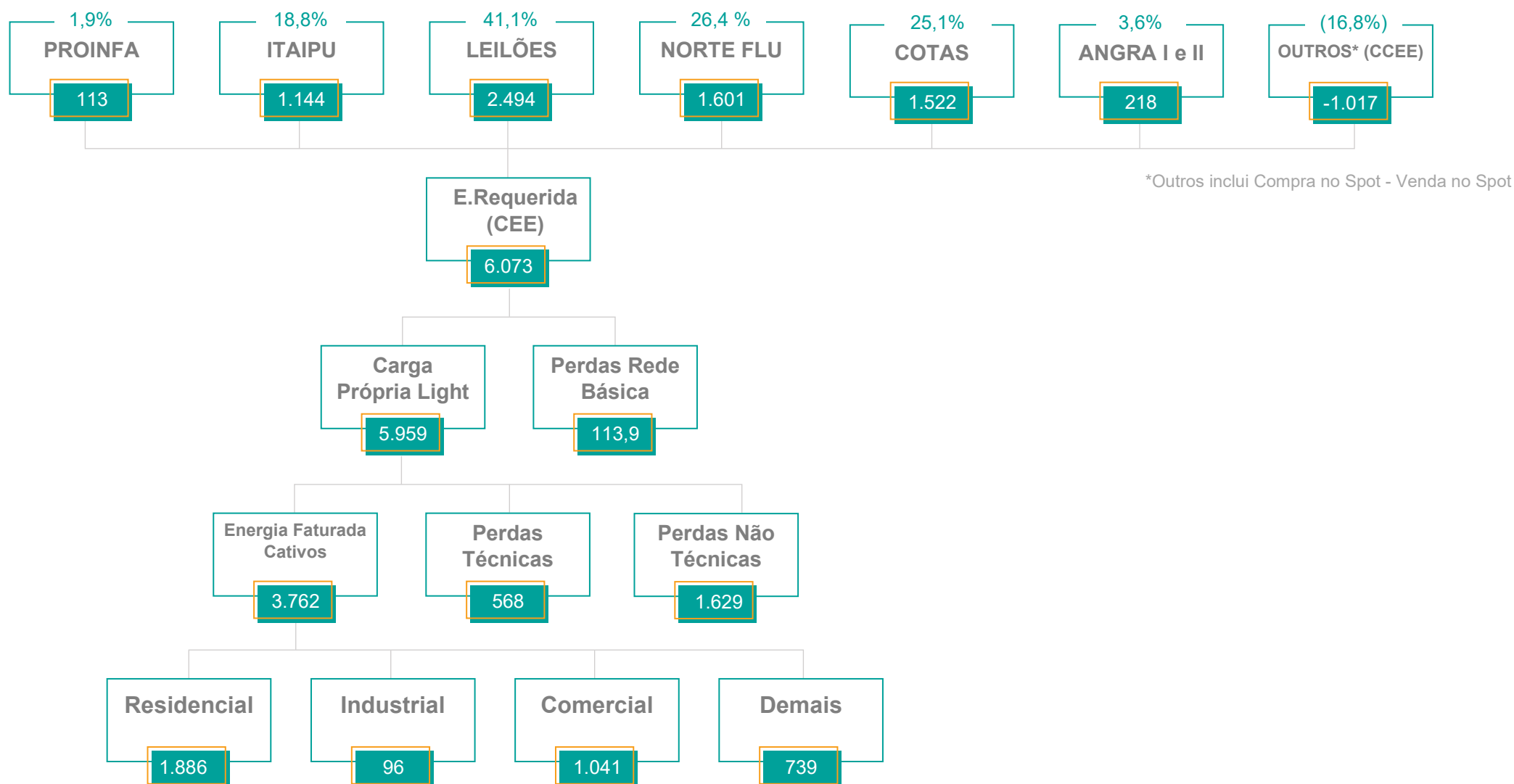
Balanço Energético (GWh)	4T21	4T20	Var. 4T21/4T20	2021	2020	Var. 2021/2020
= Carga Fio	8.328	9.060	(8,1%)	34.195	34.695	(1,4%)
- Uso de Rede	2.369	2.247	5,4%	9.369	9.083	3,2%
= Carga Própria	5.959	6.813	(12,5%)	24.826	25.613	(3,1%)
- Energia Faturada (Cativo)	3.762	4.408	(14,7%)	15.721	16.621	(5,4%)
Mercado Baixa Tensão	2.948	3.402	(13,3%)	12.400	12.852	(3,5%)
Mercado Média e Alta Tensão	814	1.006	(19,1%)	3.321	3.768	(11,9%)
= Perda Total	2.197	2.406	(8,7%)	9.105	8.992	1,3%

ANEXO VII – Fluxo de Caixa Direto

Fluxo de Caixa Direto (R\$ Milhões)	Light SESA					Light Energia					Lightcom				
	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21
Saldo Inicial	1.760	1.784	2.315	4.340	2.329	1.022	1.087	1.573	1.543	934	69	77	46	80	111
Arrecadação Bruta	4.423	4.798	4.547	4.229	4.873	252	272	204	220	249	320	307	302	393	400
Impostos / Deduções	(1.174)	(1.509)	(1.476)	(1.184)	(1.371)	(43)	(38)	(28)	(22)	(16)	(3)	(2)	(2)	(2)	(2)
Arrecadação Líquida	3.249	3.289	3.071	3.045	3.503	208	233	175	199	233	317	304	299	391	398
Custos / Desp. Operacionais	(2.620)	(3.411)	(3.147)	(3.019)	(3.179)	(96)	(52)	(34)	(105)	(117)	(310)	(336)	(266)	(361)	(365)
Caixa operacional	629	(122)	(77)	26	324	112	182	141	94	116	7	(32)	33	30	33
CAPEX	(240)	(238)	(263)	(326)	(288)	(29)	(40)	(26)	(47)	(48)	-	-	-	-	-
Despesa de Juros	(165)	(42)	(16)	(68)	(235)	(18)	3	27	10	(36)	1	0	1	1	2
Dividendos / JCP	-	-	-	(65)	-	-	-	-	(105)	0	-	-	-	-	-
Outros	12	(3)	2	2	-	-	342	(1.339)	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre	237	(406)	(354)	(432)	(200)	65	487	(1.197)	(49)	33	8	(31)	34	31	35
Amort. de Principal	(213)	(763)	(868)	(1.795)	(259)	(20)	(1)	(1)	(1.056)	(1)	-	-	-	-	-
Novos Recursos / Rolagem	-	360	3.246	217	532	20	-	1.169	495	-	-	-	-	-	-
Aumento de Capital	-	1.340	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geração total de caixa	24	531	2.025	(2.011)	74	65	486	(30)	(609)	31	8	(31)	34	31	35
Saldo de caixa final	1.784	2.315	4.340	2.329	2.403	1.087	1.573	1.543	934	965	77	46	80	111	145

Balanço energético da Distribuição (GWh)

4º trimestre 2021 - Dados realizados até novembro (dezembro totalmente previsto) |



Observação

As tabelas listadas abaixo encontram-se disponíveis no site de RI da Companhia para consulta:

| Custos e Despesas – Distribuição

| Conta de Compensação de Variação de Itens da Parcela A – CVA

| Resultado Financeiro – Consolidado, Distribuição, Geração

| Balanço Patrimonial – Distribuição e Geração

| Fluxo de Caixa – Consolidado, Distribuição e Geração



Light

**EARNINGS
RELEASE**

4Q21

Rio de Janeiro, March 24, 2022

Earnings Webcast

March 25, 2022 | 2:00 p.m. (BRT)

Zoom ID: [826 8342 0473](#)

OPERATIONAL HIGHLIGHTS 4Q21



In 2021 we started the **Communities Program**, focused on resuming the relationship with certain areas **aimed at reducing loss and increasing collection**. We have started working in **5 communities**.



Reformulated and newly implemented commercial processes have helped to reduce complaints. In October 2021, **ECF¹ reached an all-time low**. **All major offenders were reduced**: meter reading errors, estimate-based invoices, registration, access restrictions, and complaints in general.



In 2021, we had **38% fewer invoices with reading errors**, ensuring customers were invoiced correctly and helping to minimize complaints.



In December 2021, **only 4.66% of our customers were unmetered**. Year to date, we reduced the number of unread customers by 37% compared to 2020.

Note: 1) Equivalent Complaint Frequency



Total losses (12 months) down by 209 GWh.

Total Losses/Grid Load closed the quarter at 26.63%, a slight reduction from 3Q21.



Incorporated Power (IEN) in 4Q21 (126.2 GWh) was 24 GWh higher than in 3Q21, reflecting increased efficiency in our loss reduction efforts.



Light's **loss-proofing strategy** has continued to expand, with customer normalizations increasing by 5,800, up 59% on 3Q21.



In 4Q21, **we replaced more than 6,200 obsolete meters (+33% vs. 3Q21)**. **More than 63,000 meters** were replaced throughout the year.



Operational quality was a strong point in the quarter, with Light ranking as **the 3rd best distribution company in Brazil for EOFi, and the 4th best for EODi**.

FINANCIAL HIGHLIGHTS 4Q21



Adjusted EBITDA ended 4Q21 at **R\$690.2 million**, vs. **R\$1,297 million** in 4Q20, **impacted by nonrecurring events** in both periods.



Our strategy for hedging against market risks in the **Generation business** delivered **good results**, mitigating potential losses as a result of the water crisis.



The **PMS** ended the period at **R\$214.1 million**, in line with 4Q20.



ADA/Gross Revenue (12-month) was **3.3%** at December 2021, **down 0.2 p.p.** from 3Q21, and the **12-month collection rate** was **96.4%**, **1.4 p.p. higher than in December 2020**, reflecting progress on initiatives to improve this indicator since January 2021.



Investments in the Distribution business **grew by 65%** in 4Q20, across: new connections, underground system maintenance, transmission capacity expansion, and loss-proofing and customer normalization.

Message from the Management

A Year of Challenges and Achievements

In 2021 we began laying the foundations of a new Company. We implemented a new management model, launching a deep-reaching transformation organization-wide. Today, we have built a highly capable team that has deep turnaround expertise, is motivated by the challenges, and is highly engaged in the transformation process, addressing not only operational aspects but also our organizational culture.

When we accepted the challenge of leading Light's transformation, we knew the journey would be a long one without shortcuts. We're still just beginning this journey and recognize there is still much to be done. Even so, we can confidently say that in 2021 we made important strides

and progress in the right direction.

We invested more than R\$ 460 million in anti-theft and collection efforts, approximately 60% more than in 2020. We will maintain the investment momentum in 2022, as these efforts are crucial to progress on our strategy, which includes modernizing equipment, loss-proofing our systems and training our crews.

“ *The Light Community Program has been notably successful in its 8 host locations. The goal of the program is to reestablish a presence in and reconnect to low-income communities, with local support from community associations and community leaders, driving social transformation.* ”

Nonato Castro, CEO



Message from the Management

Throughout the year we continued our efforts to replace obsolete meters, ending the year with more than 63,000 units replaced. Light's loss-proofing strategy has continued to expand, with more than 40,500 normalizations in the year, and 5,800 normalizations in the last quarter of 2021. Total losses (12 months) were down by 209 GWh in the fourth quarter, while total losses on grid load remained constant since the beginning of the year despite the many challenges in our service area and the crew training and other measures that were being implemented.

And even with the complexity and economic challenges in Light's service area, collections improved by 1.4 p.p. in 2021, ending the year at 96.4%.

In terms of power-supply quality, our EODi and EOFi performance was the best in the last 20 years, comparable to the top electric utilities in Brazil (at respectively 6.34h and 3.44x), placing Light among the top five

electric utilities in Brazil with more than 1 million customers. According to the Brazilian power sector regulator, ANEEL, Light achieved the most progress of any utility in the Power Supply Continuity ranking, climbing 10 positions in 2021.

The Light Community Program has been highly successful in its eight host locations. The goal of the program is to reestablish a presence in and reconnect to low-income communities. With local support from community associations and community leaders, the program is helping to drive social transformation. Our community engagement team is already actively working in these areas, supporting our crews in achieving a balance between loss reduction and higher collections, on the one hand, and improving service to these communities, on the other, through a diverse set of customer relationship channels.

In Generation, Light's revenue preservation and market risk management strategy proved to be effective and delivered strong results in 2021. Using a preventive approach, Light successfully mitigated the adverse effects from events that impacted our market in the year, among them the water crisis that began toward the end of the first half of the year, creating significant market price volatility and reducing the GSF to historically low levels. Light's market risk management strategy effectively hedged Generation business results in 2021, avoiding potential losses as a result of the water crisis.

Message from the Management

In the financial area, we successfully completed a number of transactions in 2021. Our follow-on offering in January was well received by the market, denoting confidence in our plan to achieve operational improvement and deliver results. The follow-on offering raised R\$ 1.34 billion in new funding. In liability management, we completed debt issuances in the local and international markets, raising a total of more than R\$ 5.5 billion that has helped to improve debt-service costs and longer maturities. We ended the year with a robust cash position to meet our obligations in 2022.

In 2021 we reaffirmed our focus on transparency, accountability, equity, and continuous engagement with stakeholders.

Reflecting this, Light has been named to the Brazilian stock exchange's (B3) Corporate Sustainability Index (ISE B3) and Carbon Efficient Index (ICO2) for 2022. This is Light's 15th consecutive year as a

constituent of B3 ISE, and our second year as a constituent of B3 ICO2.

“*The positive outcome from the Periodic Rate-setting Review will provide the financial health to continue implementing our management model with a full focus on achieving the consistent results in the distribution segment that are needed to sustain performance across segments.*”

Firmino Sampaio, Chairman

Lastly, we would be remiss not to report on the recently completed Periodic Rate-setting Review for our Distribution business. This edition was carried out within a new regulatory model that factors in the challenges of complex service areas such as ours.

As a result of the review, the sum of Component B, Impaired Revenues and Losses will have a positive impact of



Message from the Management

approximately R\$ 770 million on Distribution business EBITDA and cash, including an impact of R\$ 542 million in 2022 alone. The overall gain as a result of the Rate-setting Review over its five-year lifecycle is equivalent to a net present value of R\$ 2.8 billion.

The positive outcome from the Periodic Rate-setting Review will provide the financial health to continue implementing our management model with a full focus on achieving the consistent results in the distribution segment that are needed to sustain business performance.

Nonato Castro

CEO

Firmino Sampaio

Chairman of the Board of Directors



Consolidated Light S.A.

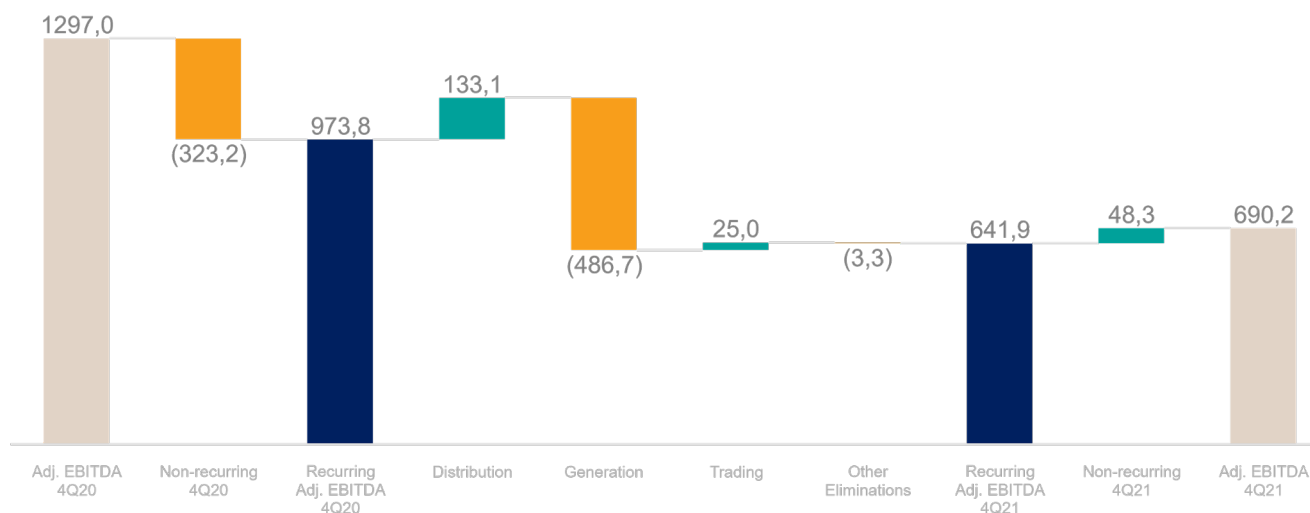
Financial Performance

Consolidated Adjusted EBITDA was **R\$ 690.2 million** in 4Q21, down 46.8% from R\$ 1,297 million in 4Q20.

Adjusted EBITDA in the Distribution business was R\$ 535.6 million in 4Q21, decreasing by 20.9% year on year. In both periods there were nonrecurring items that affected Adjusted EBITDA (+R\$ 48.3 million in 4Q21¹ and -R\$ 323.2 million in 4Q20²).

Excluding nonrecurring events, Adjusted EBITDA in the Distribution business would have been R\$ 487.3 million in 4Q21 vs. R\$ 354.2 million in 4Q20. The improvement was primarily due to higher revenue from Captive and Free Customers. This increase, despite the contraction of the total billed market in

| Adjusted EBITDA by segment | 4Q20 / 4Q21 - R\$ MM



4Q21, was driven by the rate-setting review in March 2021.

¹ Revision of provision for legal claims (+R\$ 48.3 million).

² Settlement of a lawsuit against Furnas (R\$ 393.8 million) and the effects from a court

decision creating a cap on ICMS tax on Fixed Assets (R\$ 70.5 million).

Adjusted EBITDA in the Generation business

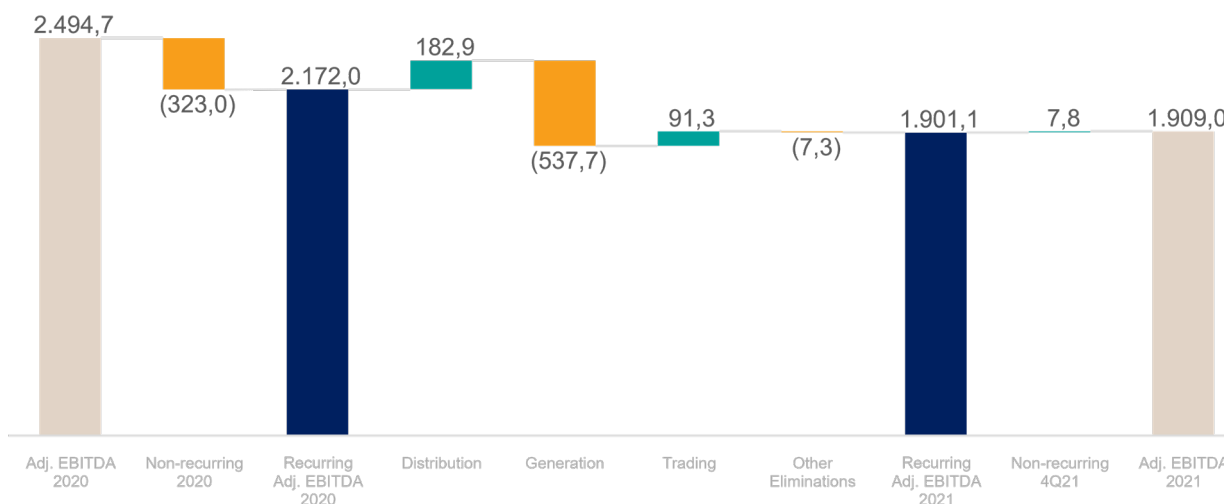
was R\$ 120.8 million in 4Q21, a year-on-year reduction of R\$ 486.7 million. Much of the decrease is attributable to the recognition of GSF-related intangible assets under ANEEL regulations in 4Q20 (R\$ 433.8 million), as well as lower electricity sales in 4Q21 due to contract seasonalization.

Adjusted EBITDA in the Trading business

was **R\$ 39.8 million** in 4Q21 compared to R\$ 14.9 million in 4Q20, reflecting higher revenues from the resale of electricity, driven by higher volumes and average pricing.

Adjusted EBITDA by segment |

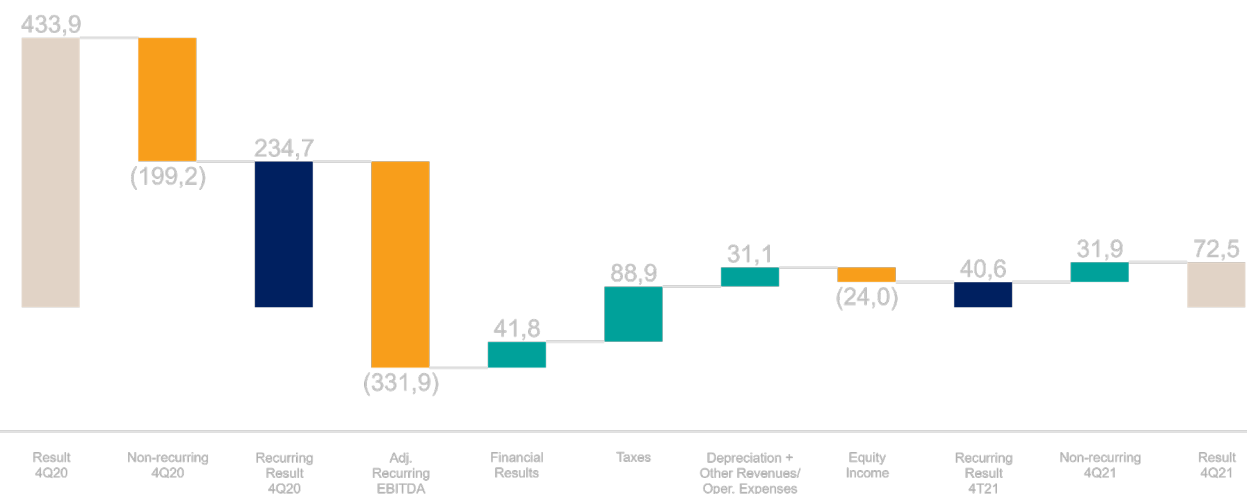
2020 / 2021 - R\$ MM



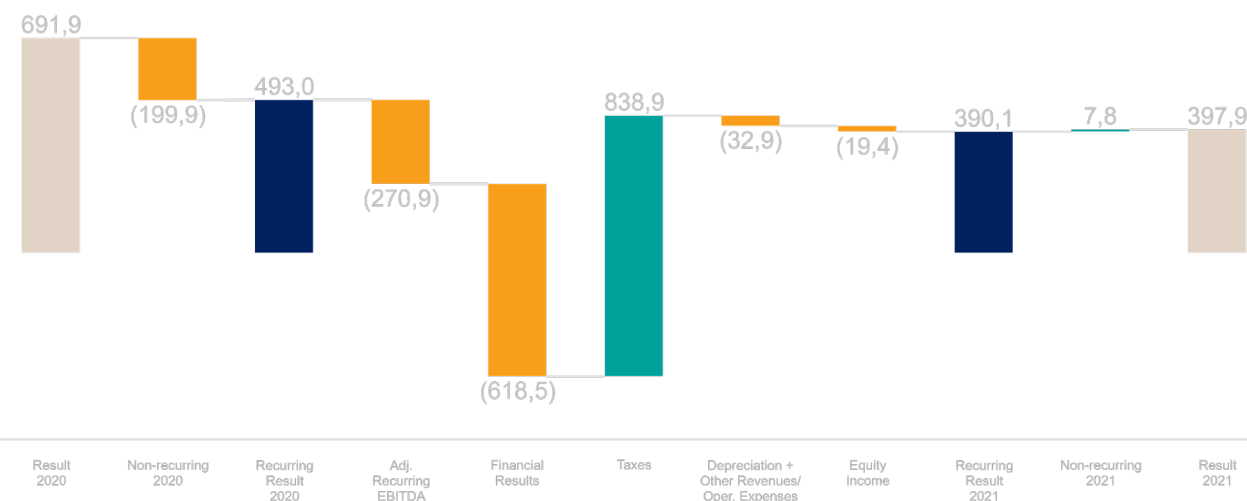
Net income was R\$ 72.5 million in 4Q21, compared to net income of R\$ 433.9 million in 4Q20, reflecting net income of respectively R\$ 46.3 million and R\$ 38.1 million in the Distribution and Generation Businesses in 4Q21, compared with net income of respectively R\$ 239.7 million and R\$ 202.5 million in 4Q20. Excluding the non-recurring effects from the events mentioned previously, net income would have been R\$ 40.6 million in 4Q21.

The increase in **finance revenue** is explained by the non-adjustment of the GSF, the outstanding balance of which was settled in April 2021, despite an increase in gross debt and related debt-service costs (higher CDI and IPCA rates) and losses on marked-to-market swaps due to a rising future CDI curve.

Consolidated net income | 4Q20 / 4Q21 - R\$ MM



Consolidated net income | 2020 / 2021 - R\$ MM



Consolidated net debt was R\$ 7,352.9 million at quarter end, a 3.6% increase from R\$ 7,097.6 million in 3Q21.

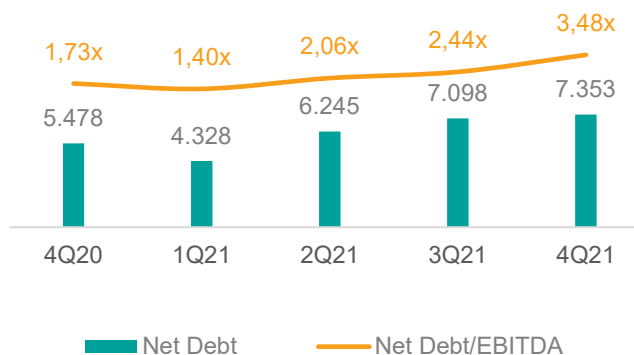
During the quarter Light SESA completed its 23rd issuance of debentures for a total of R\$ 532 million, in two series: a 1st series in the amount of R\$ 263.5 million, with a maturity of five years, carrying interest at the CDI rate + 1.65% p.a.; and a 2nd series of R\$ 268.5 million, maturing in seven years and carrying interest at the CDI rate + 1.95% p.a.

Actual debt service cost closed the year at **-0.1%** with an **average term** of **3.7** years.

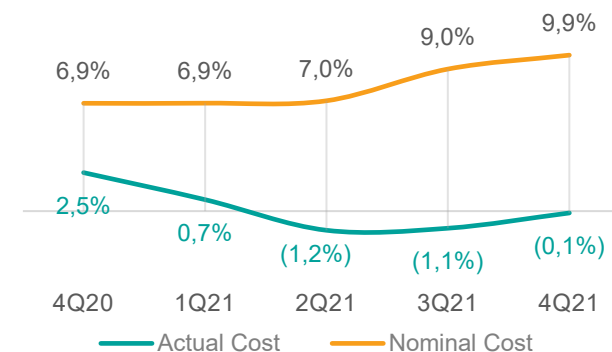
Net Debt to EBITDA³, a covenant ratio, was 3.48x in 4Q21, higher than in 3Q21 (2.44x) but lower than the limit of 3.75x under most debt contracts. The **EBITDA/Interest ratio** was 3.17x at the end of 4Q21, above the covenant limit of 2.0x under most debt contracts. It is important to note that proceeds received from the “COVID Account” in 2020 began to be amortized throughout 2021.

³ For debt covenant purposes, EBITDA is accounted for on a consolidated basis and excludes non-cash effects such as Equity Income,

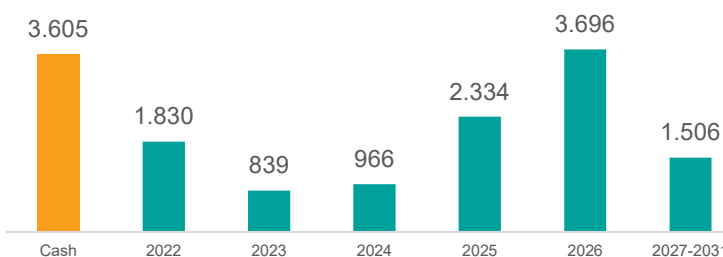
| Consolidated net debt | (R\$ million)



| Debt service cost |



| Amortization of loans, financing and debentures (R\$ million) | Average maturity: 3.7



| Debt indexes |



Provisions, Indemnifiable Concession Assets and Other Operating Revenue/Expense.

Consolidated Capital Expenditure (R\$ MM)	4Q21	4Q20	Change 4Q21/4Q20	2021	2020	Change 2021/2020
Electric Assets (Distribution)	331.9	201.2	64.9%	1017.2	745.1	36.5%
Engineering	166.4	102.3	62.6%	556.4	402.3	38.3%
Commercial	165.5	98.9	67.3%	460.8	327.8	40.6%
Non-Electric Assets	87.1	45.2	92.5%	186.7	103.9	79.7%
Generation (Light Energia & Lajes)	81.9	61.8	32.6%	176.3	99.8	76.6%
Total	500.9	308.3	62.5%	1,380.2	948.8	45.5%
Contributions to subsidiaries	42.6	0.6	7242.0%	45.5	1.3	3429.3%
Total Capital Expenditure (including contributions)	543.4	308.8	76.0%	1,425.7	950.1	50.0%

Consolidated total CAPEX was 76.0% higher in 4Q21 than in 4Q20, as planned.

In the **Distribution** business, significant investments included new connections, underground system maintenance, and transmission capacity expansion, which primarily accounted for an increase of 62.6% in the Engineering line item.

In the **Commercial** line item, the 67.3% increase in investments in 4Q21 reflects intensified loss-proofing and customer

normalization activity in the quarter.

In **Generation**, the Ilha dos Pombos spillway repairs and construction of the bypass tunnel at the Lajes Complex represented an investment of R\$ 54.3 million in the quarter and R\$ 102.4 million year to date. A total of R\$ 154.5 million has been invested since these projects commenced. Other capital expenditure included upgrades at the Nilo Peçanha HPP

and the Vigário and Santa Cecília pumped storage facilities, amounting to a total of R\$ 7.8 million.

Investments under the **Non-Electric Assets** line item increased by R\$ 41.9 million, largely in IT in connection with a systems and infrastructure upgrade.

Also in 4Q21, a payment of R\$ 41.7 million was made under a contractual obligation as a result of Light abandoning the Itaocara hydroelectric power plant project.

Distribution

Light Serviços de Eletricidade S.A.

Operating Performance

| Billed Sales [GWh] |

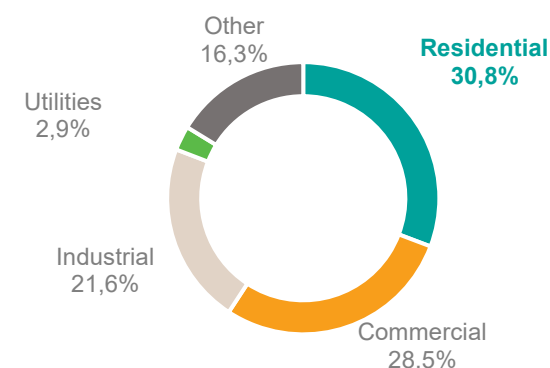
Segment	4Q21			4T20 4Q20			Change Total (%)
	Captive	Free	Total	Captive	Free	Total	
Residential	1,886	-	1,886	2,190	-	2,190	(13.9%)
Commercial	1,041	704	1,745	1,219	642	1,861	(6.2%)
Industrial	96	1,229	1,325	130	1,197	1,327	(0.2%)
Other	739	258	997	869	112	980	1.7%
Utilities	-	178	178	-	296	296	(39.8%)
Total	3,762	2,369	6,131	4,408	2,247	6,654	(7.9%)

* Includes free customers, distributor generation and utility companies

Total electricity sales in 4Q21 were **6,131 GWh**, a decrease of 523 GWh (-7.9%) compared with 4Q20. The subdued performance reflects the combined effect from a slow economic recovery in our service area throughout the year, especially in the Commercial segment, and lower-than-historical-average temperatures in the period.

Captive customer consumption **contracted by 14.7%** in the quarter, partly reflecting the Consumption Reduction Program (-236 GWh), which affected performance in 4Q21. **Grid usage** consumption **increased by 5.4%**, primarily driven by free customers, reflecting continued migration of large and medium-sized customers.

| Electricity Sales | 4Q21



| Average Temperature [°C] |

23.7°C X **25.4°C**
average in 4Q21 average in 4Q20

24.5°C (4-year average)

In 3Q21, Utility consumption decreased by 118 GWh. Utility consumption is electricity that is transported by our system and consumed by other utilities adjacent to Light SESA's service area. The total electricity market, excluding Utilities, contracted by 405 GWh (-6.4%) from 4Q21 to 4Q20.

Residential consumption was 1,886 GWh in 4Q21, a YoY reduction of 13.9%. Residential consumption is highly sensitive to temperature, which was below historical levels throughout the year and especially in 4Q21, with average temperatures 1.7°C below those in 4Q20.

The **Commercial segment contracted by 6.2%** YoY. This segment has been the most severely affected by the pandemic since 2020, and the recovery was slower than the national average throughout 2021. Sectors such as Telecommunications, Transportation and Retail had the most subdued recovery. The slow economic recovery in our service area has continued to affect consumption.

The **Industrial Segment** was **flat with 4Q20 (-0.2%)**. Within our service area, the Industrial

segment saw the most pronounced recovery when restrictions on mobility were eased, led by the Metals & Steelmaking industry. Conversely, the Packaging and Rubber & Plastics industries contracted year on year.

Grid usage, which includes free customers, distributed generation and electric utilities, closed 4Q21 with a 38.6% share of the total market.

The **Electric utilities** segment **contracted by 39.8%**, a trend seen throughout 2021. The reduction reflects changes in certain utilities' power sourcing arrangements, with some switching from our distribution system to a direct connection to the national backbone grid, and others connecting directly to thermal power plants. These changes affected the consumption profile in this segment.

The **free market** accounted for 33.3% of total distribution sales in the quarter. Captive customer migration to the free market totaled 90GWh in 4Q21. This, however, has no effect on our margins, as we continue to transport, and receive TUSD charges for, their electricity. As of December 2021, the number

of free customers increased by 68 compared to September 2021, totaling 1,504 free customers at quarter-end.

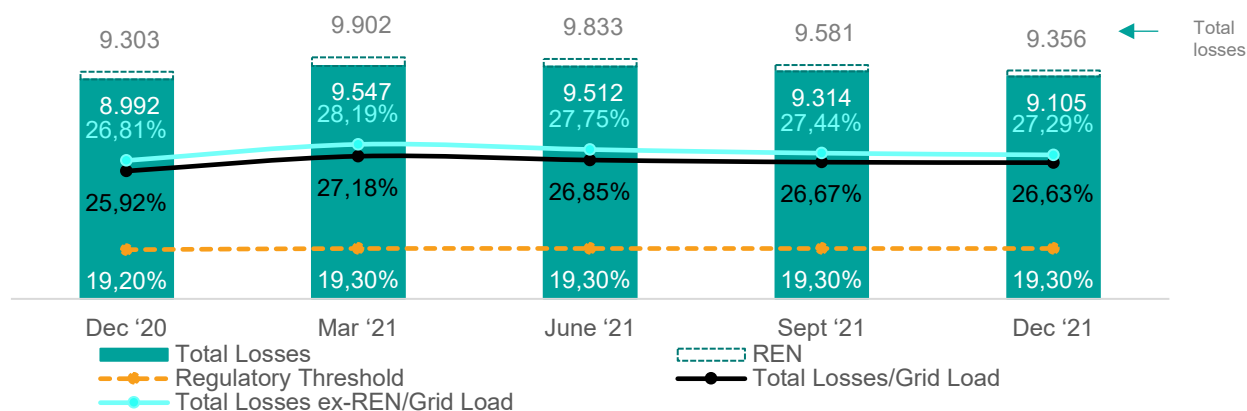
Loss Reduction

Consistent with the trend observed in previous quarters, in 4Q21 **total losses (12 months) were down by 209 GWh** in 4Q21. Excluding REN, total losses (12 months) similarly fell by 225 GWh from 3Q21.

Total losses on grid load closed 4Q21 at **26.63%, down 0.04 p.p.** on 3Q21. Light's loss reduction program delivered 92GWh in loss reductions, reflecting higher recovered and incorporated electricity compared to 3Q21. Lower average temperatures (4Q21 vs. 4Q20: -1.64°C) also contributed to the loss reduction, as warmer temperatures come with higher rates of wasteful consumption.

As of December 2021, Light was 7.33 p.p. above the 19.30% regulatory pass-through cap defined by ANEEL in its Rate-Setting Review (RTP) in March 2017, as adjusted by the benchmark market and ratified by the regulator in the rate adjustment (IRT) in March 2021.

Changes in Total Losses [GWh] | 12 months



Among the activities under our **loss reduction plan**—which was revised at the beginning of 2021—recurring energy recovery efforts remained the most effective in the quarter. We built further on our efforts in 3Q21 to replace obsolete meters, ending the quarter with more than 6,200 (+33%) units replaced. A total of 63,000 meters were replaced throughout the year. Light's loss-proofing strategy has continued to expand, with customer normalization increasing by 5,800, up 59% on 3Q21. In a year-on-year comparison, other important loss reduction levers included a 177% increase in

normalizations within our Inspection Program, and efforts against illegal connections, in which we normalized 60% more connections than in the previous year.

Non-technical losses/low voltage market (12 months) increased by 0.74 p.p. to 54.54% compared to 3Q21. A 153 GWh reduction in non-technical losses was offset by higher contraction of the low-voltage market, at 453 GWh.

The higher losses in Conventional Approach Areas can be attributed to the following factors:

| In 1Q21, after reestablishing relationships with customers in Special Approach Areas, we reclassified these as Conventional-Approach Areas. These areas, however, still have relatively high loss rates.

| Unbilled Electricity⁴ in 4Q21 and changes to the invoicing calendar for group A in 4Q20.

| Cancellation of old REN cases under a new strategy to enhance REN collections.

Incorporated Power (IEN) in 4Q21 (126.2 GWh) was 24 GWh more than in 3Q21, reflecting increased efficiency in our loss reduction efforts, with our Inspection Program accounting for 11.1 GWh of the increase compared to 3Q21.

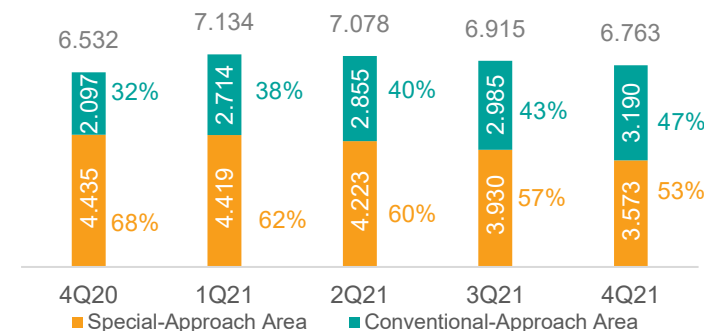
As described in our 1Q21 earnings release, Light's initiative addressing disconnected customers has continued in 2021 but with a revised strategy to improve the collection

profile. This led to reduced volumes of customer normalizations compared with the previous year. As a result of this strategy, the total volume of suspended customers was reduced, as shown in the graph.

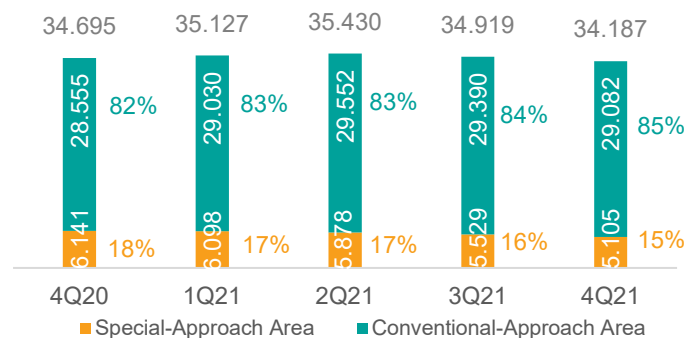
Recovered Power (REN, 12 months) decreased by 6.1% in the quarter compared to 3Q21, at 250 GWh. The decrease was primarily due to a reduction in average billed electricity for normalized customers at 1,957 kWh in 4Q21, down 4% from 3Q21. This reflects Light's strategy of managing REN collections in a way that allows customers to remain in the formal market while sustainably increasing billed sales.

be invoiced in the following month under the invoicing calendar.

Non-Technical Losses [GWh] | 12 months

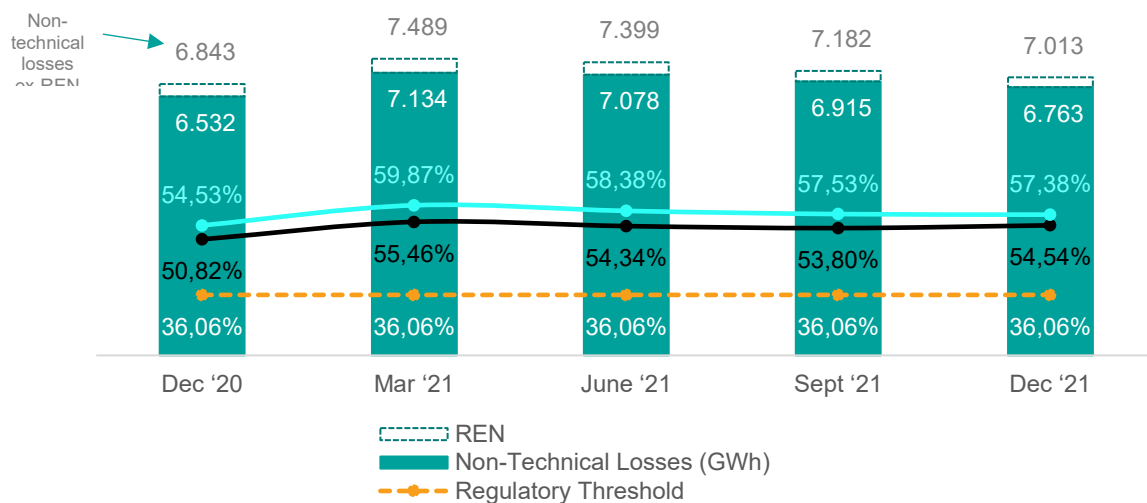


Grid Load [GWh] | 12 months

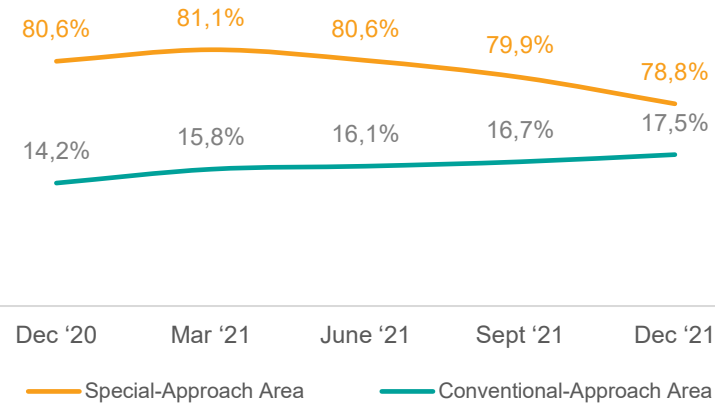


⁴ Unbilled Electricity (ENF): electricity that has been metered in the current month but will only

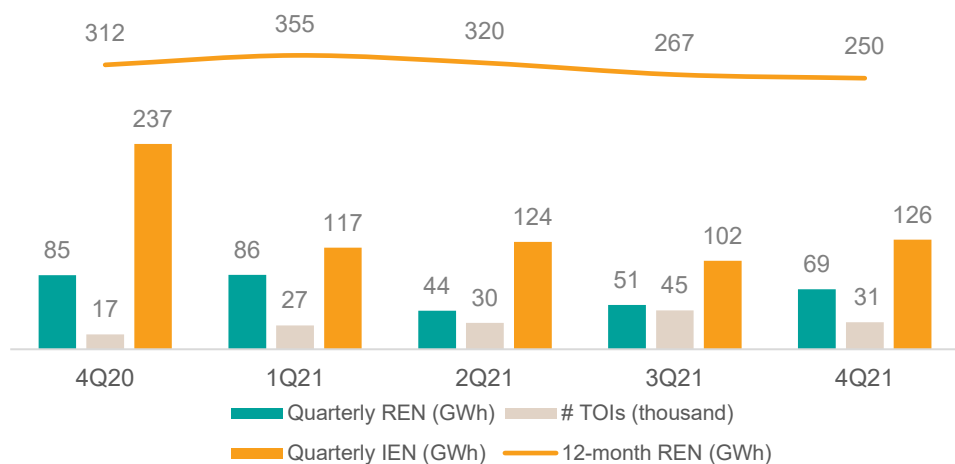
Changes in non-technical losses/low voltage market | 12 months



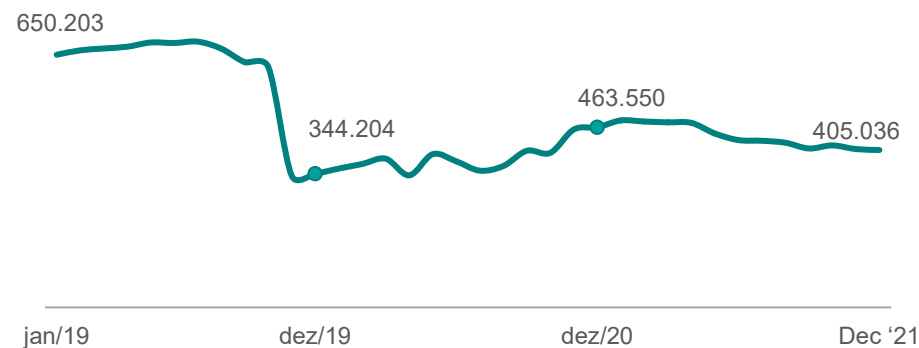
Total Losses/Grid Load | 12 months



12-month changes in quarterly IEN and REN [GWh], and number of TOIs [thousand]



Disconnected customers [as of Dec '21]



Collections

Our **total collection rate** (12 months) was **96.4% as of December 2021, an increase of 0.2 p.p. in September 2021** (96.2%) and an increase of **1.4 p.p. in December 2020** (95.0%).

In 4Q21, despite the Water Shortage surcharge (with an average impact of 20.5% on the B1 residential rate), Light was successful in its reduction efforts, outperforming 3Q21.

Our positive 4Q21 performance reflects improved collection rates in the Retail and Government segments as a result of increased collection effort, including blacklisting and proactive customer outreach via our machine learning-enabled ARU and SMS and WhatsApp messaging. A wider range of payment methods—including credit cards, PIX, PicPay and AME—improved collections in the Retail segment. We also perfected our approach to negotiating with Government customers in the period, and in October 2021 we launched a successful campaign to collect receivables from delinquent customers.

More than 40,000 customers, especially residential customers, who had at least one invoice more than 6 months overdue opted in and settled their overdue bills, at an average discount of 52%.

The ratio of **ADA to Gross Operating Revenue (12 months)** was 3.3% in December 2021, **decreasing by 0.2 p.p.** from September 2021. Not including a nonrecurring provision established in 3Q21,

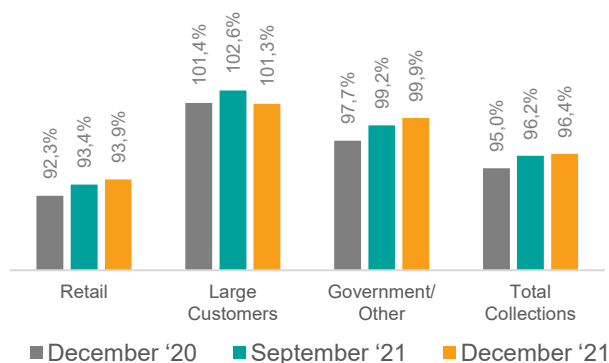
ADA to Gross Operating Revenue (12 months) would have been **3.0%**.

ADA was 79.1 million in the quarter, 20.2% less than R\$ 99.2 million in 4Q20. Year on year, ADA decreased to R\$ 597.4 million in 2021 from R\$ 618.7 million in 2020.

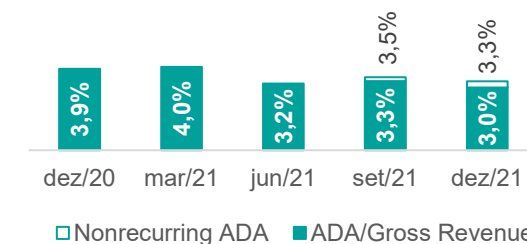
The year-on-year reduction reflects improved collection outcomes in 2021 and adjustments to the method of accounting for the receipt of long-overdue receivables.

Collection rate by segment

12 months [including overdue REN installment]



ADA/Gross Revenue | 12 months



Operational Levers

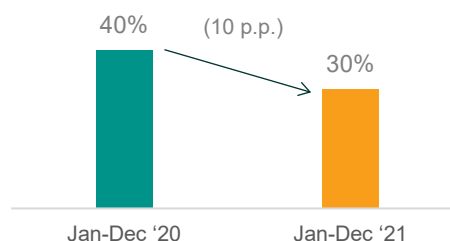
One of the biggest challenges currently facing Light is **reducing electricity theft**. Our loss reduction strategy is based on **discipline and winning back lost market**.

Apart from routine inspections, we have implemented a range of other measures including **increased customer normalization and incorporation into our customer base, replacement of obsolete equipment, and deployment of new technology**. We have also intensified **training for field crews**.

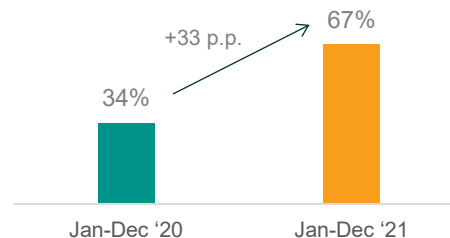
Light has **invested more than R\$ 460 million** in loss reduction and enhanced collection efforts since the start of the year, **an increase of approximately 60% compared with 2020**.

The plan we have designed for the 2021-26 cycle is also supported by another important pillar: our **new management model**. It is underpinned by **effective line of sight, an improved control structure across all Levels of the organization, objective and transparent reporting, and other principles**.

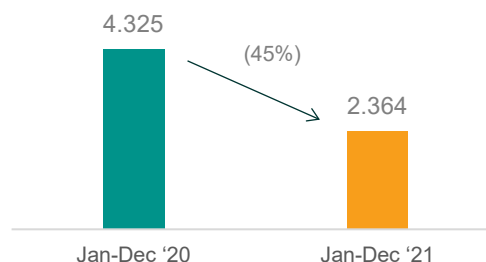
| % Not Inspected [NI] |



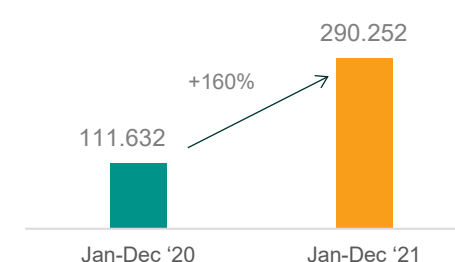
| % Detection / Inspection |



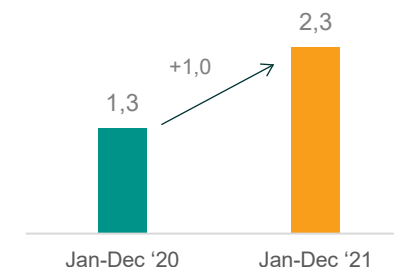
| Average REN/Customer [kWh] |



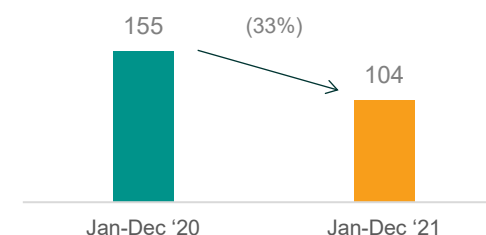
| Normalization [Qty.] |



| Normalization Productivity / Crew |



| Average IEN/Customer [kWh] |



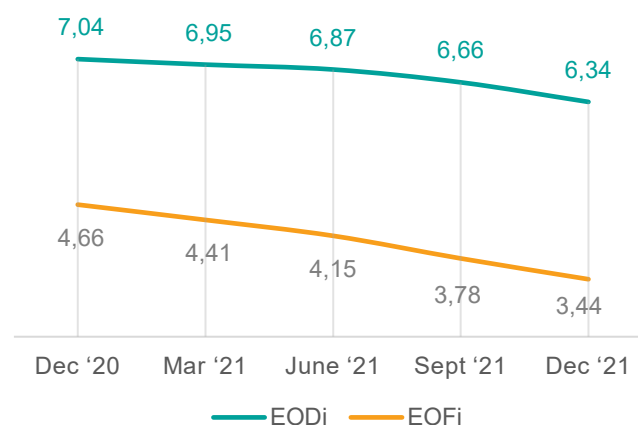
Operational Quality⁵

Despite the significant challenges in our service area, we have continued to achieve steady improvement in operational quality performance. At December 2021 Light again reported strong performance thanks primarily to continued execution of our multi-annual investment plan and initiatives to modernize our distribution systems and substations, combined with continuous operational improvements such as centralized operation centers and better-targeted maintenance activities.

Equivalent Internally Caused Outage Duration per Consumer Unit – **EODi (12 months)** was **6.34 hours** in 4Q21, down 4.8% (-0.32h) from September 2021.

Equivalent Internally Caused Outage Frequency per Consumer Unit – **EOFi (12 months)** was **3.44x** in 4Q21, decreasing by 9.0% (-0.34x) from September 2021. Our EODi and EOfi rates were the lowest in the last 20 years. In 4Q21, both **EODi and EOfi**

were within the limits established by ANEEL in the concession agreement. EODi was 29% (-2.56h) below the limit of 8.90 hours and EOfi was 40% (-2.29x) below the limit of 5.73x at quarter end.



*Light has continued to deliver strong operational results, ranking as the 3rd best distribution company for EOfi and the 4th best for EODi.**

*Source: Company, based on ANEEL data. Distribution companies with more than 1 million customers.

⁵ EOD and EOF rates have been recalculated under an ANEEL resolution.

Financial Performance

Adjusted EBITDA in the Distribution business was R\$ 535.6 million in 4Q21, down 20.9% from 4Q20 (R\$ 677.5 million).

In both periods there were nonrecurring items that affected Adjusted EBITDA (+R\$ 48.3 million in 4Q21⁶ and +R\$ 323.2 million in 4Q20⁷).

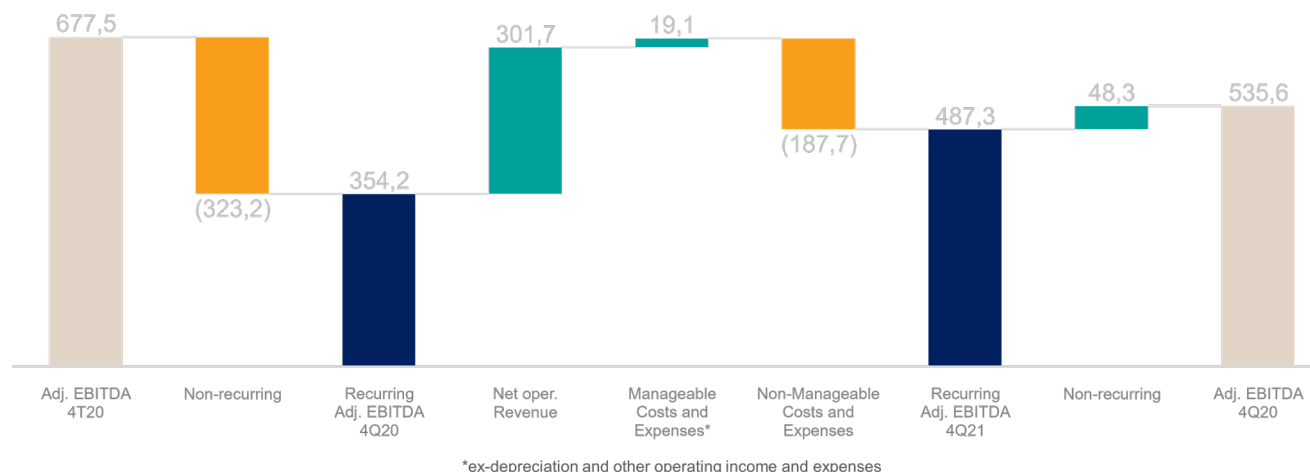
Not including these effects, adjusted EBITDA would have been R\$ 487.3 million in 4Q21 and R\$ 354.2 million in 4Q20. The R\$ 133.1 million increase is due primarily to higher revenue from Captive and Free Customers, partly offset by increased costs under power purchase agreements.

Net operating revenue, excluding construction revenue, was R\$ 3,490.0 million in 4Q21, down 3.2% on 4Q20:

Revenue from Captive and Free Customers closed the quarter at R\$ 2,864.2 million, up 17.5% on 4Q20. Despite the 8% contraction

⁶ Revision of provision for legal claims (+R\$ 48.3 million).

Adjusted EBITDA | 4Q20 / 4Q21 - R\$ MM



of the total billed market in 4Q21, an average rate increase of 6.75% in March 2021 and the introduction of a Water Shortage surcharge in 4Q21 where the primary factors in the R\$ 426.8 million quarter-on-quarter increase in revenue.

Unbilled electricity was R\$ 16.8 million, a year-on-year reduction of R\$ 80.5 million reflecting higher baseline unbilled electricity in 4Q20 due to a change in the meter

⁷ Settlement of a lawsuit against Furnas (R\$ 393.8 million) and the effects from a court decision

reading calendar for group A customers, which in 2021 were switched to within-the-month readings.

CVA was R\$ 380.7 million in 4Q21, decreasing by R\$ 30.8 million from 4Q20 mainly as a result of lower expense on hydrologic risk and higher rate tier revenue, which more than offset the increase in System Service Charges (ESS).

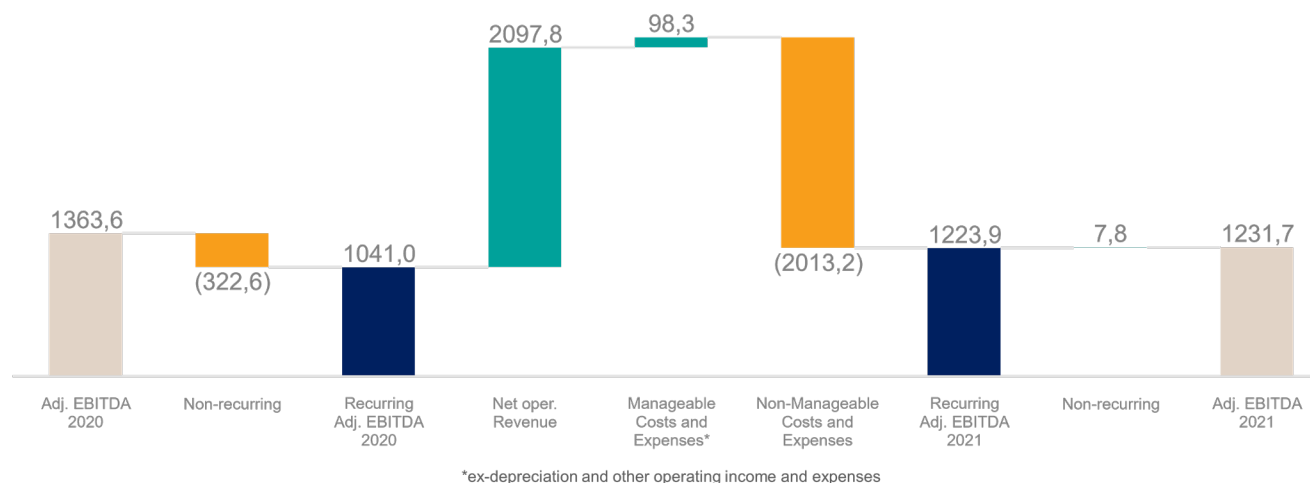
creating a cap on ICMS tax on Fixed Assets (R\$ 70.5 million).

| Other Revenue was R\$ 16.3 million in 4Q21, a change of R\$ 458.9 million reflecting the recognition of a R\$ 417.0 million settlement (net of taxes) with Furnas in 4Q20.

Manageable costs and expenses totaled R\$ 458.1 million in 4Q21, representing a 24.6%, or R\$ 149.7 million, reduction compared to 4Q20. The change is primarily due to a reduced provision for contingencies in 4Q21 compared to 4Q20.

PMSO (Personnel, Material, Third Party Services and Other) expenses increased by 3.4% (R\$ 6.6 million) compared to 4Q20, but less than the inflation rate in the period (12-month IPCA: 10.06%). **PMC expense**, which measures the Company's performance in reducing manageable expenses, was flat compared to 4Q20. Personnel expenses rose by R\$ 25.8 million reflecting increased eligibility to performance-linked variable compensation. The increase was offset by a reduction of R\$ 6.3 million in Material expenses, as a result of improved terms negotiated with supplier, a higher rate of capitalization, and a R\$ 20.1 million reduction in Outsourced Services, due to higher

Adjusted EBITDA | 2020 / 2021 - R\$ MM

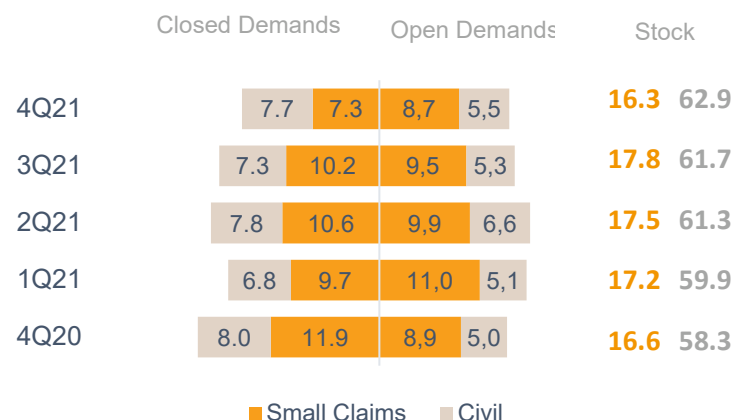


productivity and operational process efficiency. **Other** expenses decreased by 32.9% (- R\$ 7.2 million) compared with 4Q20, reflecting lower arrears charges in 2021.

Provisions for contingencies were R\$ 23.4 million at quarter end, down by R\$ 147.7 million from 4Q20. Both quarters had non-recurring items, as follows: in 4Q21, a review of internal commercial processes (+R\$ 48.3 million) and, in 4Q20, the effect of a court decision on exclusion of ICMS from Fixed Assets (-R\$ 70.5 million) and legal fees in

connection with the Furnas lawsuit (-R\$ 23.3 million). Not including these effects, provisions for contingencies would have decreased by R\$ 5.7 million year on year. Tax, regulatory and labor provisions fell by R\$ 25.8 million in 4Q21, while civil provisions (Small Claims and Mass) rose to R\$ 18.7 million, largely reflecting a maturing stock of Mass Civil cases.

Litigation - Stock of Small Claims & Civil Cases [thousand]



Provision for Contingencies [R\$ million]	4Q21	4T20 4Q20	Change 4Q21/4Q20
Small Claims	(23.1)	(21.1)	(2.0)
Mass Civil	(47.1)	(53.6)	6.5
Labor/Tax/Reg.	(1.0)	(97.4)	96.4
Other	47.7	0.9	46.8
Total	(23.4)	(171.2)	147.7

Non-manageable costs and expenses were R\$ 2,652.4 million in 4Q21, a YoY increase of R\$ 187.7 million or 7.6% attributable primarily to higher expenses on electricity purchases from the Norte Fluminense Thermal Power Plant and CCCE expense.

The rate adjustment for the Norte Fluminense Thermal Power Plant increased costs by R\$ 91.8 million, with ICMS credits factored in. Itaipu expenses increased slightly at R\$ 3.9 million, reflecting a stable dollar against the real. The negative rate adjustment for nuclear plants in 2021 decreased costs by R\$ 10.3 million YoY.

CCEE expenses rose by R\$ 209.9 million in 4Q21 compared with 4Q20. The most significant changes in the year include:

- An increase of R\$ 498.4 million in System Service Charges (ESS) as a result of the National Grid Operator being required to source more expensive electricity from thermal power plants and neighboring countries to mitigate the water crisis.
- A reduction of R\$ 171.2 million in hydrologic risk expense, reflecting a significantly lower PLD during 4Q21 due to a YoY reduction of the GSF in October 2021.

An increase of R\$ 46.9 million reflecting reduced sub-market exposure (as a result of the lower PLD in 4Q21) and R\$ 20.8 million in added revenue from the sale of contract surpluses on the spot market (due to load contraction in the period). In addition, Light posted a financial surplus of R\$ 42.7 million in the Spare Capacity Charge (REE) account. The combined effect from the three components was a positive balance of R\$ 110.4 million in 4Q21 compared to 4Q20.

Periodic Tariff Review

The most recent edition of the Tariff Review was carried out within a new regulatory model that factors in the challenges of complex service areas such as ours.

As a result of the review, the sum of Component B, Impaired Revenues and Losses will have a positive impact of approximately R\$ 770 million on Distribution business EBITDA and cash, including an impact of R\$ 542 million in 2022 alone. The overall gain as a result of the Rate-setting Review over its five-year lifecycle is equivalent to a net present value of R\$ 2.8 billion.

The positive outcome from the Periodic Rate-setting Review will provide the financial health to continue implementing our management model with a full focus on achieving the consistent results in the distribution segment that are needed to sustain business performance.

Below we provide a comparison between the parameters for the previous rate-setting review cycle (March 2017 to February 2022) to the new cycle beginning in March 2022.

R\$ mn	Previous Tariff (2021 Tariff Review)	Current Tariff (2022 Tariff Review)	Change
Component B	2,789	3,368	579
Impaired Revenues	315	262	(52)
Losses	1,775	2,018	243
Component B + IR + Losses	4,878	5,649	770

NPV [WACC 7.15%]	2,793
-------------------------	--------------

The figures in the table assume a constant currency and a constant market

**(R\$ 542 MM in 2022 –
Mar '22-Dec '22)**

Finance revenue (expense) in 4Q21 was an expense of R\$ 305.9 million compared with an expense of R\$ 173.2 million in 4Q20, improving by R\$ 132.9 million. The improvement is explained by impacts from the following line items:

Finance Revenue/Expense [R\$ MM]	4Q21	4T20 4Q20	Change 4Q21/4Q20	2021	2020	Change 2021/2020
Finance Revenue	143.7	38.8	270.9%	319.0	748.2	(57.4%)
Finance Expense	(449.6)	(212.0)	112.1%	(1370.2)	(1147.1)	19.5%
Total	(305.9)	(173.2)	76.6%	(1051.2)	(398.9)	163.6%

Debt-service charges and Monetary variance (-R\$ 96.0 million), reflecting an increase in gross debt and related debt-service costs, due primarily to higher CDI and IPCA rates.

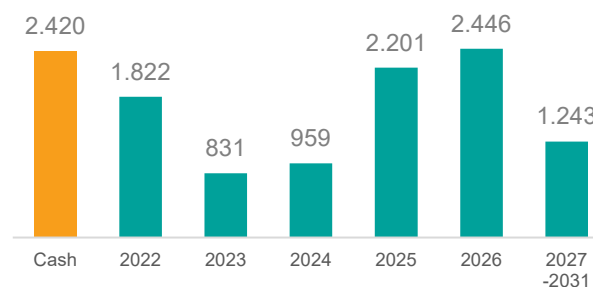
Swap transactions and foreign-exchange variance (-R\$ 45.7), reflecting losses on marking to market swap transactions due to a rising future CDI curve.

Finance revenue/expense was an expense of R\$ 1,051.2 million in the year versus an expense of R\$ 398.9 million in 2020.

The Distribution business posted **net income** of **R\$ 46.3 million** in 4Q21, compared with R\$ 239.7 million in 4Q20.

Amortization [R\$ MM]

Average maturity: 3.6 years



Debt indexes



Generation

Light Energia S.A.

Market risk management

With the water crisis projected to continue toward the end of the year, reducing the GSF as a result of decreased hydropower generation, and consequently elevating the PLD, Light Energia maintained its market risk hedging strategy and procured additional volumes of electricity for 4Q21.

However, the water crisis began to subside during the course of the fourth quarter, especially in the second half of October 2021, when streamflow became more consistent with expected averages and especially strong in the headwater areas of Brazil's main river basins, easing pressure on electricity costs. Despite the short-term improvement in hydrologic conditions, most reservoirs remained at critical levels, and in order to replenish them the National Grid Operator maintained its strategy of dispatching large

volumes of thermal power out of merit order, prioritizing electricity security. This pushed the GSF down to low levels of between 52% and 4% in October and November 2021. However, a decline in the PLD toward the end of the year led to worse-than-expected results from electricity purchases for 4Q21, which were made on the assumption that the water crisis would continue. In this context, Light focused on reducing exposure to the spot market (PLD) and preserving revenues, resulting in a surplus of 14 MWavg at quarter end.

Light's revenue preservation and market risk management strategy proved to be effective and delivered strong results in 2021. Using this preventive approach, Light successfully mitigated the adverse effects from the water crisis that began toward the end of the first half of the year, including market price volatility, a rising PLD—which reached its ceiling during certain months—and historically low GSF levels.

Light's market risk management strategy effectively hedged Generation business

results in 2021, avoiding potential losses as a result of the water crisis.

Operating Performance

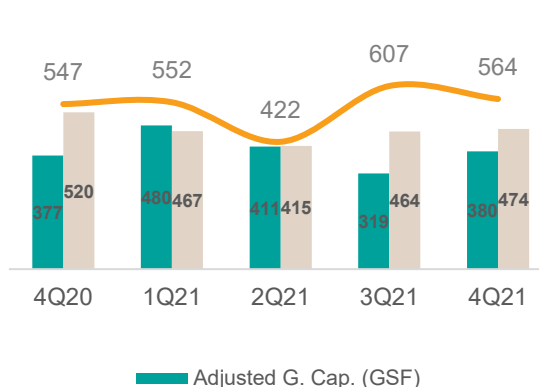
Light's power balance management strategy is based on mitigating hydrological risk through proactive electricity trading.

This strategy includes joint initiatives by Light's Generation and Trading businesses, which align their efforts to maximize consolidated gains on electricity purchase and sale transactions. These strategies are designed to hedge the results of the Generation business during a crisis, such as the water crisis in the early 4th quarter of the year.

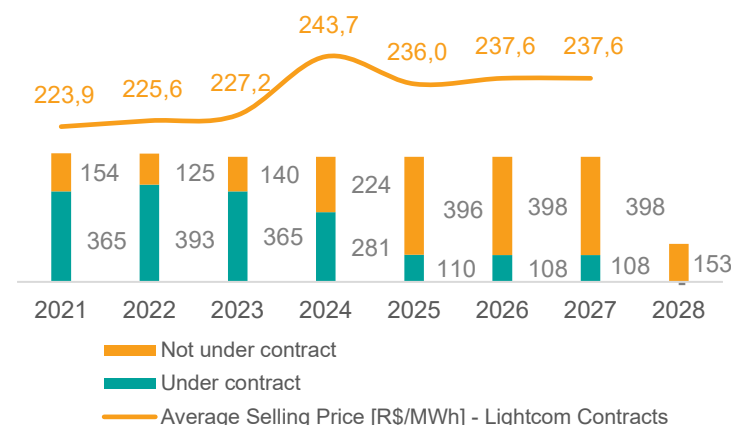
As part of our strategy for the Generation business, we leave a substantial portion of our guaranteed capacity not under contract. In 2021, 17% of our capacity was earmarked to mitigate any seasonal GSF effects during the course of the year.

Due to the seasonalization of our contracts, electricity sales allocations were marginally reduced by 8.8% in 4Q21 (474 MWh) compared to 4Q20 (520 MWh). Purchased

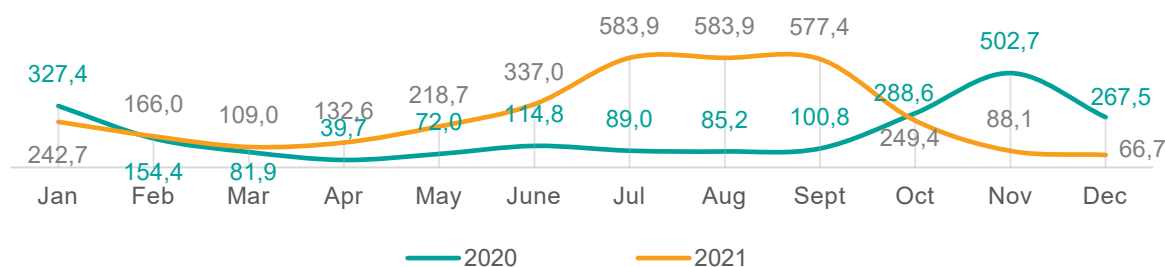
| Guaranteed Capacity [aMW] |



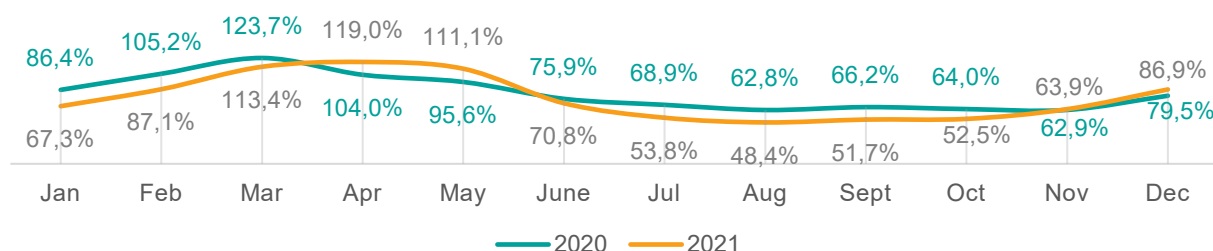
| Contract Capacity [MWh] |



| Average Monthly PLD Southeast/Midwest [R\$ /MWh] |



| GSF - Generation Scaling Factor |



electricity volumes decreased by 22.0% in 4Q21 (113 MWavg) versus 4Q20 (145 MWavg).

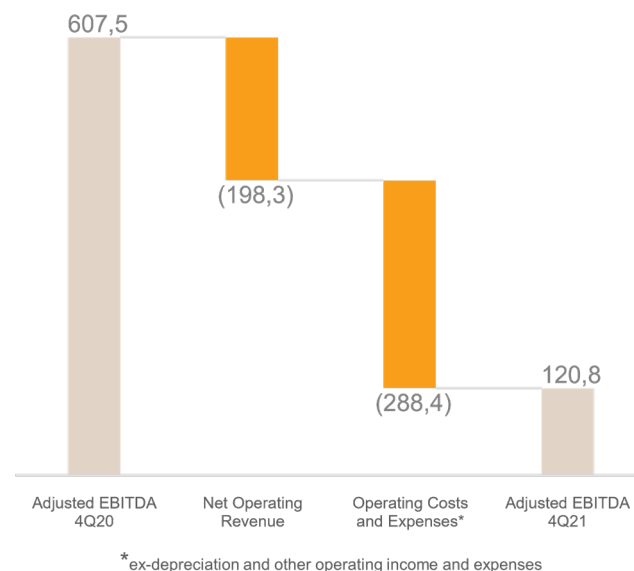
Financial Performance

Net revenue decreased by 48.8% (R\$ 198.3 million) YoY in the quarter primarily as a result of contract seasonality and the consequent reduction in power sales.

Operating costs and expenses were R\$ 117.7 million in 4Q21 compared to positive R\$ 129.6 million in 4Q20. In 4Q20, Light reversed R\$ 433.8 million in prior-year costs that were deemed to have been unduly recognized with the recognition of intangible GSF assets under ANEEL regulations. In addition, a provision of R\$ 42.6 million was recognized with respect to the fair-value adjustment of Light Energia's interest in Guanhães Energia, affecting the Other operating revenue/expense line item in 4Q20.

Not including the effects from recognition of the GSF gain and fair value adjustment in 4Q20, **operating costs and expenses**

Adjusted EBITDA | 4Q20 / 4Q21 - R\$ MM

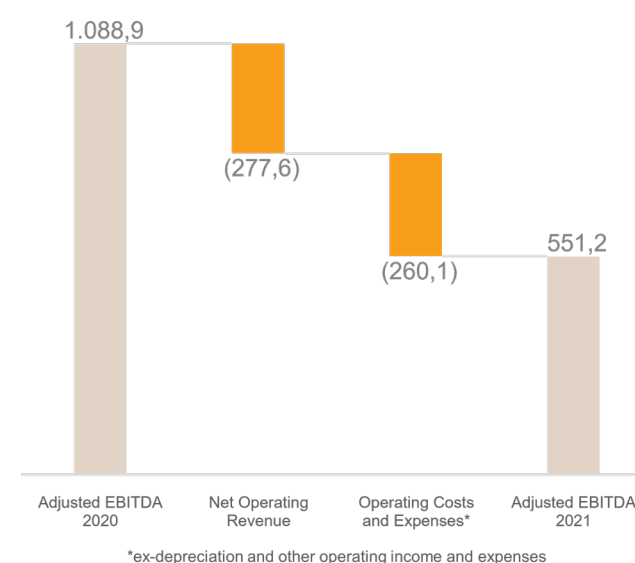


decreased by R\$ 143.9 million YoY as a result of reduced power purchases in the ACL and spot market.

PMS expense fell by R\$ 1.0 million YoY, with the highest reduction in the Personnel line item.

Depreciation increased by R\$ 14.1 million on 4Q20 due to the effects from recognition of intangible GSF

Adjusted EBITDA | 2020 / 2021 - R\$ MM



assets, the amortization effects of which were recognized in 4Q20.

Adjusted EBITDA was R\$ 120.8 million in 4Q21, down by R\$ 486,7 million from 3Q20. Not including the effects from recognition of GSF, the YoY decrease would have been R\$ 52.9 million.

Finance revenue/expense in 4Q21 was an expense of R\$ 35.9 million, a difference of R\$ 193.2 million compared to 4Q20. The most significant changes were:

| A positive effect from the non-adjustment of the GSF, the outstanding balance of which was settled in April 2021, resulting in a reduction of R\$ 209.7 million compared to 4Q20.

| Swap transactions and foreign-exchange variance (-R\$ 15.7), reflecting losses on marking to market swap transactions due to a rising future CDI curve.

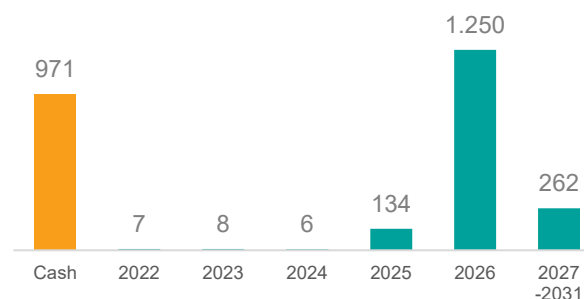
There was also a positive effect from yields on short-term investments as a result of the larger cash balance and higher interest rates.

Light Energia, excluding its equity interest in Guanhões, reported **net income** of R\$ 38.1 million in 4Q21 compared to net income of R\$ 202.5 million in 4Q20. Not including the effects from recognition of the GSF gain and fair value adjustment in 4Q20, net income/loss would have been a loss of -R\$ 56.1 million.

Finance Revenue (Expense) [R\$ MM]	4Q21	4T20 4Q20	Change 4Q21/4Q20	2021	2020	Change 2021/2020
Finance Revenue	32.4	4.9	567.8%	56.4	347.7	(83.8%)
Finance Expense	(68.3)	(233.9)	(70.8%)	(265.3)	(689.5)	61.5%
Total	(35.9)	(229.0)	84.3%	(290.5)	(341.8)	15.0%

| Amortization [R\$ MM] |

average maturity: 4.7 years



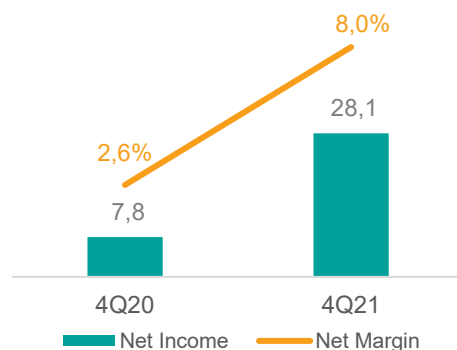
| Debt indexes |



Trading

Lightcom Comercializadora S.A.

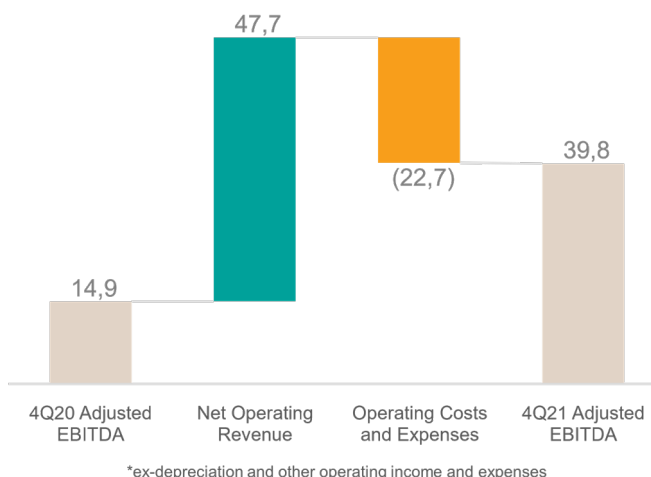
Operating and Financial Performance



Trading volume was 712 MWavg in 4Q21, a gain of 2.5% in 4Q20 (694 MWavg) reflecting a more effective approach to intra-year trading with market agents (generation and trading companies). As an additional factor, new transactions were completed with end customers that also supported growth in Lightcom's customer base.

The **average selling price** in the period was R\$ 223.0/MWh, 12.9% higher than in 4Q20 (R\$ 197.4/MWh). The increase reflects higher market prices and added intra-year trades.

| Adjusted EBITDA | 4Q20 / 4Q21 - R\$ MM

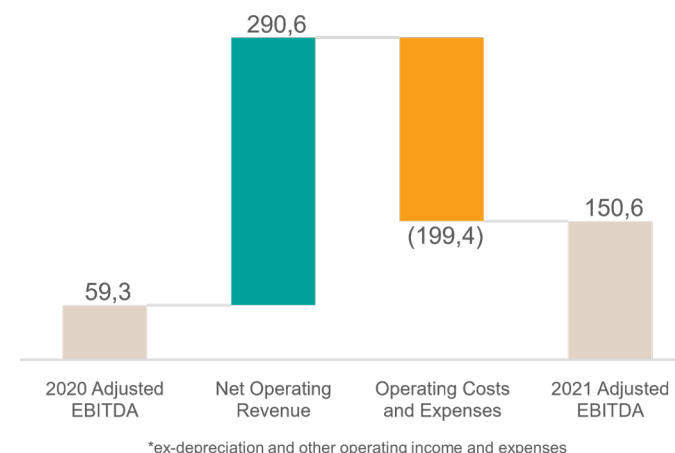


The Trading business posted **Adjusted EBITDA** of R\$ 39.8 million in 4Q21, compared with Adjusted EBITDA of R\$ 14.9 million in 4Q20, due to higher revenues from the resale of electricity.

Lightcom's **finance revenue** increased by R\$ 1.7 million YoY, driven by a higher cash volume and higher interest on short-term investments.

Net income was R\$ 28.1 million, an increase of R\$ 20.2 million on 4Q20. Lightcom closed

| Adjusted EBITDA | 2020 / 2021 - R\$ MM



the quarter with a net margin of 8.0%, 5.4 p.p. higher year on year.

Performance on Environmental, Social and Governance (ESG) issues

Performance in the Quarter

In 4Q21 we reaffirmed our **focus on transparency, accountability, equity, and continuous engagement with stakeholders.**

Light has been named to the Brazilian stock exchange's (B3) Corporate Sustainability Index (ISE B3) and Carbon Efficient Index (ICO2) for 2022. **Light has been named to the B3 ISE index for the 15th consecutive year, and to the B3 ICO2 index for the second consecutive year.**

We received a Women on Boards seal of approval, which recognizes companies that have at least two women on their boards. Light's Board of Directors currently has three women, more than the market average.



In 2021 we updated our **Materiality Matrix** to reflect the topics that are material to Light from the company's and shareholders' perspective (within the double materiality concept). The materiality process was led by the ESG+ Committee, under the Board of Directors.

Based on the new Matrix, we selected 10 priority topics to inform our ESG strategy in 2022 and our periodic reporting. **We accordingly reformulated our quarterly earnings releases to include highlights for each material topic:**

1. Quality of service and Operational efficiency

In 4Q21, Light delivered excellent operational results as detailed in the section "Operational Quality".

2. Community relations

Community investments in 4Q21 and throughout 2021 decreased year on year due to an effort to restructure our Communities Program. With support from community leaders, this program works to reestablish our relationship with residents in these areas in order to normalize electricity supply to customers, and increase collections.

3. Health and safety

We recorded 20 injuries in 4Q21, three more than in 4Q20, with a resulting 2.8% increase in our injury frequency rate and a 5.0% increase in our injury severity rate. Most injuries involved traffic accidents and minor sprains. All occupational incidents, whether resulting in injury or only property damage, are investigated to inform preventive action and lessons learned.

4. People management

We closed the quarter with a significant increase in the share of women in our workforce, in leadership positions and, as previously mentioned, on the Board of Directors, another positive outcome from the affirmative action implemented as part of our Diversity, Equity & Inclusion Program (*Empodera*).

In training and capacity building, training man-hours decreased in 4Q21 compared to 4Q20 as the in-sourcing effort launched in 2020 came to a close. Training in the period was again focused on the rollout of our Management Excellence Program.

5. Financial health and the capital market

We maintained our commitment to shareholders, and strengthened access to the capital market as detailed in the section “Financial Performance”.

6. Improving the customer experience

In 2021, our main efforts in customer relationship management were targeted to improving the customer experience across different service channels. It was a year of transformation, capacity building, and realigning objectives, methods and strategies. As a result of these efforts, in 4Q21 we successfully reduced the number of customer complaints by 2.19 p.p. compared to 4Q20, which is especially significant given that the 2020 baseline was already low due to the lockdowns during the pandemic, which reduced the number of incoming complaints.

7. New business models

Amid the energy transition in Brazil, which is creating a favorable business environment for renewables, in 4Q21 we secured ANEEL approval of a distributed generation pilot project at Light Energia’s hydroelectric reservoirs, with funding from the Energy

Efficiency Program. The power output from the project will be supplied to thousands of families living in communities within Light’s service area.

8. Losses and delinquency

We closed 4Q21 with a reduction in total losses and higher collections, as detailed in the sections “Loss Reduction” and “Collections”.

9. Innovation and technology

In 4Q21 Light’s research and development (R&D) spending decreased by 24.2% compared to 4Q20, as more projects were completed in the quarter than were launched. Throughout fiscal 2021, R&D spending was 5.9% higher than in 2020.

It is important to note that under Law no. 14,210, newly enacted in 2020, the cumulative balance of a company’s R&D account as of August 2020 was required to be transferred to the Energy Development Account (CDE), with the exception of any projects to which funding had already been committed. However, the transfer procedures were only established by Aneel in April 2021,

affecting our ability to prospect for new projects.

10. Climate change

Toward the end of the year, we began our annually reported greenhouse gas emissions inventory. One of the metrics we measure as part of the inventory is internal electricity intensity. During the quarter, internal consumption decreased by 50.1% due to a high baseline consumption at year-end 2020 (which retroactively included non-recurring consumption). Excluding this effect, internal consumption intensity would have been flat at approximately 5.4 MWh/employee in the quarter.

The topics deemed most material for Light and our stakeholders are tracked using financial and operational performance indicators that we report in our financial statements, as well specific ESG performance indicators that we now track and report on a quarterly basis.



ESG Indicators

Main Metrics	4Q21	4Q20	Change 4Q21/4Q20	2021	2020	Change 2021/2020
People Management						
Company employees	5,223	5,531	(5.6%)	5,223	5,531	(5.6%)
Outsourced workers	8,656	6,446	34.3%	8,656	6,446	34.3%
% female employees	19.5%	18.3%	1.2 p.p.	19.5%	18.3%	1.2 p.p.
% women in leadership positions	29.0%	27.3%	1.7 p.p.	29.0%	27.3%	1.7 p.p.
% women in Senior Management positions	37.5%	25.0%	12.5 p.p.	37.5%	25.0%	12.5 p.p.
Average hours of training per employee	6.3	11.6	(45.7%)	21.1	51.0	(58.6%)
Turnover Rate	3.2%	2.7%	0.5 p.p.	9.5%	13.0%	(3.5 p.p.)
Health & Safety						
Injury frequency rate	2.53	2.46	2.8%	2.71	2.22	22.1%
Injury severity rate	105	100	5.0%	305	75	306.7%
Improving the Customer Experience						
Total customer complaints	9.21%	11.40%	(2.19 p.p.)	42.33%	39.71%	2.62 p.p.
Community Engagement						
Community Investment (PEE funding) (R\$ MM)	1.10	2.24	(51.0%)	5.07	6.74	(24.7%)
Climate Change						
Electricity consumption per employee (MWh)	5.4	10.8	(50.1%)	22.4	26.3	(14.7%)
Innovation & Technology						
R&D investment (R\$ MM)	4.9	6.42	(24.2%)	23.20	21.91	5.9%

APPENDIX I – EBITDA Reconciliation

CVM EBITDA (R\$ MM)	4Q21	4Q20	Change 4Q21/4Q20	12M21	12M20	Change 12M21/12M20
Net Income/Loss (A)	72.5	433.9	(83.3%)	397.9	691.9	(42.5%)
Income Tax/Social Contribution (B)	(21.6)	(144.2)	(85.0%)	4.3	(760.1)	-
DEFERRED INCOME TAX/SOCIAL CONTRIBUTION (C)	(36.4)	(88.3)	(58.8%)	580.6	404.4	43.6%
EBT (A - (B + C))	130.5	666.4	(80.4%)	(186.9)	1,047.6	-
Depreciation and Amortization (D)	(178.7)	(145.7)	22.7%	(678.1)	(590.9)	14.8%
Finance Expense, Net (E)	(336.8)	(400.7)	(15.9%)	(1,330.2)	(733.7)	81.3%
CVM EBITDA ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	646.1	1,212.8	(46.7%)	1,821.4	2,372.2	(23.2%)
Equity Income (F)	(36.1)	(12.1)	198.2%	(47.6)	(28.2)	68.7%
Other Operating Income/Expense (G)	(8.1)	(72.1)	(88.8%)	(40.0)	(94.3)	(57.6%)
Adjusted EBITDA = CVM EBITDA - (F) - (G)	690.2	1,297.0	(46.8%)	1,909.0	2,494.7	(23.5%)

APPENDIX II – Statement of Income - Consolidated

Statement of Income (R\$ MM)	4Q21	4Q20	Change 4Q21/4Q20	2021	2020	Change 2021/2020
Gross Operating Revenue	5,973.4	6,064.7	(1.5%)	22,327.0	19,454.4	14.8%
Deductions	(2,201.5)	(1,977.8)	11.3%	(8,396.4)	(7,168.7)	17.1%
Net Operating Revenue	3,771.9	4,086.9	(7.7%)	13,930.7	12,285.7	13.4%
Operating Expense	(3,260.3)	(2,935.6)	11.1%	(12,699.7)	(10,381.9)	22.3%
PMSO	(217.0)	(210.7)	3.0%	(815.2)	(883.6)	(7.7%)
Personnel	(129.2)	(101.8)	26.9%	(421.3)	(424.5)	(0.7%)
Material	(1.6)	(8.0)	(80.1%)	(23.5)	(29.0)	(18.8%)
Outsourced Services	(99.2)	(120.4)	(17.6%)	(431.5)	(477.6)	(9.7%)
Other	12.9	19.5	(33.9%)	61.1	47.5	28.8%
Purchased Electricity	(2,762.5)	(2,305.8)	19.8%	(10,427.4)	(7,995.3)	30.4%
Depreciation	(178.7)	(145.7)	22.7%	(678.1)	(590.9)	14.8%
Provisions	(23.0)	(174.3)	(86.8%)	(181.6)	(293.4)	(38.1%)
Provisions - Voluntary Severance Program	-	-	-	-	-	-
ADA	(79.1)	(99.2)	(20.2%)	(597.4)	(618.7)	(3.4%)
Extraordinary ADA	-	-	-	-	-	-
ADA - Renova	-	-	-	-	-	-
Adjusted EBITDA*	690.2	1,297.0	(46.8%)	1,909.0	2,494.7	(23.5%)
Finance Revenue (Expense)	(336.8)	(400.7)	(15.9%)	(1,330.2)	(733.7)	81.3%
Finance Revenue	181.9	(194.0)	-	382.4	1,096.7	(65.1%)
Finance Expense	(518.8)	(206.6)	151.1%	(1,712.6)	(1,830.3)	(6.4%)
Other Operating Income/Expense	(8.1)	(72.1)	(88.8%)	(40.0)	(94.3)	(57.6%)
Income before Taxes and Equity Income	166.6	678.5	(75.4%)	(139.3)	1,075.8	-
Income Tax/Social Contribution	(21.6)	(144.2)	(85.0%)	4.3	(760.1)	-
Deferred Income Tax/Social Contribution	(36.4)	(88.3)	(58.8%)	580.6	404.4	43.6%
Equity Income	(36.1)	(12.1)	198.2%	(47.6)	(28.2)	68.7%
Net Income	72.5	433.9	(83.3%)	397.9	691.9	(42.5%)

APPENDIX III – Statement of Income - Distribution

Statement of Income (R\$ MM)	4Q21	4Q20	Change 4Q21/4Q20	12M21	12M20	Change 12M21/12M20
Gross Operating Revenue	5,946.3	5,748.8	3.4%	21,850.0	18,763.2	16.5%
Power Supply	4,233.4	3,811.1	11.1%	15,848.2	14,110.2	12.3%
CVA	427.9	457.9	(6.5%)	1,450.9	712.8	103.5%
Construction Revenue	295.1	217.0	36.0%	967.3	787.8	22.8%
Other Revenue - PIS/COFINS Credit	-	-	-	-	-	-
Other Revenue	989.9	1,262.8	(21.6%)	3,583.6	3,152.4	13.7%
Deductions from Operating Revenue	(2,161.3)	(1,926.5)	12.2%	(8,224.3)	(6,998.5)	17.5%
Net Operating Revenue	3,785.1	3,822.3	(1.0%)	13,625.6	11,764.7	15.8%
Cost of Power Supply Service	(2,947.5)	(2,681.7)	9.9%	(10,872.5)	(8,679.8)	25.3%
Electricity purchased for resale and CCEE expense	(2,362.1)	(2,100.1)	12.5%	(8,633.0)	(6,691.5)	29.0%
Grid connection and usage charges	(290.3)	(364.7)	(20.4%)	(1,272.2)	(1,200.5)	6.0%
Construction cost	(295.1)	(217.0)	36.0%	(967.3)	(787.8)	22.8%
Operating Costs/Expenses	(302.0)	(463.1)	(34.8%)	(1,521.5)	(1,721.4)	(11.6%)
Personnel	(119.3)	(93.5)	27.6%	(380.5)	(385.0)	(1.2%)
Material	(1.4)	(7.7)	(81.7%)	(22.7)	(27.8)	(18.2%)
Outsourced services	(93.4)	(113.5)	(17.7%)	(408.7)	(454.7)	(0.1%)
Provisions	(102.6)	(270.4)	(62.1%)	(778.8)	(911.2)	(4.5%)
Other	14.7	22.0	(32.9%)	69.2	57.2	20.9%
Adjusted EBITDA	535.6	677.5	(20.9%)	1,231.7	1,363.6	-9.7%
Depreciation and amortization	(150.5)	(131.5)	14.5%	(563.9)	(534.0)	5.6%
Other operating revenue/expense	(5.7)	(13.2)	(56.9%)	(52.3)	(33.9)	54.3%
Service Revenue	379.5	532.8	(28.8%)	615.4	795.7	(22.7%)
Finance Revenue (Expense)	(306.0)	(173.2)	76.7%	(1,051.3)	(398.9)	163.6%
Finance Revenue	143.7	38.8	270.7%	319.0	748.2	(57.4%)
Finance Expense	(449.6)	(212.0)	112.1%	(1,370.2)	(1,147.1)	19.5%
Net income before taxes	73.5	359.5	(79.6%)	(434.3)	398.3	-
Income Tax/Social Contribution	1.3	(140.6)	-	216.0	(744.5)	-
Deferred Income Tax/Social Contribution	(28.5)	20.8	-	463.5	622.5	(25.6%)
Net Income/Loss	46.3	239.7	(80.7%)	243.6	274.8	(11.4%)

APPENDIX IV – Statement of Income - Generation

Statement of income (R\$ MM)	4Q21	4Q20	Change 4Q21/4Q20	2021	2020	Change 2021/2020
Gross Operating Revenue	238.6	447.5	(46.7%)	973.7	1,272.7	(23.5%)
Supply - Sale of own electricity	213.1	222.5	(4.3%)	814.5	894.1	(8.9%)
Supply - Short-Term Electricity Supply	23.3	222.7	(89.6%)	150.8	369.5	(59.2%)
Other - TUSD	2.2	2.2	-	8.3	8.6	(2.7%)
Other	0.1	0.0	-	0.1	0.6	(75.0%)
Deductions from Operating Revenue	(30.4)	(41.0)	(25.8%)	(120.2)	(141.7)	(15.1%)
Net Operating Revenue	208.2	406.4	(48.8%)	853.5	1,131.1	(24.5%)
Cost of Power Supply Service	(78.0)	216.0	-	(260.1)	5.6	-
Operating Costs/Expenses	(9.3)	(14.9)	(37.8%)	(42.2)	(47.8)	(11.6%)
Personnel	(3.9)	(5.0)	(21.0%)	(18.7)	(22.6)	(17.4%)
Material	(0.2)	(0.2)	(29.4%)	(0.8)	(1.1)	(32.1%)
Outsourced services	(4.6)	(4.4)	(4.5%)	(17.5)	(16.9)	(3.5%)
Provisions	0.5	(2.6)	-	(0.1)	(0.4)	(78.4%)
Other	(1.1)	(2.6)	(59.5%)	(5.2)	(6.6)	(22.4%)
Adjusted EBITDA	120.8	607.5	(80.1%)	551.2	1,088.9	(49.4%)
Depreciation and amortization	(28.2)	(14.1)	(100%)	(113.9)	(56.4)	(50.48%)
Other operating revenue/expense	(2.2)	(57.4)	(96.1%)	(4.0)	(58.2)	(93.2%)
Service Revenue	90.4	536.0	(83.1%)	433.3	974.3	(55.5%)
Equity Income	-	0.2	-	-	(0.3)	-
Finance Revenue (Expense)	(35.8)	(229.0)	(84.4%)	(290.4)	(341.8)	(15.0%)
Finance Revenue	32.5	4.9	5.7	42.4	347.7	(87.8%)
Finance Expense	(68.3)	(233.9)	(70.8%)	(265.3)	(689.5)	(61.5%)
Income before taxes	54.6	307.2	(82.2%)	142.9	632.1	(77.4%)
Income Tax/Social Contribution	(12.9)	0.2	-	(172.9)	(0.7)	-
Deferred Income Tax/Social Contribution	(3.6)	(105.2)	(96.6%)	133.0	(209.6)	-
Net Income/Loss	38.1	202.1	(81.2%)	103.0	421.8	(75.6%)

APPENDIX V – Consolidated Statement of Financial Position

ASSETS (R\$ MM)	2021	2020
Current	9.324	7.974
Cash and cash equivalents	397	653
Marketable securities	3.208	2.436
Consumers, utilities, permissionaires and customers	2.425	3.257
Inventory	66	62
Taxes and contributions recoverable	1.054	656
Income tax and social contribution recoverable	208	137
Industry financial assets	1.172	58
Prepaid expenses	29	25
Dividends receivable	-	-
Receivables for services provided	17	45
Derivative financial instruments - swaps	-	156
Other receivables	613	339
Assets classified as held for sale	135	147
Non-current	18.954	18.424
Consumers, utilities, permissionaires and customers	1.221	1.014
Taxes and contributions recoverable	3.675	4.420
Income tax and social contribution recoverable	896	450
Deferred taxes	-	-
Prepaid expenses	190	960
Derivative financial instruments - swaps	222	242
Deposits related to litigation	308	15
Industry financial assets	6.822	5.197
Concession financial assets	1	120
Other receivables	558	983
Contract assets	358	366
Capital expenditure	1.810	1.655
Property, plant and equipment	2.834	2.899
Intangible assets	60	102
Total Assets	28.278	26.397

LIABILITIES (R\$MM)	2021	2020
Current	6.689	7.217
Trade accounts payable	2.154	3.440
Taxes and contributions payable	288	169
Income tax and social contribution payable	95	2
Loans and financing	403	1.320
Debentures	1.530	1.031
Industry financial liabilities	276	0
Derivative financial instruments - swaps	95	164
Dividends payable	104	91
Labor liabilities	314	275
Amounts refundable to consumers	831	296
Lease obligations	25	47
Regulatory charges	572	384
Non-current	12.856	12.104
Loans and financing	4.006	3.091
Debentures	5.205	4.243
Derivative financial instruments - swaps	4	-
Taxes and contributions payable	200	192
Deferred taxes	275	408
Unsecured equity interests	22	31
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	502	648
Post-employment benefits	0	5
Lease obligations	38	59
Amounts refundable to consumers	2.565	3.382
Other debits	40	47
Equity	8.733	7.076
Share Capital	5.392	4.051
Capital reserve	18	9
Profit reserves	3.135	2.816
Asset valuation adjustments	289	304
Other comprehensive income	(101)	(105)
Retained earnings	0	-
Total Liabilities	28.278	26.397

APPENDIX VI – Power Balance

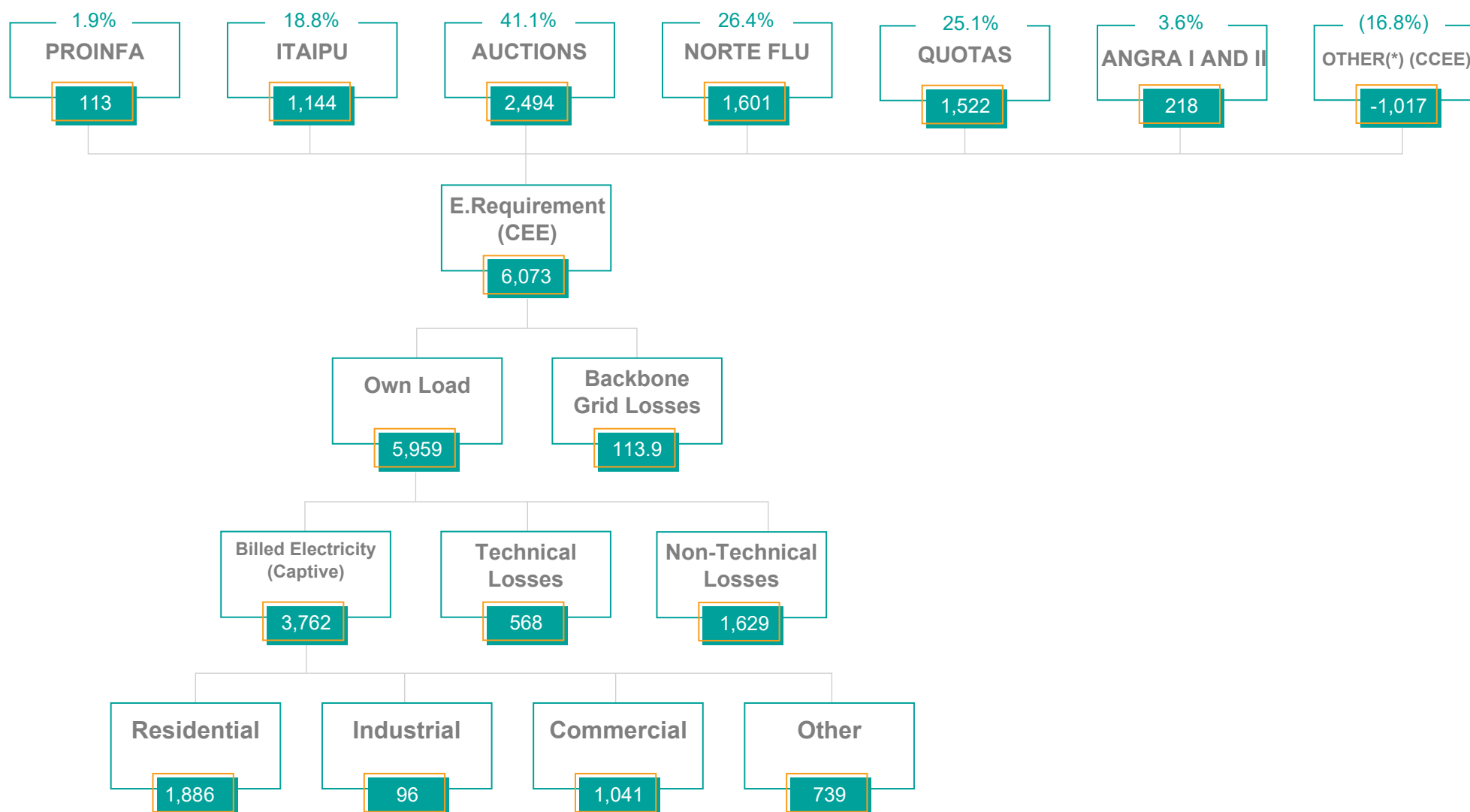
Power Balance (GWh)	4Q21	4Q20	Change 4Q21/4Q20	2021	2020	Change 2021/2020
= Grid Load	8,328	9,060	(8.1%)	34,195	34,695	(1.4%)
- Grid Usage	2,369	2,247	5.4%	9,369	9,083	3.2%
= Own Load	5,959	6,813	(12.5%)	24,826	25,613	(3.1%)
- Billed Electricity (Captive)	3,762	4,408	(14.7%)	15,721	16,621	(5.4%)
Low Voltage	2,948	3,402	(13.3%)	12,400	12,852	(3.5%)
Medium and High Voltage	814	1,006	(19.1%)	3,321	3,768	(11.9%)
= Total Loss	2,197	2,406	(8.7%)	9,105	8,992	1.3%

APPENDIX VII – Direct Cash Flow

Direct Cash Flow (R\$ million)	Light SESA					Light Energia					Lightcom				
	4Q20	1Q21	2Q21	3Q21	4Q21	4Q20	1Q21	2Q21	3Q21	4Q21	4Q20	1Q21	2Q21	3Q21	4Q21
Opening Balance	1,760	1,784	2,315	4,340	2,329	1,022	1,087	1,573	1,543	934	69	77	46	80	111
Gross Collections	4,423	4,798	4,547	4,229	4,873	252	272	204	220	249	320	307	302	393	400
Taxes / Deductions	(1,174)	(1,509)	(1,476)	(1,184)	(1,371)	(43)	(38)	(28)	(22)	(16)	(3)	(2)	(2)	(2)	(2)
Net Collections	3,249	3,289	3,071	3,045	3,503	208	233	175	199	233	317	304	299	391	398
Operating Costs/Expenses	(2,620)	(3,411)	(3,147)	(3,019)	(3,179)	(96)	(52)	(34)	(105)	(117)	(310)	(336)	(266)	(361)	(365)
Operating cash	629	(122)	(77)	26	324	112	182	141	94	116	7	(32)	33	30	33
CAPEX	(240)	(238)	(263)	(326)	(288)	(29)	(40)	(26)	(47)	(48)	-	-	-	-	-
Interest Expense	(165)	(42)	(16)	(68)	(235)	(18)	3	27	10	(36)	1	0	1	1	2
Dividends / Interest on Equity	-	-	-	(65)	-	-	-	-	(105)	0	-	-	-	-	-
Other	12	(3)	2	2	-	-	342	(1,339)	-	-	-	-	-	-	-
Free cash flow	237	(406)	(354)	(432)	(200)	65	487	(1,197)	(49)	33	8	(31)	34	31	35
Principal Payment	(213)	(763)	(868)	(1,795)	(259)	(20)	(1)	(1)	(1,056)	(1)	-	-	-	-	-
New Funding / Debt lengthening	-	360	3,246	217	532	20	-	1,169	495	-	-	-	-	-	-
Capital Increase	-	1,340	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash provided by operations	24	531	2,025	(2,011)	74	65	486	(30)	(609)	31	8	(31)	34	31	35
Closing cash balance	1,784	2,315	4,340	2,329	2,403	1,087	1,573	1,543	934	965	77	46	80	111	145

Power Distribution Balance (GWh)

4th quarter 2021 - Actual data up to November (December entirely estimated) |



Notes

The tables listed below are available for reference on the Company's IR website:

| Costs and Expenses – Distribution

| "A Component" Variation Offset Account - CVA

| Finance Revenue/Expense – Consolidated, Distribution, Generation

| Statement of Financial Position – Distribution and Generation

| Cash Flow – Consolidated, Distribution and Generation