



Light

**RELEASE DE
RESULTADOS**

2T21

Rio de Janeiro, 11 de agosto de 2021

Webcast de Resultados

13 de agosto de 2021 | 14h00 (BRT)

Zoom ID: [863 1887 7521](#)

DESTAQUES 2T21



O EBITDA Ajustado da Light S.A. alcançou R\$386 milhões no 2T21, impulsionado pela Distribuidora, sendo 166% superior ao EBITDA registrado no 2T20 (R\$145 milhões).



A Companhia apresentou **lucro no trimestre de R\$3,2 milhões** vs. prejuízo de R\$ 44,7 milhões no 2T20.



Os custos gerenciáveis da Distribuidora (PMS) registraram queda de **8,2%** (R\$194 milhões) em comparação ao 2T20.



A arrecadação em junho/21 (12 meses) atingiu **96,7%**, **1,0 p.p. maior** que março/21 e **1,3 p.p. maior** em relação a junho/20.



A perda total sobre a carga fio (12 meses) encerrou o 2T21 em **26,85%**, um decréscimo de 0,33 p.p. em relação ao 1T21.



O mercado faturado no 2T21 foi de **6.176 GWh**, 339 GWh superior ao 2T20 (+5,8%). Os mercados cativo e livre avançaram **9,7%**.



Com as captações das Debêntures de Infraestrutura e dos Bonds no 2T21, o **prazo médio de dívida foi alongado para 3,3 anos** (2,1 anos no 1T21).



A melhoria na **qualidade do fornecimento** colocou a Distribuidora entre as **melhores do Brasil** – DEC 3º lugar e FEC 2º lugar.



Avanço na **agenda ESG** com a criação do **Comitê ESG+** e **emissão** do 1º título de **dívida sustentável** da Light.

LIGT
B3 LISTED NM

IBRX100 B3

IEE B3

ISE B3

ICO2 B3

Mensagem do Presidente

A Light do futuro

Após as primeiras medidas da nova gestão, com a conclusão do plano de 100 dias no início do 2º trimestre, iniciamos uma nova fase na Light. Já temos um Conselho de Administração renovado, composto por membros 100% independentes, sendo 1/3 mulheres, com estratégia operacional e financeira, e plano de trabalho de longo prazo definidos. Estamos implementando um modelo de gestão consagrado que assegura o atingimento de resultados sólidos.

Um dos maiores desafios para a Light é, sem dúvida, o combate ao furto de energia, que é um dos pilares do nosso mandato. Nossa estratégia envolve a disciplina e conquista de mercado, com foco na operação, incluindo inspeções de rotina, regularização e incorporação de clientes à base, substituição de equipamentos obsoletos e implementação de novas tecnologias, além do contínuo treinamento

e gestão das equipes de campo. Nossas equipes têm sido incansáveis, mesmo ainda nesse ambiente de pandemia, o que demonstra o comprometimento de todo o time Light em alterar de uma vez por todas a dinâmica do furto de energia na nossa área de concessão.

O plano de melhoria operacional desenhado para a Distribuidora, considerando a sua complexidade e interdependência de várias frentes, incluindo perdas, arrecadação, contingências judiciais, custos/despesas gerenciáveis e *liability management*, trará resultados num horizonte de médio prazo, o que denota o quanto ainda temos a fazer. Somente com a implementação efetiva dessas necessárias melhorias se abrirá espaço para uma desejada geração de caixa operacional sustentável.

Desde o início do ano, já investimos mais de R\$170 milhões em ações de combate ao furto de energia e melhoria da arrecadação. Esse montante é 40% superior ao valor investido nos primeiros seis meses de 2020.



Foto: Leo Pinheiro/Valor/Agência O Globo.

Nonato Castro
CEO | Light

Mensagem do Presidente

Continuamos também investindo na qualidade do fornecimento, melhorando cada vez mais os indicadores de DECI e FECl, em linha com as melhores e maiores distribuidoras do país. Em junho, a Light SESA era a 3ª melhor colocada no DEC e a 2ª melhor colocada no FEC.

Os resultados que estamos reportando nesse segundo trimestre de 2021, atestam o nosso empenho na transformação da Companhia. O EBITDA Ajustado Consolidado alcançou R\$386 milhões. Na Distribuidora, com a evolução dos processos de arrecadação, observamos melhora no indicador pelo segundo trimestre consecutivo, que atingiu 96,7%, avanço de 170 bps em relação a dezembro de 2020. Damos sequência à redução dos custos gerenciáveis (Pessoal, Material e Serviços), que caíram 8,2% em comparação ao 2T20. Com relação às perdas, nesse 2T21, o indicador perda total sobre a carga fio foi de 26,85%, uma redução de 0,33 p.p em relação ao 1T21. Um pequeno avanço e estamos trabalhando para que se torne uma

tendência. Atualmente, o *gap* em relação ao repasse regulatório de perdas na tarifa é de 7,55 p.p. Portanto, o caminho é longo e não existem atalhos para alcançarmos resultados sustentáveis.

“Desde o início do ano, já investimos mais de R\$ 170 milhões em ações de combate ao furto de energia e melhoria da arrecadação.”

Na Geradora, a despeito do cenário hídrico desafiador, conseguimos minimizar os impactos no trimestre e registrar um resultado operacional apenas 9,4% inferior ao 2T20. Além disso, atuamos preventivamente para mitigar os riscos de aumento da exposição ao mercado de curto prazo, deterioração do GSF e aumento dos preços para o 2º semestre do ano.

Damos passos importantes nesse trimestre, também, na frente de *liability management*, com a melhoria do perfil e o alongamento da dívida. Com as emissões realizadas no

2T21, o prazo médio de dívida subiu para 3,3 anos, vs. 2,1 anos no 1T21. Permanecemos com nosso caixa robusto, com mais de R\$6 bilhões, e financeiramente saudáveis para fazer frente as nossas obrigações, investimentos e melhoria operacional.

Além de métricas operacionais e financeiras, fazem parte das metas que compõem a minha remuneração variável, indicadores ESG referentes a diversidade, resíduos e reflorestamento. Estamos comprometidos, em conjunto com o Conselho de Administração, em fortalecer a agenda ESG da Light, inclusive, com um comitê específico de assessoramento ao Conselho, o Comitê ESG+. Além disso, tivemos a satisfação de concluir, nessa semana, a primeira emissão de títulos sustentáveis da Light.

Seguimos, portanto, fortalecidos e confiantes de que estamos no caminho certo, moldando uma nova Companhia, mais eficiente, dinâmica, ágil e moderna: a Light do futuro.

Consolidado

Light S.A.

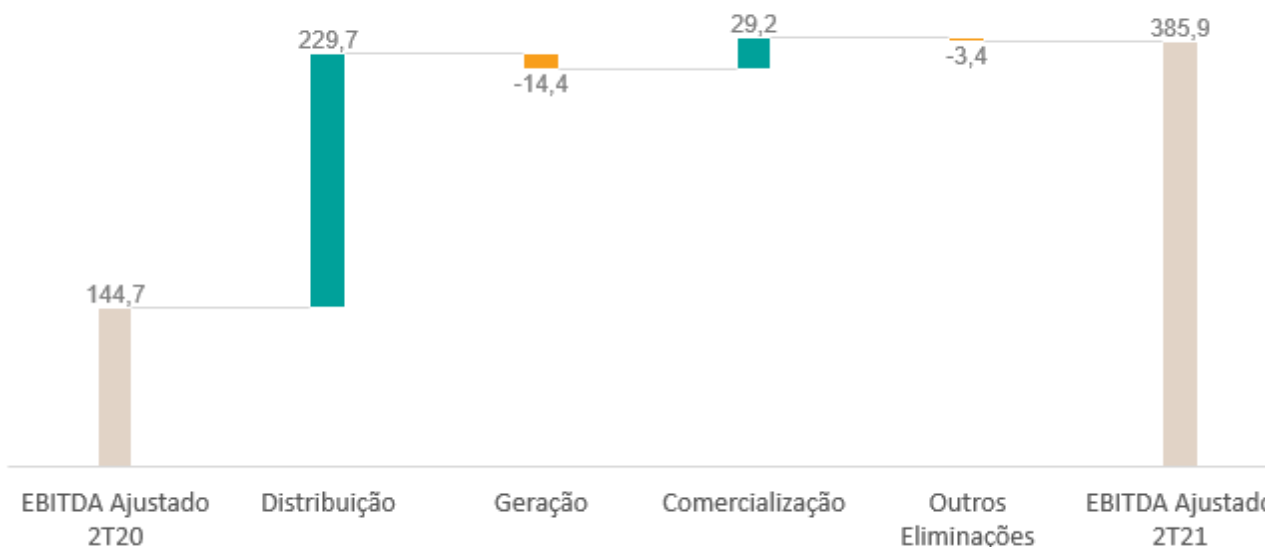
Desempenho Financeiro

O **EBITDA Ajustado consolidado** encerrou o 2T21 em **R\$385,9 milhões**, 166,6% superior ao do 2T20, de R\$144,7 milhões.

O EBITDA Ajustado da **Distribuidora**, no 2T21, foi de **R\$215,2 milhões**, um incremento de R\$ 229,7 milhões em relação ao 2T20 (R\$ -14,5 milhões), devido principalmente à redução dos custos e despesas gerenciáveis, em especial PMS, provisões para contingências e PECLD, e pelo valor justo do ativo indenizável da concessão (VNR).

Na **Geradora**, o EBITDA Ajustado foi de **R\$138,8 milhões** no 2T21, uma redução de 9,4% em relação ao apresentado no 2T20 (R\$ 153,2 milhões). Essa redução é decorrente da deterioração do cenário hidrológico no ano, provocando aumento do preço da energia no mercado spot, apesar de a estratégia de

EBITDA ajustado - contribuição por segmento 2T20 / 2T21 - R\$MM



sazonalização da garantia física e de contratos ter levado à menor venda e compra de energia no 2T21 quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

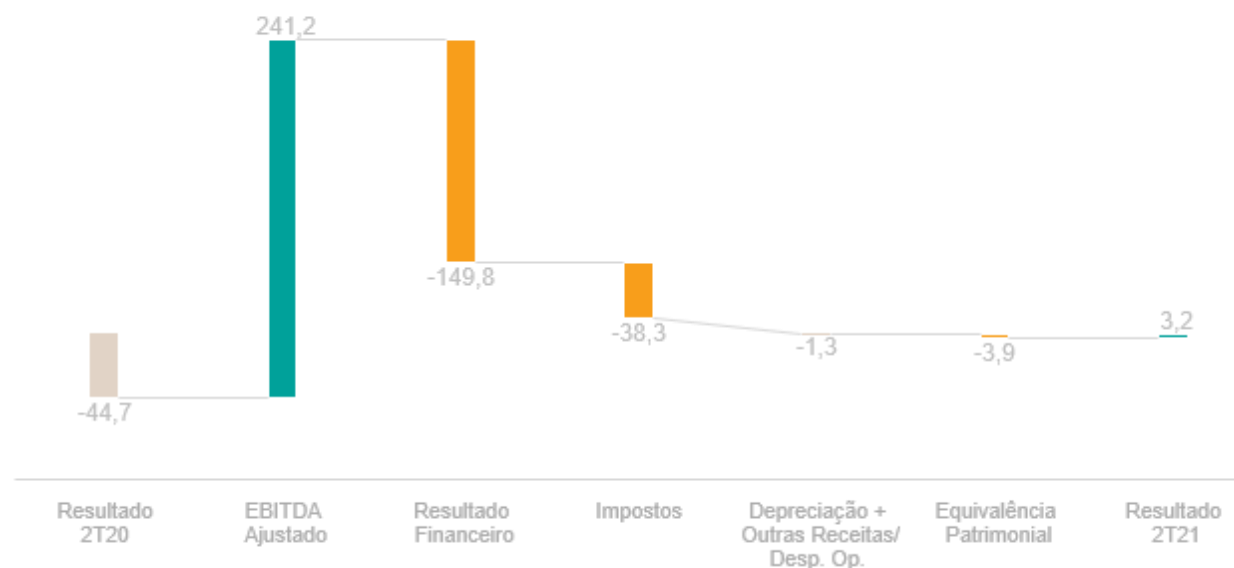
Pelo lado da **Comercializadora**, o EBITDA Ajustado foi de **R\$40,2 milhões** no 2T21 vs. R\$11,0 milhões no 2T20, crescendo 265,5%, em virtude da maior receita com a revenda de energia. O preço médio de venda de energia praticado no período, 18,9% superior em

relação ao 2T20, associado ao maior PLD e às operações de curto prazo contribuíram para o aumento do EBITDA.

A Companhia apresentou **lucro líquido de R\$3,2 milhões no 2T21**, contra um prejuízo de R\$44,7 milhões no 2T20, impulsionado pelos resultados da Comercializadora e da Geradora, que registraram lucro líquido de R\$27,1 milhões e R\$55,1 milhões, respectivamente. Já a Distribuidora registrou um prejuízo de R\$76,5 milhões no 2T21, menor do que o prejuízo de R\$113,6 milhões registrado no 2T20.

De maneira consolidada, a maior geração de EBITDA Ajustado no período foi compensada, em especial, pelo pior resultado financeiro em função do aumento do CDI, do IPC-A e da marcação a mercado das operações de swap de dívidas em moeda estrangeira da Distribuidora e da Geradora.

| Resultado líquido consolidado | 2T20 / T21 - R\$MM



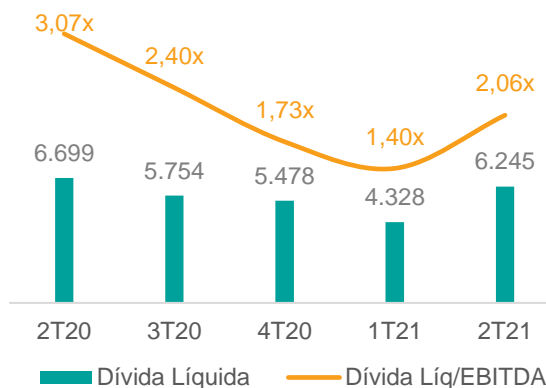
A **dívida líquida consolidada** no final do 2T21 era de R\$6.245,3 milhões, 14,0% acima da posição registrada no 4T20, de R\$5.477,8 milhões.

As liquidações da 22ª emissão de Debêntures da Light SESA (R\$916 milhões) e dos *Bonds* da Light SESA e da Light Energia com vencimento em 2026 (USD600 milhões), ambas concluídas em junho/21, reforçaram a posição de Caixa da Companhia, melhoraram o perfil da dívida e alongaram o prazo médio de 2,1 anos para 3,3 anos. Os recursos captados serão utilizados para investimentos e para o fortalecimento de capital de giro. Em 21 de julho, concluímos o resgate total dos *Bonds* da Light SESA e da Light Energia com vencimento em 2023, cujo saldo do principal era de USD390 milhões (aproximadamente R\$1.958,6 milhões em 30 de junho).

O **indicador de covenants Dívida Líquida/EBITDA**¹ encerrou o 2T21 em 2,06x, superior ao registrado no 1T21 (1,40x), porém abaixo do limite estabelecido contratualmente para a maioria dos contratos,

¹ O EBITDA para fins de *covenants* das dívidas é apurado de forma consolidada e exclui efeitos não-caixa, tais como

Dívida líquida consolidada | (R\$ milhões)



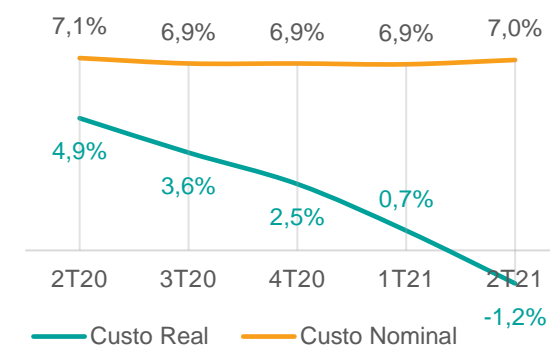
Indexadores da dívida |



que é de 3,75x. Com relação ao **indicador EBITDA/Juros**, a Companhia encerrou o 2T21 no patamar de 5,95x, bem acima do limite contratual mínimo de 2,0x estabelecido para a maioria dos contratos.

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

Custo da dívida |



Amortização dos empréstimos, financiamentos e debêntures [R\$MM] |



Investimentos

Investimento Consolidado (R\$MM)	2T21	2T20	Varição 2T21/2T20	1S21	1S20	Varição 1S21/1S20
Distribuição	232,6	176,8	31,6%	410,2	333,5	23,0%
Engenharia	136,2	112,0	21,6%	238,4	217,6	9,6%
Comercial	96,4	64,8	48,7%	171,8	115,9	48,2%
Ativos Não Elétricos	33,8	16,5	104,9%	57,0	35,9	59,0%
Geração (Light Energia & Lajes)	29,0	12,1	140,0%	46,2	17,8	159,0%
Total	295,4	205,4	43,8%	513,4	387,2	32,6%
Aportes	1,5	0,0	5588,5%	1,5	0,0	5588,5%
Total do Investimento (incluindo aportes)	296,9	205,4	44,5%	514,9	387,3	33,0%

No 2T21, o **Capex consolidado** foi 44,5% superior ao realizado no 2T20, em linha com o planejamento da Companhia.

Na **Distribuição** destacam-se os investimentos ligados à manutenção da rede aérea e subterrânea e expansão da rede, que foram responsáveis por um aumento de 21,6% na rubrica Engenharia. Adicionalmente, intensificamos as atividades relacionadas à recuperação de energia, combate às perdas e inadimplência, incluindo blindagem de rede, corte e religa e telemetria, que aumentaram 48,7% dentre os investimentos do Comercial.

Na **Geração**, ressaltam-se as obras do vertedouro da UHE Ilha dos Pombos e manutenções no sistema de bombeamento de Vigário e Santa Cecília.

Ainda no 2T21, a Light registrou um aumento de R\$17,3 milhões na linha de **Ativos não Elétricos**, concentrados na infraestrutura, segurança e sistemas de TI (R\$11,4 milhões).

Distribuição

Light Serviços de Eletricidade S.A.

Desempenho Operacional

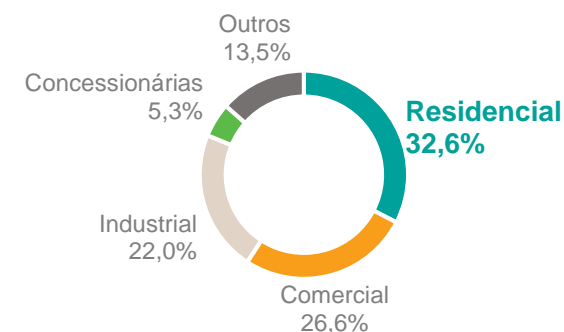
| Mercado faturado [GWh] |

Classe	2T20				2T21				Variação (%)
	Cativo	Livre	Concessionárias	Total	Cativo	Livre	Concessionárias	Total	
Residencial	1.936	-	-	1.936	2.012	-	-	2.012	3,9%
Comercial	941	461	-	1.403	1.011	632	-	1.643	17,1%
Industrial	102	1.059	-	1.161	102	1.259	-	1.360	17,1%
Outros	744	88	-	832	729	102	-	831	-0,1%
Concessionárias	-	-	506	506	-	-	329	329	-35,0%
Total	3.723	1.608	506	5.837	3.854	1.993	329	6.176	5,8%

O **mercado total de energia** no 2T21 foi de **6.176 GWh**, 339 GWh superior ao 2T20 (**+5,8%**). O consumo dos clientes cativos atingiu 3.854 GWh, um aumento de 3,5%, e o consumo dos clientes livres foi de 1.993 GWh, um aumento de 24,0%. No 2T21, o número de contratos ativos teve queda de 0,9% no trimestre comparado com o mesmo período em 2020, em decorrência do cancelamento de contratos inativos, atingindo 4.336 milhões.

Observamos no 2T21 uma redução de 178 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 um aumento de 516 GWh (**+9,7%**) entre o 2T21 e o 2T20.

| Mercado de Energia | 2T21



| Temperatura Média [°C] |



23,3°C

média no 2T21 vs 23,2°C no 2T20

24,5°C (média últimos 4 anos)

A **classe Residencial** apresentou um volume de 2.012 GWh no 2T21, um acréscimo de 4,0% em relação ao mesmo trimestre de 2020. Essa elevação decorre principalmente do efetivo faturamento em abril/21 da energia não-faturada de março/21, de acordo com o calendário de leitura previsto.

A **classe Comercial**, incluindo clientes cativos e livres, registrou um **aumento de 17,1%** na comparação com o 2T20, impulsionada principalmente pelo aumento do consumo de grandes clientes. O consumo dos clientes de menor porte ainda não ganhou tração devido à retomada mais lenta da economia na área de concessão.

O **mercado Industrial** registrou **crescimento de 17,2%** no 2T21 em relação ao 2T20, impulsionado por clientes do setor siderúrgico, que passa por ciclo de alta demanda.

As **Concessionárias** no 2T21 tiveram uma **retração de 35,1%** na comparação anual. Esse resultado é consequência da redução de consumo verificado por uma das concessionárias conectadas ao sistema de

distribuição e, também, pelo remanejamento de um dos pontos de conexão, transferindo o fluxo de energia atendido pelo sistema de distribuição para a rede básica desde julho/20. Ambos os casos reduziram o fluxo de carga que circulava pelo Sistema da Light SESA.

Apesar de termos observado uma recuperação dos volumes em relação ao 2T20, impactado severamente pela pandemia, o mercado faturado ainda está abaixo daquele reportado no 2T19, exceto pela classe industrial, na qual observamos uma retomada efetivamente forte (+7,2% 2T21 vs. 2T19).

O **mercado livre** finalizou o segundo trimestre de 2021 representando 32,3% do mercado total da distribuidora. A migração de clientes cativos para o mercado livre é neutra para a margem da Companhia, uma vez que a energia continua sendo transportada pela concessionária, que é remunerada pela TUSD. No 2T21, tivemos um aumento de 87 clientes livres em comparação a março/21, encerrando o período com um total de **1.386 clientes**.



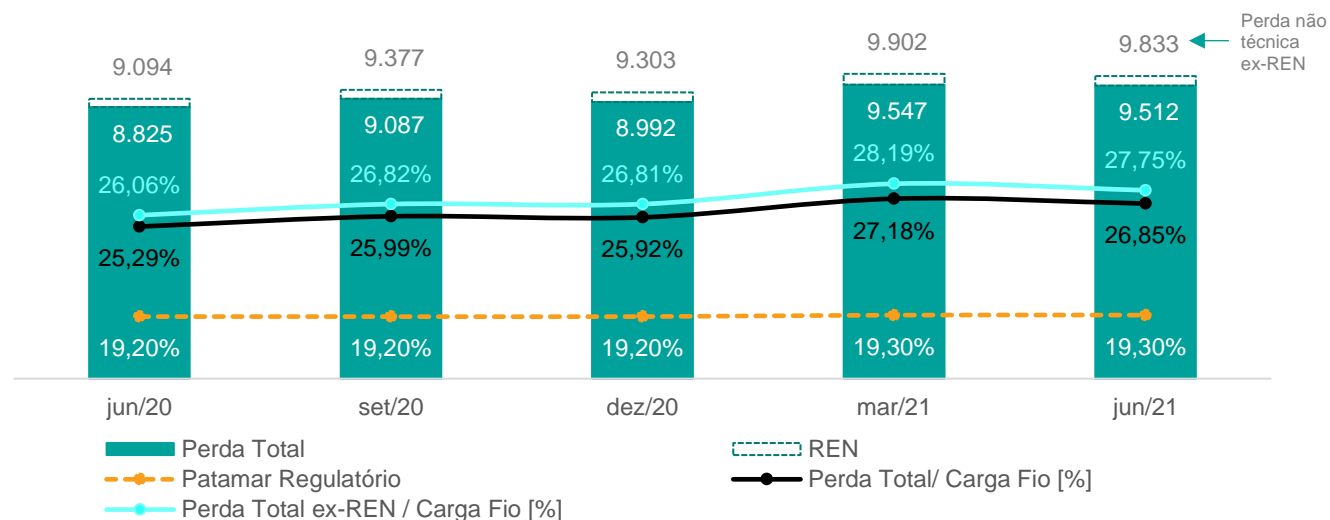
Combate às Perdas

No 2T21, registramos **queda de 35 GWh** nas perdas totais (12 meses). As perdas totais ex-REN (12 meses) acompanharam essa tendência, sendo 69 GWh menor em relação ao 1T21.

O indicador de perda total sobre a carga fio encerrou o 2T21 em **26,85%**, um **decréscimo de 0,33 p.p.** em relação ao 1T21. Importante destacar o impacto da redução do consumo das Concessionárias, sendo que houve a mudança de uma conexão para a rede básica em julho/20. Esse efeito isolado e não gerenciável pela Light SESA, que impactou em 0,52 p.p. na perda total sobre a carga fio, traria o resultado no 2T21 para 26,33% caso não tivesse ocorrido.

A Companhia está 7,55 p.p. acima do percentual de repasse regulatório na tarifa, de 19,30%, conforme parâmetros definidos pela ANEEL na Revisão Tarifária (RTP) de março/17, ajustados pelo mercado de referência homologado pelo Regulador na ocasião do reajuste tarifário (IRT) de março/21.

| Evolução das perdas totais [GWh] | 12 meses



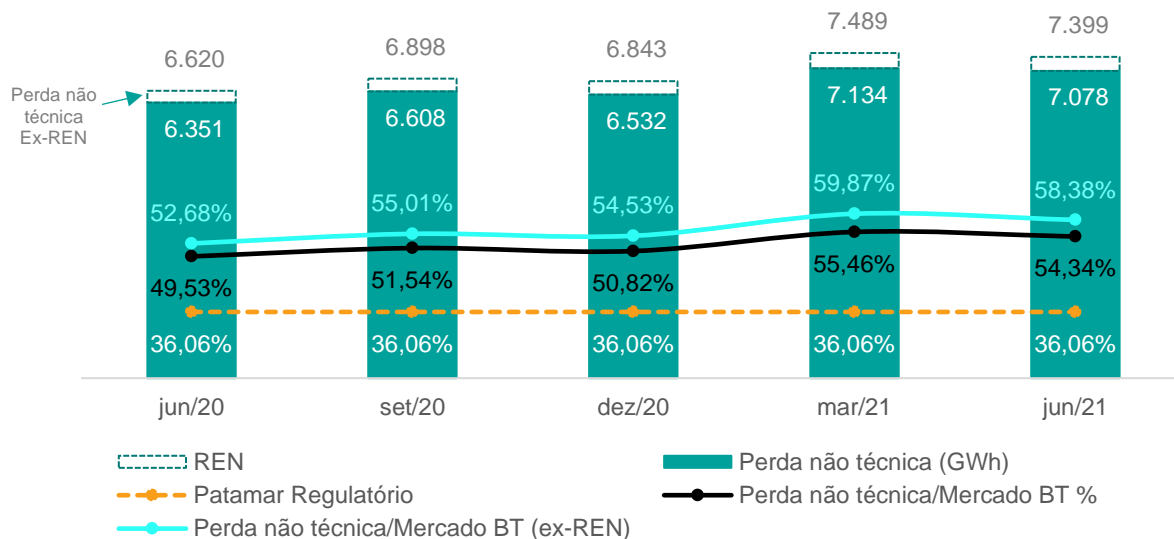
As atividades do **plano de redução de perdas**, revisado no início do ano, apresentaram maior eficiência das ações recorrentes de recuperação de energia, com um aumento significativo das regularizações do programa de inspeções (+237%), blindagem de rede e combate a clandestinos (+146,5%), quando comparadas ao ano anterior.

Quando observamos o indicador **Perda não-técnica/Mercado de Baixa Tensão (BT, 12**

meses), de **54,34%**, podemos verificar a **redução de 1,12 p.p.** na comparação com o 1T21. Essa variação é decorrente da redução das perdas não-técnicas em 56 GWh e do aumento do Mercado BT em 164 GWh.

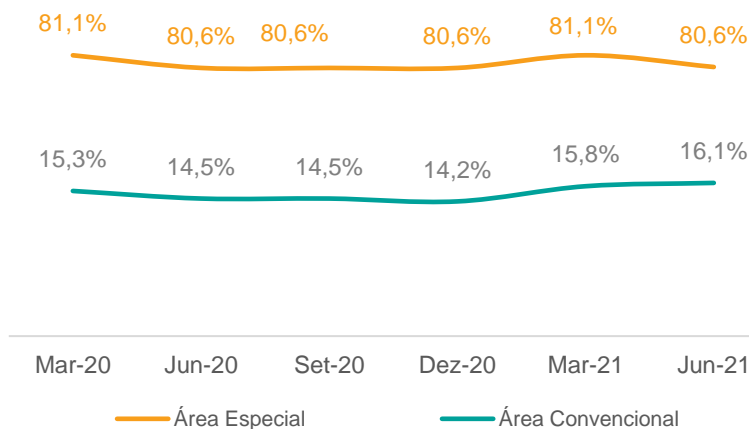
Evolução da perda não técnica/mercado BT |

12 meses



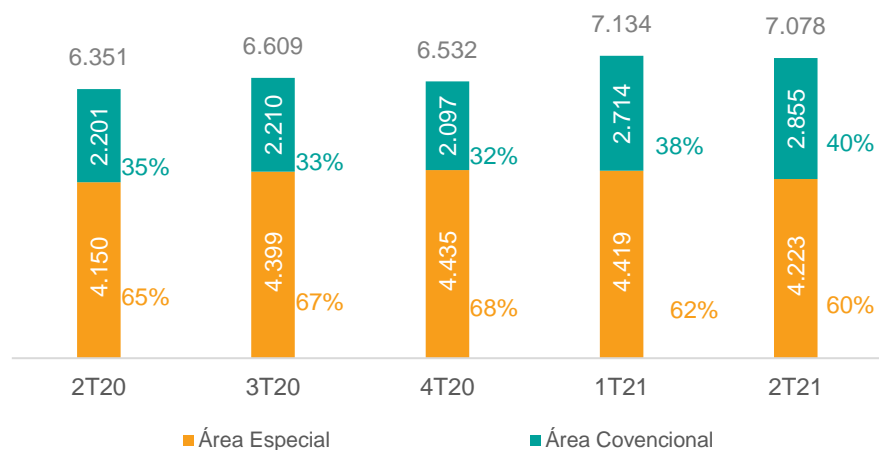
Perda Total / Carga Fio |

12 meses



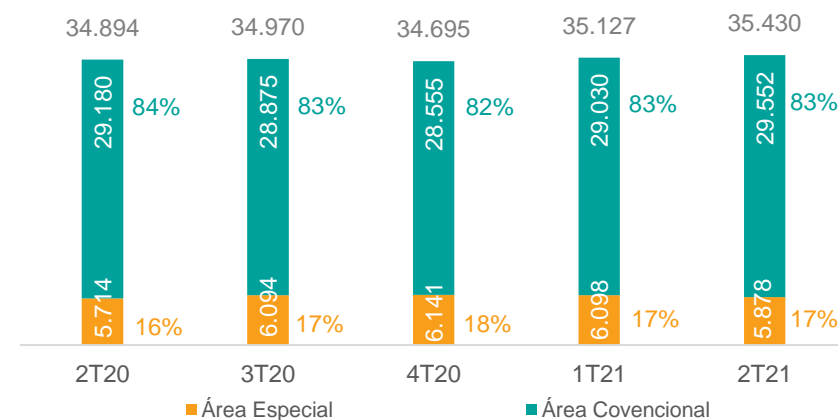
Perda não-técnica [GWh] |

12 meses



Carga Fio [GWh] |

12 meses



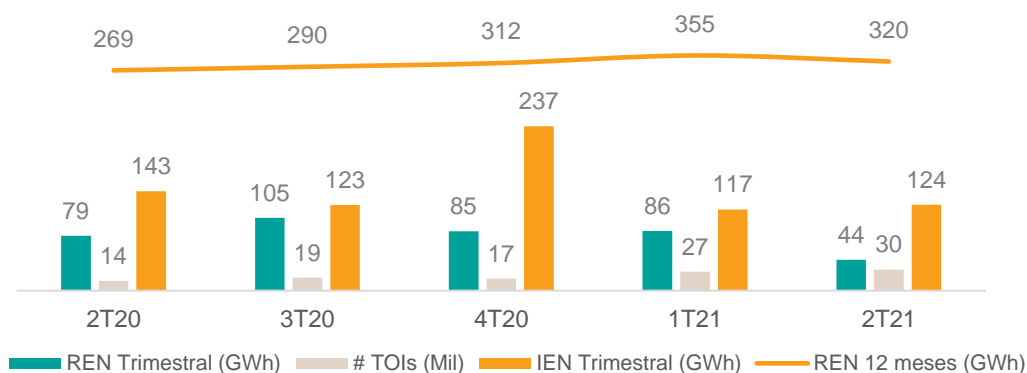
A **Incorporação de Energia (IEN, 12 meses)** no 2T21 foi 35 GWh menor em relação ao 2T20. Porém, sem os efeitos da iniciativa do estoque de cortados realizada em 2020, teria sido 15 GWh maior do que no 2T20, ou 14% superior.

Como mencionado na divulgação de resultados do 1T21, a iniciativa do estoque de cortados permanece em 2021, porém sofreu uma revisão em sua estratégia, visando à melhoria do perfil de arrecadação, levando a um menor volume de regularização de clientes comparado ao ano anterior.

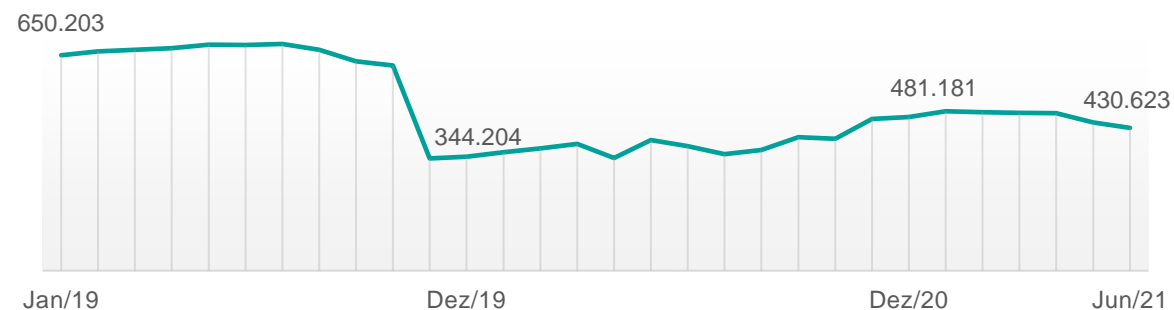
Mesmo com a redução de 46,3% nas ações de normalização do estoque de cortados, o aprimoramento das diretrizes dessa alavanca tem mostrado resultado e o volume de clientes da base de cortados voltou a cair no 2T21.

O volume de **Recuperação de Energia (REN, 12 meses)** apresentou redução de 9,8% no trimestre em relação ao 1T21, atingindo 320 GWh. Desde abril/21, foi adotada uma nova diretriz no processo de faturamento da REN para potencializar a arrecadação. Para tanto, adequamos o

| Evolução da IEN trimestral e REN trimestral dos últimos 12 Meses [GWh] e da quantidade de TOIs [mil] |



| Estoque de clientes cortados [até jun/21] |



período de cobrança em localidades que apresentam maiores dificuldades de arrecadação por conta da realidade econômica dos clientes. Essa iniciativa visa a aumentar as condições de pagamento dessas faturas juntamente com os consumos mensais, permitindo que os clientes permaneçam no mercado formal e incrementem o mercado faturado da Companhia.

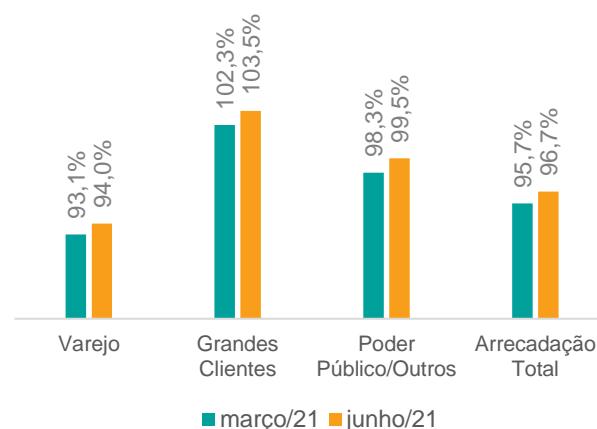
Arrecadação

A **arrecadação total** (12 meses) em junho/21 alcançou **96,7%**, **1,0 p.p. maior que março/21** (95,7%) e 1,3 p.p. maior em relação a junho/20.

Pelo segundo trimestre consecutivo, conseguimos avançar em **todos os segmentos e de forma expressiva**, demonstrando que as melhorias dos processos de arrecadação que estão sendo implementados desde o início do ano estão trazendo resultados. Nesse sentido, podemos destacar o aumento no **volume de cortes, negociações e ações** administrativas, e

Taxa de arrecadação por segmento

12 meses [considera parcelas vencidas de REN]



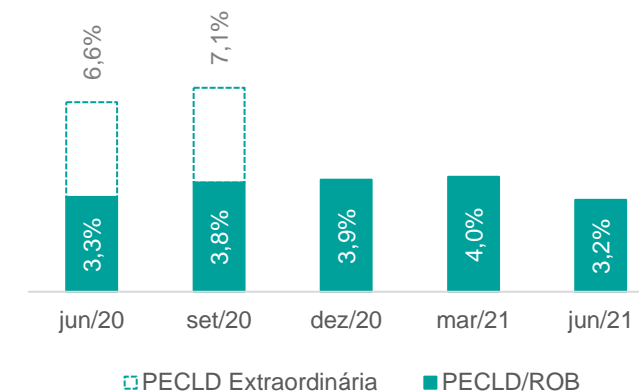
ativação de clientes inadimplentes **por URA cognitiva** para cobrança.

Continuamos a ter uma elevada base de clientes cuja arrecadação se dá por **meio de pagamento eletrônicos** (débito automático, internet banking e caixas eletrônicos), que representou aproximadamente 82,9% do faturamento do varejo no período (vs. 81,9% no 1T21 e 82,1% no 2T20).

O indicador **PECLD sobre Receita Operacional Bruta (12 meses)** encerrado em junho/21 foi de **3,2%**, **0,8 p.p. menor** em relação ao 1T21. A PECLD do trimestre foi de R\$121,9 milhões, um pouco abaixo daquela

PECLD/ROB

12 meses



registrada no 2T20, no valor de R\$125,9 milhões, já excluindo a provisão adicional constituída em função da pandemia (R\$97 milhões) e atualmente em tratamento na Consulta Pública Aneel 35/2020.

Alavancas Operacionais

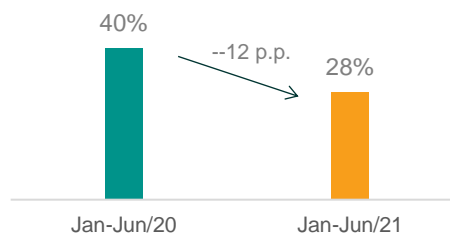
Um dos maiores desafios para a Light é o **combate ao furto de energia**. A nossa estratégia para a redução das perdas se baseia em ações voltadas para a **disciplina e conquista de mercado**.

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.

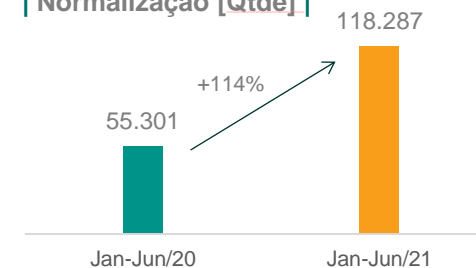
Para as ações de combate às perdas e melhoria da arrecadação, investimos mais de R\$170 milhões desde o início do ano, um **aumento de cerca de 40%** em relação a 2020.

O plano desenhado pela Companhia para o ciclo 2021-27 é suportado por outro pilar importante: um **novo modelo de gestão**. Ele é pautado pelo desdobramento efetivo de

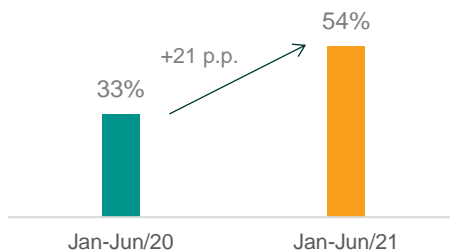
| % Não Inspeccionado [NI] |



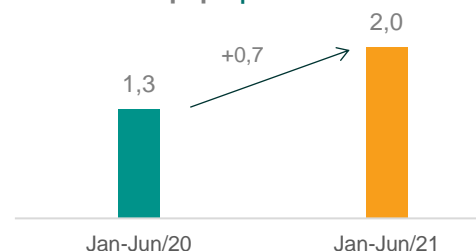
| Normalização [Qtde] |



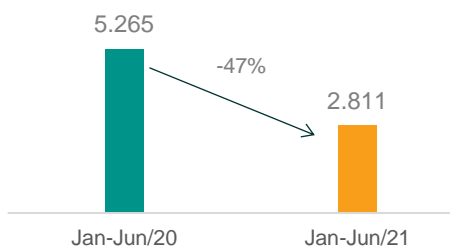
| % Acerto / Inspeção |



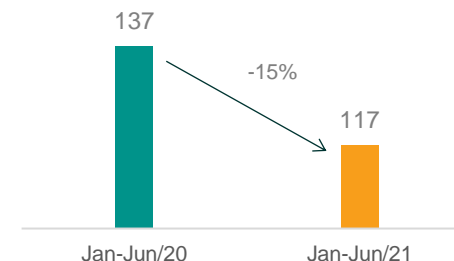
| Produtividade Normalização / Equipe |



| REN Média por cliente [kWh] |



| IEN Média por cliente [kWh] |



metas, **estrutura de controle** aperfeiçoado em todas as camadas hierárquicas, **reporte transparente objetivo**, dentre outros.

Com isso, passamos a acompanhar uma série de indicadores específicos para **mensurar a eficiência do plano de combate**

ao furto de energia. Destacamos os mais relevantes nesta seção.

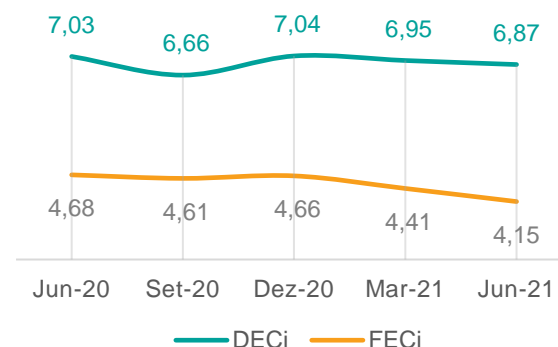
Qualidade Operacional²

A Light segue registrando **bons resultados na qualidade do serviço prestado**, com desempenho alinhado às melhores e maiores distribuidoras do país. Esse desempenho foi possível devido ao uso de times próprios no campo, à multidisciplinaridade das equipes (*multiskill*) e ao baixo índice de absenteísmo durante a pandemia, além de outras medidas de gestão.

A **Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora - DECI (12 meses)** no 2T21 foi de 6,87 horas, uma redução de 1,2% (-0,08h) se comparado a março/21, demonstrando a assertividade nos investimentos e a boa performance na recuperação da rede de distribuição após falhas não programadas.

A **Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade**

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



Consumidora - FECi (12 meses) no 2T21 foi de 4,15x uma redução de 5,9% (-0,26x) se comparado a março/21, demonstrando a assertividade dos planos plurianuais de investimentos e das ações de manutenção preventiva.

No 2T21, tanto o **DECI quanto o FECi performaram abaixo dos limites estabelecidos pela ANEEL no contrato de concessão**. O indicador DECI encerrou o trimestre em 14,3% (-1,15h) abaixo do limite de 8,02 horas e o FECi em 19,4% (-1,00x) abaixo do limite de 5,15x.

Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de maneira a compatibilizar a metodologia de apuração.

² Os índices de DEC e FEC apresentados foram recalculados de acordo com decisão da ANEEL. Atualmente, a Companhia está discutindo com a ANEEL a revisão das metas desses indicadores no 5º

No 2T21, a Light se destacou com o **3º melhor DEC e o 2º melhor FEC*** dentre as distribuidoras com mais de 1 milhão de clientes.

*Fonte: Aneel

Desempenho Financeiro

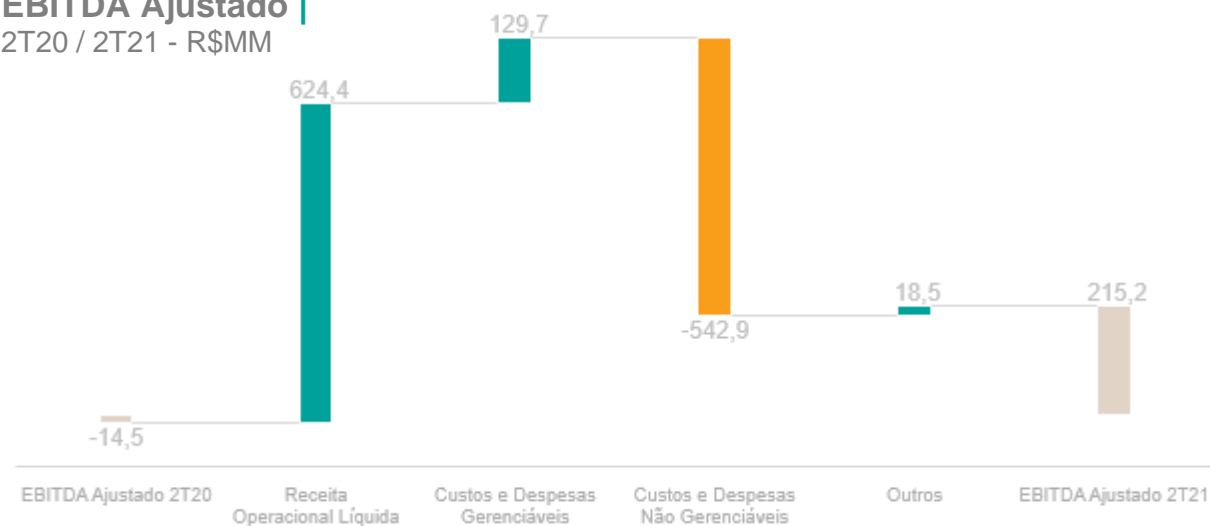
O **EBITDA Ajustado da Distribuidora**, no 2T21, apresentou resultado positivo de R\$215,2 milhões, devido principalmente à redução de PMS, PECLD e contingências judiciais, e pelo maior valor justo do ativo indenizável da concessão (VNR).

A **receita operacional líquida** no 2T21, excluindo-se a receita de construção, foi de R\$2.732,1 milhões, 29,6% acima da registrada no 2T20, com os seguintes destaques:

| A receita proveniente de Clientes Cativos e Livres finalizou o trimestre em R\$2.552,4 milhões, um acréscimo de 18,9% em relação ao 2T20, devido principalmente ao maior consumo faturado em 5,8%, ao reajuste tarifário ocorrido em março/21 (efeito médio de 6,75%) e pelo acionamento das bandeiras tarifárias em 2021.

| A energia não-faturada encerrou em R\$201,2 milhões negativos, um aumento de R\$146,0 milhões em relação ao 2T20, em virtude das temperaturas mais altas no final

EBITDA Ajustado | 2T20 / 2T21 - R\$MM



do 1T21 impactando negativamente a energia não faturada do 2T21 em maior escala que no mesmo período de 2020.

| CVA em R\$258,8 milhões no 2T21, R\$222,2 milhões maior em relação ao 2T20, em razão, principalmente, do efeito da maior amortização de CVA e da maior formação de CVA com Encargo de Serviço de Sistema (ESS), risco hidrológico e contratos por disponibilidade no 2T21.

| Valor Justo do Ativo Indenizável da Concessão (VNR) positivo em R\$116,4

milhões no 2T21, vs. VNR negativo em R\$59,0 milhões em relação ao 2T20, devido ao aumento do IPC-A verificado no período.

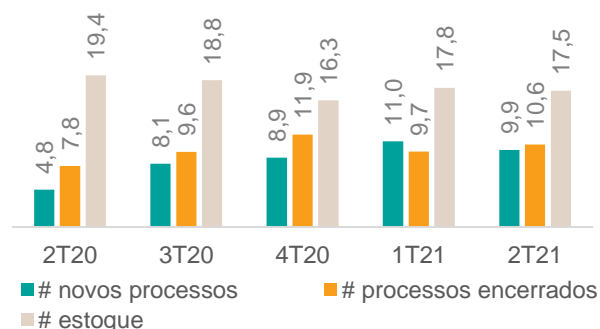
Neste trimestre, os **custos/despesas gerenciáveis** totalizaram R\$500,3 milhões, 20,6% abaixo do registrado no 2T20. A rubrica PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros) registrou queda de 14,6% (R\$29,1 milhões) em comparação ao 2T20.

As **despesas com PMS**, excluindo aqueles extraordinários com PDV no 2T20 (R\$5,5 milhões), registraram queda de R\$17,3 milhões no 2T21 em relação ao 2T20. Essa redução pode ser verificada na linha de Pessoal (R\$10,9 milhões) principalmente pela maior capitalização de mão de obra. Os custos com Serviços de Terceiros reduziram R\$7,0 milhões, principalmente, em função da primarização de algumas atividades, em relação ao 2T21.

As **provisões/contingências** encerraram o trimestre em R\$52,2 milhões. Ajustando o valor do 2T20 pelo estorno do PDV (R\$5,5 milhões), observamos uma redução de R\$21,0 milhões, decorrentes principalmente por reversão de provisões Fiscais, que totalizaram R\$8,4 milhões. Adicionalmente, a melhora é decorrente da redução das provisões Cível em R\$6,4 milhões, atribuída à redução do estoque de processos. Em contrapartida, as provisões do Juizado Especial Cível – JEC registraram um aumento de R\$4,1 milhões, tendo em vista o aumento de 106,9% de novas demandas, na comparação do 2T21 com o 2T20. O aumento de novas demandas reflete os impactos no

judiciário ocorridos no 2T20 em função das medidas de restrição adotadas para contenção da pandemia. Não obstante, seguimos observando uma tendência de redução do estoque de processos JEC.

| Judicialização - JEC [Mil] |



Os **custos e despesas não gerenciáveis** no 2T21 foram de R\$2.173,2 milhões, R\$542,8 milhões ou 33,3% acima do registrado no mesmo período do ano anterior, que foram atribuídos aos maiores custos com os contratos por disponibilidade com a UTE Norte Fluminense, CCEE e rede básica.

Os Contratos por Disponibilidade do 2T21 contaram com expressiva elevação da

geração das usinas termelétricas. Em comparação ao 2T20, tivemos um aumento de R\$190,0 milhões devido aos custos com combustíveis das térmicas.

O reajuste da tarifa da UTE Norte Fluminense impactou as despesas em R\$185,8 milhões. Além da alta do dólar no período do reajuste (novembro/20), tivemos também a elevação do IGP-M, ambos efeitos contribuindo para elevação da tarifa desta usina.

As despesas da CCEE aumentaram R\$184,6 milhões no 2T21 em relação ao 2T20. Dentre as principais variações podemos destacar:

| O despacho de usinas térmicas mais caras e a importação de energia de países vizinhos, pelo ONS, para garantir a segurança energética do abastecimento, acarretando uma elevação de R\$214,6 milhões na rubrica de Encargos de Serviço do Sistema (ESS).

| A elevação do PLD durante o 2T21, que contribuiu para o aumento dos custos decorrentes dos riscos hidrológicos associados aos contratos com Itaipu, Cotas

de Garantia Física e repactuação em R\$182,7 milhões em relação ao 2T20.

A alta do PLD também proporcionou aumento no crédito do spot em R\$168,3 milhões com a venda de excedente de energia no mercado de curto prazo durante o 2T21.

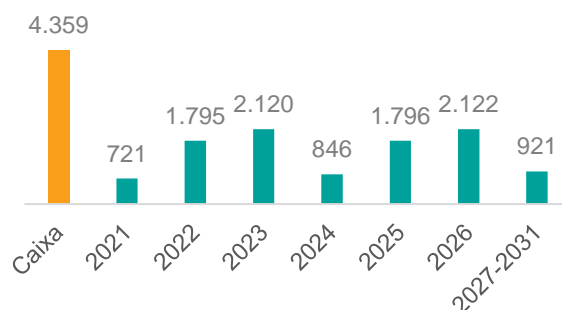
Os encargos de uso da rede básica aumentaram R\$121,1 milhões em comparação com o 2T20, em função do reajuste da tarifa das Transmissoras realizado em julho/20 (principalmente RBSE).

O **resultado financeiro no 2T21** foi negativo em R\$176,5 milhões, sendo R\$140,1 milhões menor em relação ao 2T20. A piora pode ser explicada, principalmente, pelo aumento da Variação monetária, devido ao maior IPC-A (1,67% no 2T21 vs. -0,43% no 2T20), que gerou um impacto negativo de R\$88,1 milhões. Além disso, as rubricas de Operações de swap e Variação cambial apresentaram variação líquida de R\$87,2 milhões negativos ano contra ano, decorrente da perda com a marcação a mercado das operações de swap das dívidas em moeda

Resultado Financeiro [R\$ MM]	2T21	2T20	Variação 2T21/2T20	1S21	1S20	Variação 1S21/1S20
Receitas Financeiras	(250,8)	184,1	-	(82,9)	752,8	-
Despesas Financeiras	74,3	(220,4)	-	(323,0)	(862,8)	-62,6%
Total	(176,5)	(36,3)	385,9%	(406,0)	(110,0)	269,0%

Amortização [R\$MM] |

Prazo médio: 3,4 anos



estrangeira em função do aumento da curva futura do CDI. Tais valores foram parcialmente mitigados pelo ganho na variação cambial de Itaipu, no valor de R\$ 43,6 milhões, em virtude do recuo do dólar no período.

A Light SESA obteve um **resultado líquido** de R\$76,5 milhões negativo no 2T21, menor

Indexadores de dívida |



do que prejuízo reportado no 2T20 de R\$113,6 milhões.

Geração

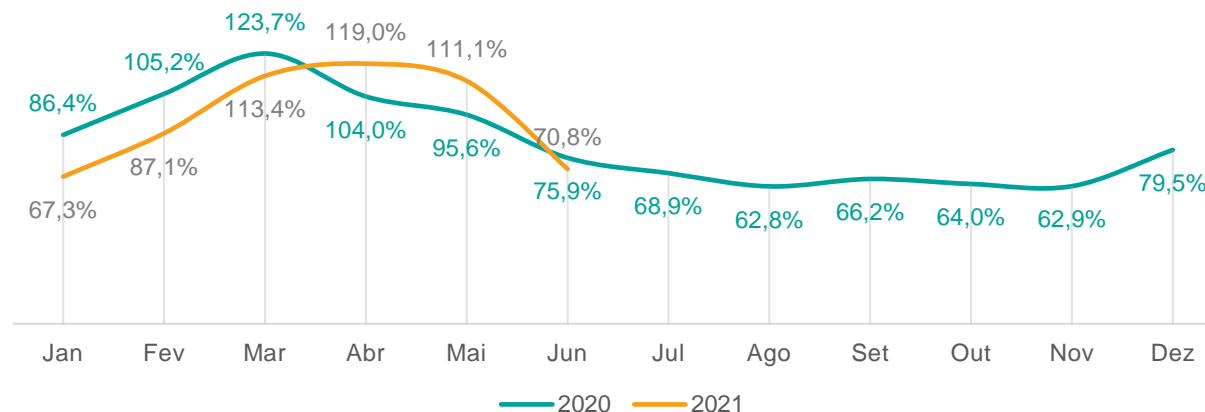
Light Energia S.A.

Crise Hídrica

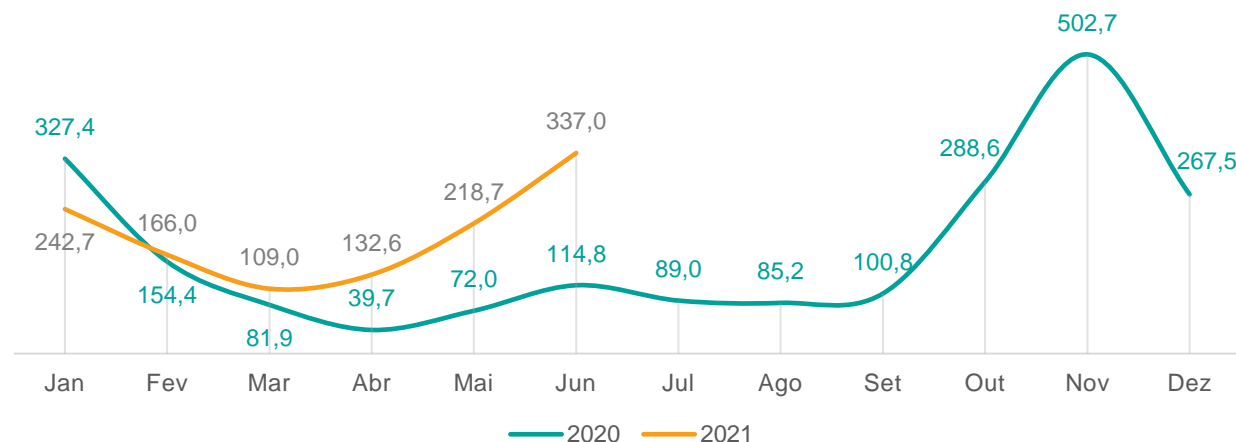
O baixo nível de armazenamento de energia nos principais reservatórios provocou a deterioração rápida da situação hidrológica para os próximos meses até o término do atual período seco. A verificação de níveis historicamente baixos de afluência no último período úmido trouxe preocupação com a capacidade de a matriz energética existente atender à demanda por energia do país até a chegada do próximo período chuvoso, estimado para novembro/21.

Com a perspectiva de baixos níveis de armazenamento houve a elevação dos preços no mercado de curto prazo e, de acordo com a estimativa da CCEE, o PLD deve operar no teto estabelecido pela ANEEL (R\$583,88/MWh) ao longo dos próximos meses. Outro importante vetor para o segmento de geração hidrelétrica, também impactado por essa conjuntura hidrológica desfavorável é o GSF, que, também de

| GSF - Generation Scaling Factor |



| PLD Médio Mensal SE/CO | [R\$/MWh]



acordo com a CCEE, deverá permanecer em patamares mais baixos do que se esperava no começo do ano.

Em resposta a esse cenário, o Governo Federal criou a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética –

CREG, coordenada pelo MME, com o objetivo de estabelecer medidas emergenciais para o enfrentamento da atual situação de escassez hídrica e garantir a continuidade e a segurança do suprimento de energia para o país. Nesse contexto, o ONS passou a utilizar o despacho adicional de energia térmica (fora da ordem de mérito), importação de energia, além de outras medidas excepcionais com o objetivo de desacelerar o esgotamento dos reservatórios durante o atual período seco. Apesar do cenário crítico, os órgãos de monitoramento do setor elétrico reiteram a garantia do suprimento de energia no país em 2021.

Desempenho Operacional

A estratégia da Companhia para **gestão do balanço energético** está pautada por um planejamento minucioso e ações proativas na comercialização de energia, buscando gerar valor e mitigar o risco hidrológico. Essa estratégia combina as operações conjuntas da geradora com a comercializadora da Light, que atuam sintonizadas, conjuntamente

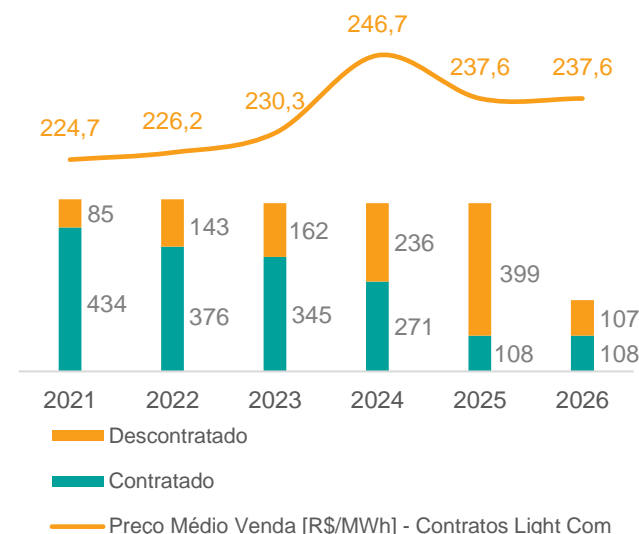
somando esforços para maximizar o resultado consolidado nas operações de compra e venda de energia.

Esse conjunto de ações se inicia com a decisão de **deixar uma parcela relevante de sua Garantia Física não contratada**. Em 2021, 19,6% do total estão alocados para essa finalidade. Essa parcela da energia não comercializada é utilizada para **mitigar os efeitos da sazonalização e das variações do GSF ao longo do ano**, como estamos verificando nesse ano de 2021

O cenário desafiador do ano exigiu da Companhia uma **atuação preventiva para mitigar os riscos de aumento da exposição ao mercado de curto prazo, deterioração do GSF e aumento dos preços**. Mesmo optando por uma **sazonalização da Garantia Física conservadora**, seguindo o perfil médio do MRE, com alocação de maiores montantes de energia nos trimestres de maior risco para preços elevados, o cenário atual mostrou-se ainda mais severo.

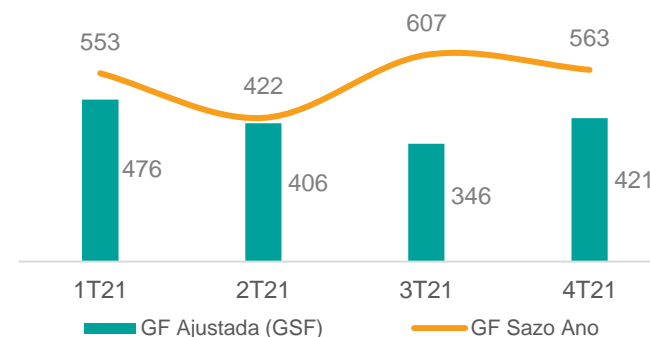
Essa estratégia foi concretizada com a **compra de energia ao longo do 1T21 e 2T21 para o 2º semestre do ano de 2021**, de

| Volume Contratado de Energia [MWm] |



*Considera o fim da concessão dos ativos da Light Energia em junho/26. Em 3 de agosto, com a homologação dos cálculos da CCEE referentes ao acordo do GSF pela ANEEL, as concessões foram prorrogadas, em média, em 24 meses.
**Valores líquidos de impostos na data base de jan/21.

| Garantia Física [MWm] |



modo equalizar o balanço energético em face dos impactos da deterioração esperada do GSF. Ao final do 2T21, o resultado das compras realizadas pela Companhia mitigou os déficits no balanço de energia para o 2º semestre, considerando as projeções de mercado. Importante destacar que essas compras antecipadas, realizadas ao longo do primeiro semestre pela Companhia, foram efetuadas a um preço médio de R\$275/MWh, inferior aos preços esperados para os próximos meses.

No 2T21, o **balanço energético** da Companhia tinha sobras para o atendimento integral dos montantes vendidos no período, o que, em função da sazonalização dos contratos, possibilitou a redução da alocação de venda de energia (ACL + Spot) no período em 12,2% quando comparado aos volumes do 2T20. Na compra (ACL + Spot) verificamos uma redução 80,7%, principalmente no Spot, em função dos maiores valores de GSF, acima de 100% no 2T21 vs. 92% no 2T20. A Light Energia optou por alocar a sua garantia física seguindo a sazonalização média do MRE, condição que mitiga os riscos de

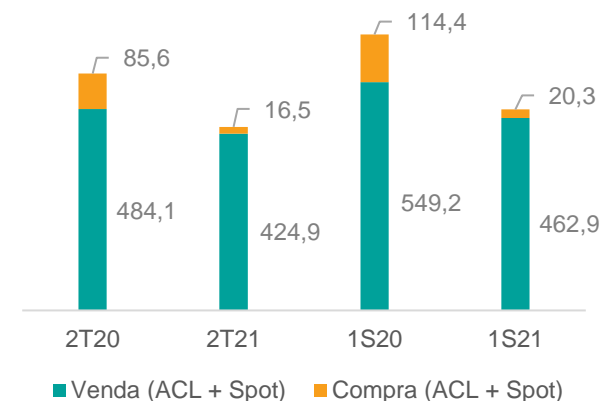
exposição às variações de mercado ao longo do ano.

Acordo do GSF

Considerando a evolução da repactuação do GSF, iniciada no fim de 2020, com a publicação da Resolução Normativa ANEEL 895/20, a Light Energia reconheceu R\$433,8 milhões como ativo intangível no 4T20 e, em 6 de abril, liquidou o saldo em aberto na CCEE mediante o pagamento de aproximadamente R\$1,3 bilhão.

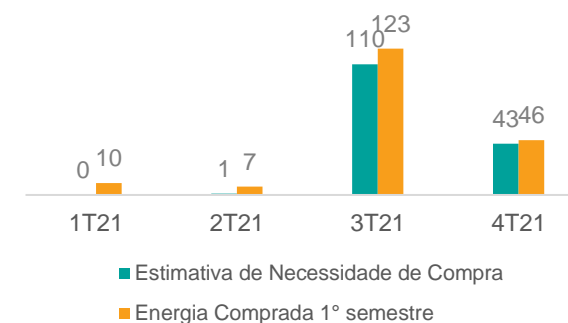
Em 3 de agosto, a ANEEL homologou os prazos de extensão de concessão das usinas e estações elevatórias da Light Energia em aproximadamente 24 meses, conforme a expectativa da Companhia.

Compra e Venda de Energia | [MWm]*



*Valores incluem as plantas de Fontes Novas, Nilo Peçanha, Pereira Passos, Ilha dos Pombos, Santa Branca e PCH Lajes

Balanço de Energia [MWm] |



Desempenho Financeiro

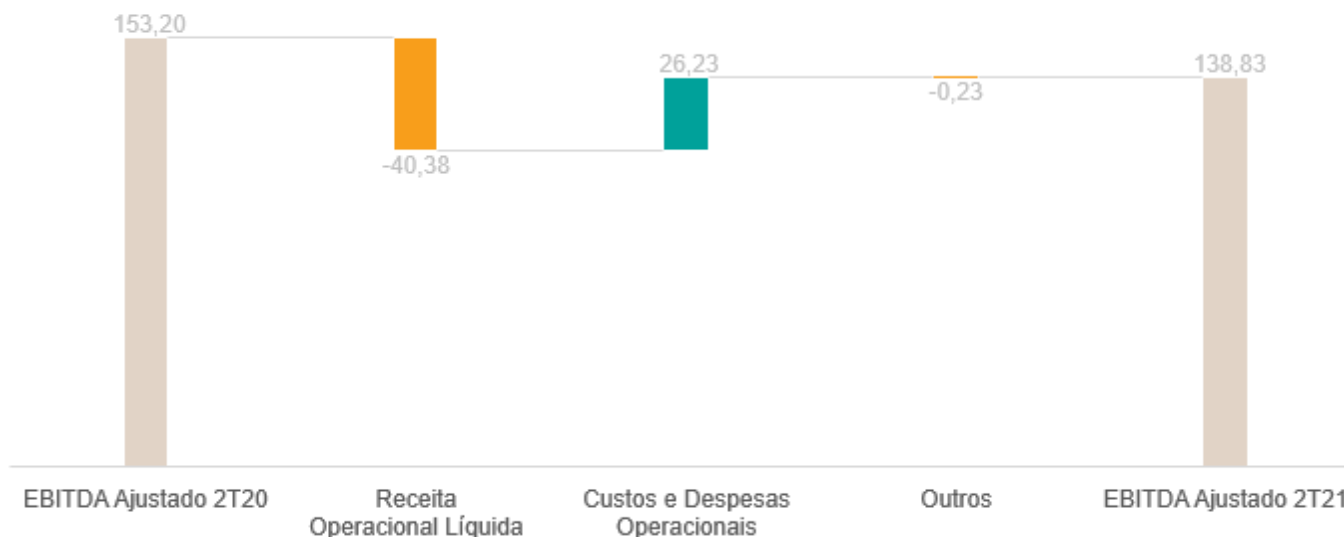
No trimestre, houve uma redução de 19,6% (R\$40,4 milhões) na **receita líquida** em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior devido, principalmente, à sazonalização dos contratos, que reduziram a alocação de venda de energia no 2T21 quando comparada ao 2T20.

Os **custos e despesas operacionais** encerraram o 2T21 em R\$40,8 milhões vs. R\$67,0 milhões registrados no 2T20, uma redução de 39,1%, devido, principalmente, a menores custos com a energia comprada, consequência da redução da necessidade de compra de energia devido à estratégia de sazonalização de contratos e garantia física.

As **despesas com PMS** ficaram em linha em comparação com o mesmo trimestre do ano anterior.

O **EBITDA Ajustado** foi de R\$138,8 milhões no 2T21, uma redução de 9,4% em relação ao apresentado no 2T20. Essa redução é resultado do maior preço da energia no mercado spot, apesar da estratégia de sazonalização da garantia física e de

EBITDA ajustado | 2T20 / 2T21 - R\$MM



contratos, o que levou à menor venda e compra de energia no período.

Resultado Financeiro [R\$ MM]	2T21	2T20	Varição 2T21/2T20	1S21	1S20	Varição 1S21/1S20
Receitas Financeiras	(88,1)	76,6	-	10,2	388,3	-97,4%
Despesas Financeiras	43,3	(111,5)	-	(171,5)	(407,4)	-57,9%
Total	(44,8)	(35,0)	28,2%	(161,3)	(19,1)	746,0%

No 2T21, o **resultado financeiro** foi negativo em R\$44,8 milhões, representando uma piora de R\$9,9 milhões. As rubricas Operações de swap e Variação cambial apresentaram variação líquida de R\$39,9 milhões negativos, tendo em vista a perda com a marcação a mercado das operações de swap das dívidas em moeda estrangeira, decorrente do aumento da curva futura do CDI. Por outro lado, no 2T21, não houve Atualização do GSF (-R\$29,8 milhões no 2T20) por conta da liquidação do saldo passivo em abril/21.

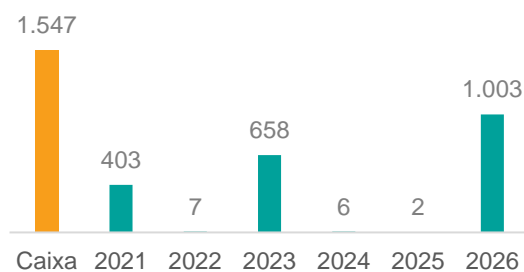
A Light Energia, excluindo sua participação em Guanhães, obteve um **lucro líquido** de R\$55,1 milhões no 2T21 frente a um lucro de R\$70,4 milhões no 2T20.

| Indexadores de dívida |



| Amortização [R\$MM] |

prazo médio: 3,1 anos



Comercialização

Lightcom Comercializadora S.A.

Desempenho Operacional e Financeiro

O **volume comercializado** no 2T21 foi de 598MW médios um aumento de 11,3% em relação ao 2T20 (537MW médios). Esse crescimento foi resultado de maiores negociações intra-ano (produtos de trimestre e semestre) com agentes de mercado (Geradores e Comercializadores).

O **preço médio de venda** neste período foi de R\$212,6/MWh um incremento de 18,9% em relação ao praticado no 2T20. (R\$178,8/MWh). A elevação dos preços de mercado e as novas operações intra-ano contribuíram para esse aumento, além do preço associado aos contratos de venda de longo prazo que compõem a carteira da Comercializadora.

A Comercializadora registrou um **EBITDA Ajustado** de R\$40,2 milhões no 2T21 contra um EBITDA Ajustado de R\$11,0 milhões no

| EBITDA ajustado |
2T20 / 2T21 - R\$MM

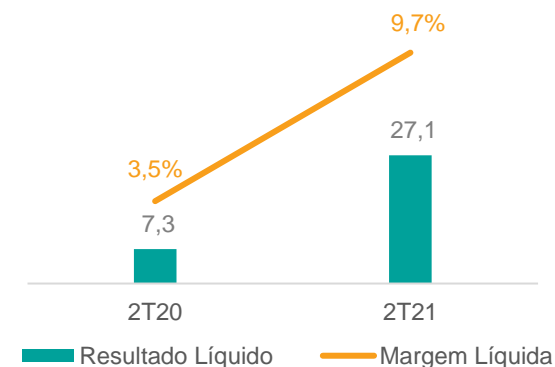


2T20 em virtude da maior receita com a revenda de energia.

O **lucro líquido** foi de R\$27,1 milhões, R\$19,8 milhões superior a 2T20.

A Lightcom possui governança estabelecida para avaliação de contrapartes, incluindo critérios robustos de análise de crédito e de risco de mercado e, nesse momento, não identifica problemas na sua carteira de clientes e fornecedores.

| Resultado Líquido [R\$M] e Margem Líquida [%] |



Questões ambientais, sociais e de governança [ESG]

Desempenho no Trimestre

No 2T21, foi eleito um novo Conselho de Administração, que passou a ser totalmente independente e a ter 33% de mulheres em sua composição ³. Considerando a importância da temática de sustentabilidade na Light para o novo *management*, o Conselho de Administração criou um comitê específico para tratar do tema: o Comitê ESG+. Esse Comitê é coordenado pela conselheira de Administração Ana Toni, que atualmente é Diretora Executiva do Instituto Clima e Sociedade (iCS) e, dentre outras atividades, foi Presidente do Conselho de Administração do Greenpeace Internacional, Presidente da Transparency International no Brasil diretora da Fundação Ford no Brasil e da ActionAid.

³ Esse percentual é de 11,9% nas 190 empresas listadas nos segmentos diferenciados de Governança da B3 (Brasil Board Index 2020).

O Comitê ESG+, composto ainda por outros três membros do Conselho com experiência na área de ESG, vem se aprofundando na agenda de sustentabilidade da Light, validando e propondo aperfeiçoamentos no Plano de Ação ESG anual. Dentre as primeiras iniciativas lideradas pelo Comitê, destaca-se a análise da adequação das práticas ESG da Light à nova metodologia do ISE B3 – de cuja carteira fazemos parte desde 2007 – e a revisão da Matriz de Materialidade da Light, a ser realizada ainda esse ano.

Como parte do plano de aperfeiçoamento do modelo de gestão da Companhia, já foram definidas metas referentes a diversidade, resíduos e reflorestamento, que passaram a compor a remuneração variável do CEO, bem como são desdobradas para diretores, executivos e responsáveis técnicos pelos temas.

Ao longo desse ano, a Administração deve propor aperfeiçoamentos aos indicadores ESG que serão acompanhados

trimestralmente pela empresa e às metas, a partir da revisão da Matriz de Materialidade.

A seguir, estão os indicadores selecionados com base na análise dos principais aspectos ESG abordados pelo mercado ou pelos *frameworks* existentes (GRI, SASB, PRI, ISE etc.).



Indicadores ESG

Principais Indicadores	2T21	2T20	Variação 2T21/2T20	1S21	1S20	Variação 1S21/1S20
Ambiental						
% de sites certificados SGI (Light Energia)	100%	100%	0,0 p.p.	100%	100%	0,0 p.p.
% de sites certificados SGA (Light SESA)	88%	88%	0,0 p.p.	88%	88%	0,0 p.p.
% de geração proveniente de fontes renováveis	100%	100%	0,0 p.p.	100%	100%	0,0 p.p.
Consumo de água por empregado (m ³)	4,57	4,49	1,7%	9,12	9,45	-3,5%
Consumo de energia elétrica por empregado (MWh)	5,36	5,26	1,8%	11,11	10,69	3,9%
Social						
Colaboradores próprios	5.430	5.321	2,0%	5.430	5.321	2,0%
Colaboradores terceirizados	7.536	6.358	18,5%	7.536	6.358	18,5%
% de mulheres na Light	18,0%	19,1%	-1,1 p.p.	18,0%	19,1%	-1,1 p.p.
% de mulheres em cargos de liderança	27,5%	26,1%	1,4 p.p.	27,5%	26,1%	1,4 p.p.
Média de horas de treinamento por empregado	4,6	11,8	-61,0%	9,1	26,5	-65,7%
Taxa de rotatividade	2,2%	1,5%	0,7 p.p.	3,6%	7,2%	-3,6 p.p.
Taxa de frequência de acidentes	2,32	1,03	125,2%	3,12	1,97	58,4%
Taxa de gravidade de acidentes	75	66	13,6%	480	60	700,0%
Reclamações por total de clientes	10,72%	7,63%	3,09 p.p.	25,87%	19,93%	5,94 p.p.
Governança						
% de conselheiros independentes	100,0%	77,8%	22,2 p.p.	100,0%	77,8%	22,2 p.p.
% de mulheres na Alta Administração	35,3%	26,7%	8,6 p.p.	35,3%	26,7%	8,6 p.p.
Ações em poder da Alta Administração	333.500	72.750	358,4%	333.500	72.750	358,4%
Idade média da Alta Administração	55	54	1,9%	55	54	1,9%
Outros						
Rede de distribuição (km)	80.020	78.993	1,3%	80.020	78.993	1,3%
Investimento em Eficiência Energética (R\$ MM)	11,69	8,99	29,9%	30,22	19,24	57,1%
Investimento em P&D (R\$ MM)	6,74	5,84	15,4%	12,71	11,30	12,5%

Entre as principais variações verificadas no trimestre, destacamos:

- | Aumento no número de conselheiros independentes no Conselho de Administração. Com a eleição dos membros do Conselho de Administração na AGOE de abril de 2021, todos passaram a ser independentes.
- | Aumento na taxa de frequência de acidentes em função da ocorrência de 17 acidentes. Vale ressaltar que 82% desses acidentes possuem gravidade da lesão leve ou média e que a taxa apresentou uma redução de 41% em comparação com o 1T21, quando se registrou um acidente fatal.
- | Aumento de 18,5% no número de terceiros conforme o avanço do contrato de revitalização do Vertedouro da UHE Ilha dos Pombos, do início do cadastro dos prestadores de serviço que atuarão no contrato de Transposição de Águas do Reservatório do Vigário para o Reservatório de Ponte Coberta (“Túnel by-pass”) e do aumento das atividades de gestão e controle no campo.

- | Aumento de 30% nos investimentos em eficiência energética, com recursos destinados a diversos projetos, tais como os realizados em Farmanguinhos (Instituto de Tecnologia em Fármacos da Fiocruz), na Casa da Moeda e nas comunidades de baixa renda.
- | Aumento no trimestre de 15% nos investimentos em P&D com foco na identificação e tratamento de perdas não técnicas e na otimização de OPEX e de CAPEX para melhora de indicadores operacionais.
- | Redução na quantidade de homem-hora treinado em relação ao mesmo período do ano anterior em função do alto volume de treinamento realizado em 2020 para formação técnica e operacional dos profissionais contratados para realizar atividades de campo e de combate às perdas que foram primarizadas.
- | Aumento nas reclamações por cliente no 2T21, pois nesse mesmo período do ano passado as agências de atendimento estavam fechadas de acordo com a

restrições impostas para enfrentamento da Covid-19. Comparando o 2T21 com o 1T21 tivemos uma redução de 29% nas reclamações por cliente, resultado de ações tais como: visitas às regionais para identificar e implantar melhorias nos processos que impactam as reclamações, boletim diário de acompanhamento das reclamações entrantes e tratadas, revisão de roteiros e treinamento das equipes de atendimento

- | Em 11 de agosto, a Light Energia emitiu R\$400 milhões de debêntures sociais, considerando os benefícios que a UHE Nilo Peçanha oferece à sociedade. Trata-se da 1ª emissão sustentável da Light.

ANEXO I – Conciliação EBITDA

EBITDA CVM (R\$ MM)	2T21	2T20	Varição 2T21/2T20	1S21	1S20	Varição 1S21/1S20
Lucro/Prejuízo Líquido (A)	3,2	(44,7)	-	(38,6)	122,0	-
IR/CS (B)	(306,1)	(586,7)	-47,8%	(315,5)	(593,2)	-46,8%
IR/CS DIFERIDO (C)	305,7	624,5	-51,1%	335,2	544,1	-
EBT (A - (B + C))	3,6	(82,6)	-	(58,3)	171,1	-
Depreciação e Amortização (D)	(151,1)	(147,6)	2,3%	(299,4)	(296,8)	0,9%
Despesa Financeira Líquida (E)	(219,7)	(69,9)	214,4%	(564,4)	(125,9)	348,3%
EBITDA CVM ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	374,4	134,9	177,5%	805,5	593,8	35,7%
Equivalência Patrimonial (F)	(8,2)	(4,4)	88,5%	(11,4)	(6,4)	78,5%
Outras Receitas/Despesas Operacionais (G)	(3,3)	(5,4)	-40,2%	11,2	(10,2)	-
EBITDA Ajustado = EBITDA CVM - (F) - (G)	385,9	144,7	166,6%	805,7	610,4	32,0%

ANEXO II – Demonstração do Resultado - Consolidado

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	2T21	2T20	Var. %	1S21	1S20	Var. %
Receita Operacional Bruta	5.012,3	3.982,7	25,9%	10.717,3	8.763,0	22,3%
Deduções	(2.003,4)	(1.627,2)	23,1%	(4.198,2)	(3.512,2)	19,5%
Receita Operacional Líquida	3.009,0	2.355,6	27,7%	6.519,0	5.250,7	24,2%
Despesa Operacional	-2.774,1	-2.358,4	17,6%	-6.012,7	-4.937,2	21,8%
PMSO	(189,8)	(216,6)	-12,4%	(433,5)	(457,8)	-5,3%
Pessoal	(87,9)	(102,0)	-13,8%	(206,1)	(225,0)	-8,4%
Material	(6,8)	(6,4)	6,0%	(17,7)	(13,0)	36,6%
Serviço de Terceiros	(116,6)	(121,7)	-4,2%	(240,7)	(238,5)	0,9%
Outros	21,5	13,5	58,8%	31,0	18,7	65,5%
Energia Comprada	(2.259,2)	(1.703,5)	32,6%	(4.902,1)	(3.696,9)	32,6%
Depreciação	(151,1)	(147,6)	2,3%	(299,4)	(296,8)	0,9%
Provisões	(52,2)	(67,7)	-23,0%	(105,5)	(139,5)	-24,4%
PECLD	(121,9)	(223,0)	-45,3%	(272,4)	(346,2)	-21,3%
EBITDA Ajustado	385,9	144,7	166,6%	805,7	610,4	32,0%
Resultado Financeiro	(219,7)	(69,9)	214,4%	(564,4)	(125,9)	348,3%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(3,3)	(5,4)	-40,2%	11,2	(10,2)	-
Resultado Antes dos Impostos e Equivalência Patrimonial	11,9	(78,2)	-	(46,9)	177,5	-
IR/CS	(306,1)	(586,7)	-47,8%	(315,5)	(593,2)	-46,8%
IR/CS Diferido	305,7	624,5	-51,1%	335,2	544,1	-
Equivalência Patrimonial	(8,2)	(4,4)	88,5%	(11,4)	(6,4)	78,5%
Lucro Líquido	3,2	-44,7	-	-38,6	122,0	-

ANEXO III – Demonstração do Resultado - Distribuição

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	2T21	2T20	Variação 2T21/2T20	1S21	1S20	Variação 1S21/1S20
Receita Operacional Bruta	4.905,3	3.884,5	26,3%	10.393,2	8.518,3	22,0%
Fornecimento de Energia	3.546,1	3.076,9	15,2%	7.913,1	6.950,9	13,8%
CVA	290,1	36,6	693,2%	426,1	(9,6)	-
Receita de Construção	209,0	186,9	11,8%	393,8	340,7	15,6%
Outras Receitas - crédito PIS/COFINS	-	-	-	-	-	-
Outras Receitas	860,2	584,2	47,2%	1.660,2	1.236,2	34,3%
Deduções da Receita Operacional	(1.963,7)	(1.589,9)	23,5%	(4.113,7)	(3.434,9)	19,8%
Receita Operacional Líquida	2.941,6	2.294,6	28,2%	6.279,5	5.083,4	23,5%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(2.382,1)	(1.817,2)	31,1%	(5.094,8)	(3.881,4)	31,3%
Energia elétrica comprada para revenda	(1.824,8)	(1.410,7)	29,4%	(4.008,3)	(3.071,3)	30,5%
Encargos de conexão e uso da rede	(348,3)	(219,6)	58,6%	(692,8)	(469,4)	47,6%
Custo de construção	(209,0)	(186,9)	11,8%	(393,8)	(340,7)	15,6%
Custo/Despesa Operacional	(344,2)	(491,9)	-30,0%	(771,9)	(909,0)	-15,1%
Pessoal	(76,7)	(93,1)	-17,6%	(184,6)	(204,4)	-9,7%
Material	(6,7)	(6,1)	9,8%	(17,2)	(12,5)	37,4%
Serviços de terceiros	(110,1)	(117,1)	-6,0%	(228,7)	(228,2)	0,2%
Provisões	(173,7)	(292,2)	-40,6%	(377,2)	(488,3)	-22,8%
Outros	23,0	16,6	38,2%	35,8	24,4	46,3%
EBITDA Ajustado	215,2	(14,5)	-	412,8	293,0	40,9%
Depreciação e amortização	(137,1)	(133,3)	2,8%	(271,1)	(268,3)	1,0%
Outras receitas/despesas operacionais	(18,9)	(4,8)	293,4%	(4,6)	(8,7)	-46,7%
Resultado do Serviço	59,2	(152,6)	-	137,0	15,9	759,3%
Resultado Financeiro	(176,5)	(36,3)	385,9%	(406,0)	(110,0)	269,0%
Receita Financeira	(250,8)	184,1	-	(82,9)	752,8	-
Despesa Financeira	74,3	(220,4)	-	(323,0)	(862,8)	-62,6%
Resultado antes dos impostos	(117,3)	(188,9)	-37,9%	(268,4)	(93,6)	186,9%
IR/CS	(137,6)	(583,8)	-76,4%	(137,6)	(583,8)	-76,4%
IR/CS Diferido	178,4	659,2	-72,9%	229,4	626,3	-63,4%
Lucro/Prejuízo Líquido	(76,5)	(113,6)	-32,7%	(177,1)	(51,6)	243,1%

ANEXO IV – Demonstração do Resultado - Geração

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	2T21	2T20	Variação 2T21/2T20	1S21	1S20	Variação 1S21/1S20
Receita Operacional Bruta	191,8	236,3	-18,8%	501,3	526,8	-4,8%
Suprimento - Venda de energia própria	182,4	203,0	-10,2%	392,1	452,1	-13,3%
Suprimento - Energia de Curto Prazo	7,4	30,8	-76,0%	105,2	70,1	50,0%
Outras - TUSD	2,0	2,3	-13,1%	4,1	4,1	-1,8%
Outras	-	0,1	-	0,0	0,5	-93,3%
Deduções da Receita Operacional	(26,1)	(30,2)	-13,7%	(60,5)	(67,0)	-9,7%
Receita Operacional Líquida	165,7	206,1	-19,6%	440,9	459,8	-4,1%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(16,8)	(44,6)	-62,3%	(88,8)	(148,1)	-40,1%
Custo/Despesa Operacional	(10,0)	(8,3)	21,5%	(23,4)	(20,3)	15,3%
Pessoal	(4,3)	(4,8)	-9,8%	(10,3)	(11,5)	-10,6%
Material	(0,1)	(0,3)	-74,6%	(0,4)	(0,4)	-10,1%
Serviços de terceiros	(4,6)	(3,8)	21,2%	(8,9)	(8,1)	11,0%
Provisões	(0,4)	1,5	-	(0,6)	2,6	-
Outros	(0,7)	(0,9)	-24,9%	(3,1)	(2,9)	6,7%
EBITDA Ajustado	138,8	153,2	-9,4%	328,7	291,4	12,8%
Depreciação e amortização	(13,9)	(14,1)	-1,6%	(28,1)	(28,2)	-0,5%
Outras receitas/despesas operacionais	-	-	-	(0,5)	(0,8)	-43,6%
Resultado do Serviço	124,9	139,1	-10,2%	300,2	262,3	14,4%
Equivalência Patrimonial	-	0,0	-	-	(0,4)	-
Resultado Financeiro	(44,8)	(35,0)	28,2%	(161,3)	(19,1)	746,0%
Receita Financeira	(88,1)	76,6	-	10,2	388,3	-97,4%
Despesa Financeira	43,3	(111,5)	-	(171,5)	(407,4)	-57,9%
Resultado antes dos Impostos	80,1	104,1	-23,0%	138,8	242,9	-42,8%
IR/CS	(156,6)	(0,3)	55037,3%	(156,9)	(0,6)	25703,6%
IR/CS Diferido	131,6	(33,5)	-	114,0	(78,4)	-
Lucro/Prejuízo Líquido	55,1	70,4	-21,7%	96,0	163,9	-41,4%

ANEXO V – Balanço Patrimonial Consolidado

ATIVO (R\$ MM)	2T21	4T20
Circulante	10.766	7.974
Caixa e equivalentes de caixa	74	653
Títulos e valores mobiliários	6.008	2.436
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	2.256	3.257
Estoques	70	62
Tributos e contribuições a recuperar	1.109	656
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	176	137
Ativos financeiros do setor	183	58
Despesas pagas antecipadamente	22	25
Dividendos a receber	-	-
Serviços prestados a receber	40	45
Instrumentos financeiros derivativos <i>swap</i>	130	156
Outros créditos	552	339
Ativos classificados como mantidos para venda	147	147
Não Circulante	17.665	18.424
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	1.124	1.014
Tributos e contribuições a recuperar	3.605	4.420
Tributos diferidos	671	450
Despesas pagas antecipadamente	-	-
Instrumentos financeiros derivativos <i>swap</i>	-	960
Depósitos vinculados a litígios	238	242
Ativos financeiros do setor	444	15
Ativo financeiro da concessão	6.006	5.197
Outros créditos	0	120
Ativo de contrato	561	983
Investimentos	357	366
Imobilizado	1.663	1.655
Intangível	2.913	2.899
Ativo de direito de uso	83	102
Ativo Total	28.432	26.397

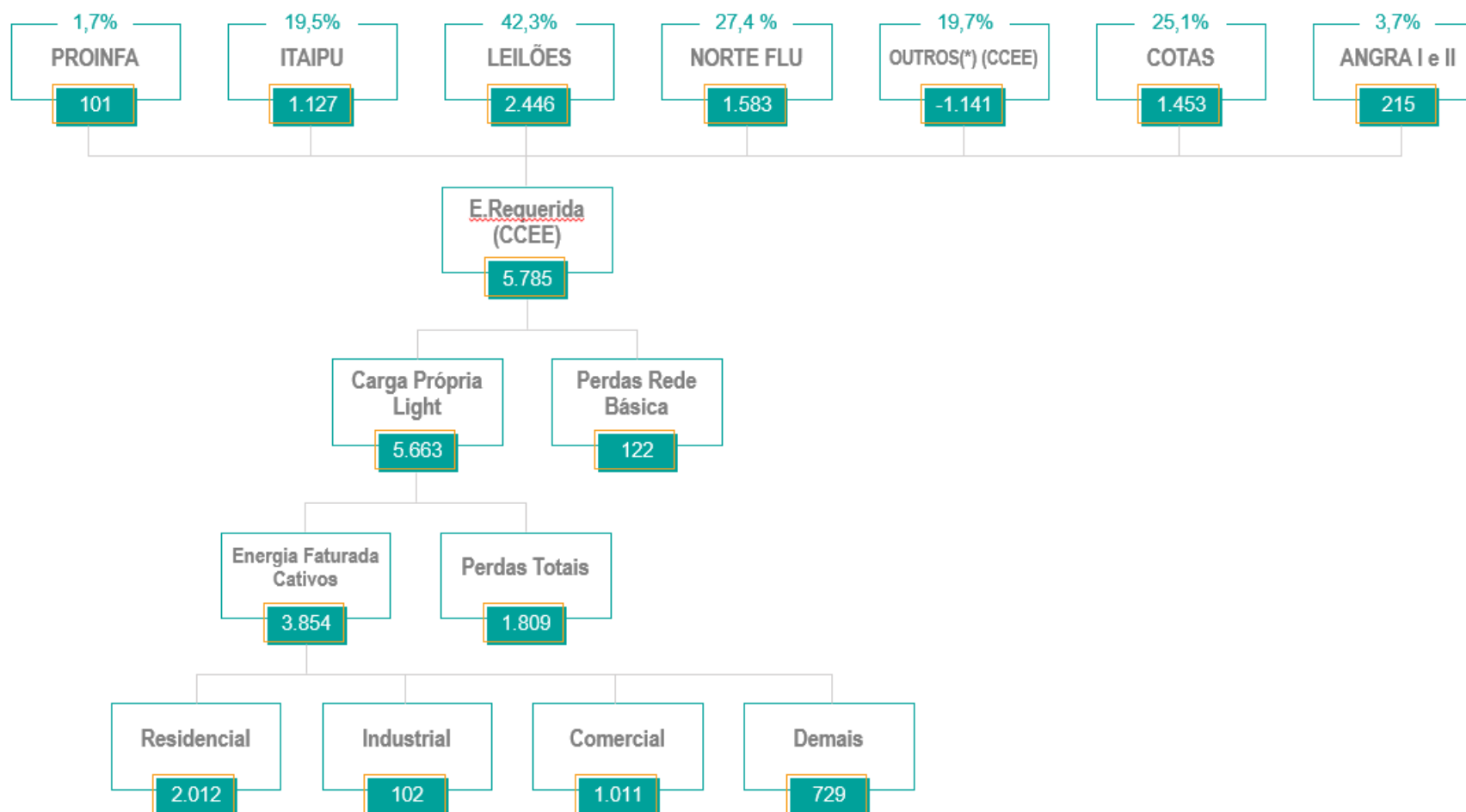
PASSIVO (R\$ MM)	2T21	4T20
Circulante	4.819	7.217
Fornecedores	1.385	3.440
Tributos e contribuições a pagar	143	167
Imposto de renda e contribuição social a pagar	102	2
Empréstimos e financiamentos	1.226	1.320
Debêntures	441	1.031
Passivos financeiros do setor	494	-
Instrumentos financeiros derivativos <i>swap</i>	26	-
Dividendos a pagar	164	164
Obrigações trabalhistas	75	91
Valores a serem restituídos a consumidores	-	296
Obrigações por arrendamento	39	47
Encargos regulatórios	330	275
Outros Débitos	392	384
Não Circulante	15.229	12.104
Empréstimos e financiamentos	5.616	3.091
Debêntures	5.100	4.243
Instrumentos financeiros derivativos <i>swap</i>	48	-
Tributos e contribuições a pagar	186	192
Tributos diferidos	294	408
Participações societárias a descoberto	30	31
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	531	648
Benefícios pós-emprego	5	5
Obrigações por arrendamento	48	59
Valores a serem restituídos a consumidores	3.331	3.382
Outros débitos	39	47
Patrimônio Líquido	8.384	7.076
Capital Social	5.392	4.051
Reserva de capital	14	9
Reservas de lucros	2.816	2.816
Ajustes de avaliação patrimonial	297	304
Outros resultados abrangentes	(105)	(105)
Lucros acumulados	(31)	-
Passivo Total	28.432	26.397

ANEXO VI – Balanço Energético

Balanço Energético (GWh)	2T21	2T20	Variação 2T21/2T20	1S21	1S20	Variação 1S21/1S20
= Carga Fio	7.984	7.681	3,9%	18.271	17.536	4,2%
- Energia medida transportada para concessionárias	328	506	-35,1%	702	1.052	-33,2%
- Energia medida transportada para clientes livres	1.993	1.608	23,9%	4.069	3.542	14,9%
= Carga Própria	5.663	5.567	1,7%	13.500	12.941	4,3%
- Energia Faturada (Cativo)	3.854	3.723	3,5%	8.474	8.437	0,4%
Mercado Baixa Tensão	3.059	2.895	5,7%	6.744	6.570	2,6%
Mercado Média e Alta Tensão	795	829	-4,1%	1.730	1.867	-7,3%
= Perda Total	1.809	1.843	-1,9%	5.025	4.505	11,6%

Balço energético de distribuição (GWh)

2º trimestre 2021 - Dados realizados até Maio / Junho totalmente previsto |



(*) Outros inclui Compra no Spot - Venda no Spot.

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**

2Q21

Rio de Janeiro, August 11, 2021

Earnings Webcast

August 13, 2021 | 2:00 p.m. (BRT)

Zoom ID: [863 1887 7521](#)

HEADLINES

2Q21



Light S.A. posted Adjusted EBITDA of R\$ 386 million in 2Q21, a YoY increase of 166% (R\$ 145 million) primarily driven by the Distribution business.



Net income in the quarter was R\$ 3.2 million vs. a loss of R\$ 44.7 million in 2Q20.



Manageable costs in the Distribution business (PMS) fell by 8.2% (R\$ 194 million) compared with 2Q20.



The 12-month collection rate at June 2021 was 96.7%, 1.0 p.p. higher than at March 2021 and 1.3 p.p. higher than at June 2020.



Total losses on grid load (12-month) ended 2Q21 at 26.85%, down 0.33 p.p. on 1Q21.



Billed market in 2Q21 were 6,176 GWh, exceeding 2Q20 by 339 GWh (+5.8%). Captive- and free-market sales grew by 9.7%.



With the Infrastructure Debentures and Bonds issued in 2Q21, **our average debt maturity was lengthened to 3.3 years** (2.1 years in 1Q21).



Improved **power quality** has placed our Distribution business among the **top utilities in Brazil**—3rd for EOD and 2nd for EOF.



As part of our **ESG agenda**, we created an **ESG+ Committee** and issued Light's first **sustainable bonds**.

LIGT
B3 LISTED NM

IBRX100 B3

IEE B3

ISE B3

ICO2 B3

Message from the CEO

The Light of the Future

Following the initial steps taken by our new management team under a 100-day plan completed early in the 2nd quarter, we have started a new chapter at Light. We now have a renovated Board of Directors entirely composed of independent members—1/3 of whom are women—and an established operational and financial strategy and long-term business plan. Light is implementing a proven management model that ensures the business achieves sustainable results.

Among the biggest challenges currently facing Light is reducing electricity theft, one of the core pillars of our mandate. Our strategy involves a high level of discipline and efforts to gain back lost market with a focus on operations, including routine inspections, normalization and incorporation of new customers, replacement of obsolete equipment, deployment of new technologies, and consistent field-crew training and

management. Our teams have been tireless in their efforts despite the pandemic, demonstrating the determination of the entire Light team to reverse once and for all the dynamics of electricity theft in our service area.

The operational improvement plan for the Distribution business, which has been designed taking account of the complexities of the business and the interdependencies between multiple fronts—including losses, collection, judicial contingencies, manageable costs/expenses and liability management—is expected to produce its full impact over a medium-term horizon, which shows how much still needs to be done. But only by effectively implementing these needed improvements will we be able to achieve our target of sustainable operating cash flows.

In the first six months of the year, we have invested more than R\$ 170 million in anti-theft and collection efforts, 40% more than in the first half of 2020.



Photo: Leo Pinheiro/Valor/Agência O Globo.

Nonato Castro
CEO | Light

Message from the CEO

Light has also continued to invest in power quality and consistently improving EODi and EOFi, in line with the best-performing large distribution companies in Brazil. In June, Light SESA was the 3rd highest ranked company for EOD and 2nd for EOF.

The results we are reporting this quarter demonstrate our determination to transform the business. Consolidated Adjusted EBITDA was R\$ 386 million in the quarter. In the Distribution business, collection process improvements supported an increase in the collection rate for the second consecutive quarter. At 96.7%, the collection rate improved by 170 bps from December 2020. We continued our efforts to reduce manageable costs (Personnel, Materials & Services), which fell 8.2% compared with 2Q20. Light recorded total losses on grid load of 26.85% in 2Q21, a reduction of 0.33 p.p from 1Q21. This is a small-step improvement, but we are working to make it a steady trend. The current gap from the regulatory cap on pass-throughs to electricity rates is 7.55 p.p. We therefore still have a long way to go, and

there are no shortcuts when it comes to achieving sustainable results.

In the Generation business, we successfully mitigated impacts from the challenging

“*To date since the beginning of the year, we have invested more than R\$ 170 million in anti-theft efforts and collection efforts.*”

hydrologic conditions, with operating income underperforming 2Q20 by only 9.4%. We also preventively mitigated risks from higher exposure to the spot market, a worsening GSF and anticipated higher prices in the 2nd half of the year.

In addition, we made important strides in liability management during the quarter, improving our debt profile and lengthening maturities. With our debenture and bond issuances in 2Q21, average debt maturities were lengthened to 3.3 years from 2.1 years in 1Q21. Light currently has a robust cash

position of R\$ 6 billion, and the financial health to meet our obligations and maintain investments and operational improvements.

As well as operational and financial metrics, Light's variable compensation targets include ESG indicators such as diversity, waste and reforestation. We and our Board of Directors are committed to strengthening Light's ESG agenda, with support from a newly created, dedicated committee advising the Board, called the ESG+ Committee. We are also pleased to announce the completion this week of Light's first issuance of sustainable bonds.

We will continue forward as a strengthened Company, confident that we are on the right path to building a new, more efficient, dynamic, agile and modern organization—the Light of the future.

Consolidated Light S.A.

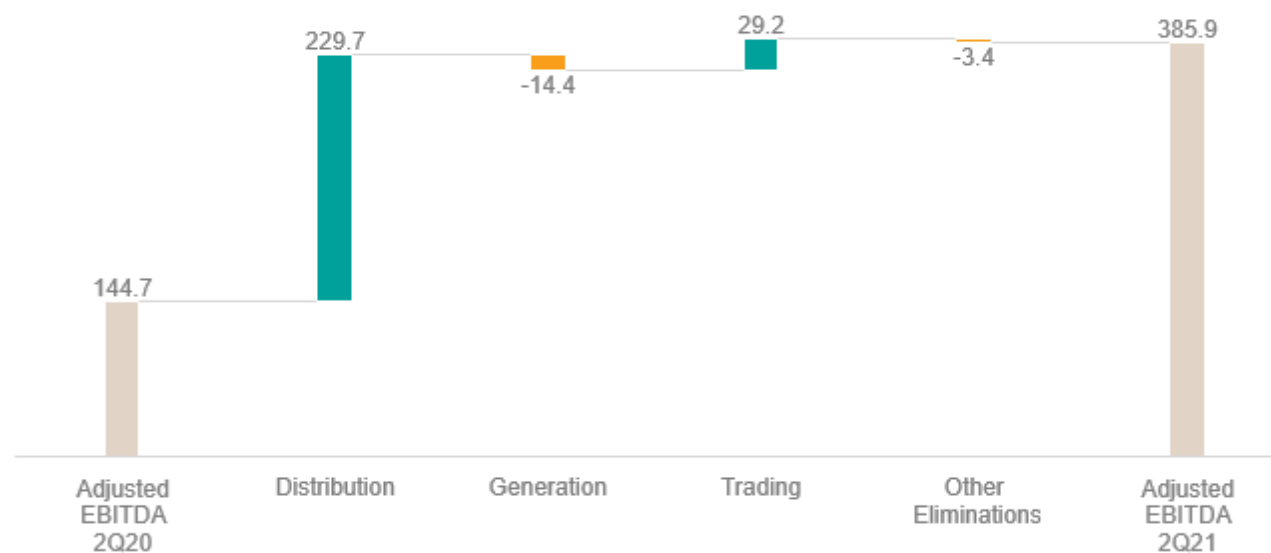
Financial Performance

Consolidated Adjusted EBITDA was **R\$ 385.9 million** in 2Q21, a gain of 166.6% from R\$ 144.7 million in 2Q20.

Adjusted EBITDA in the **Distribution business** was **R\$ 215.2 million** in 2Q21, an increase of R\$ 229.7 million from 2Q20 (R\$ -14.5 million) primarily driven by lower manageable costs and expenses, especially PMS; provisions for contingencies and BAD DEBT; and fair value of Indemnifiable Concession Assets (VNR).

Adjusted EBITDA in the **Generation business** was **R\$ 138.8 million** in 2Q21, down 9.4% from 2Q20 (R\$ 153.2 million). The reduction reflects worsening hydrologic conditions in the year and the resulting higher spot prices, although our strategy of seasonalizing Physical Guarantee and contracts has led to a YoY reduction in power trading in 2Q21.

Adjusted EBITDA by segment |
2Q20 / 2Q21 - R\$ MM

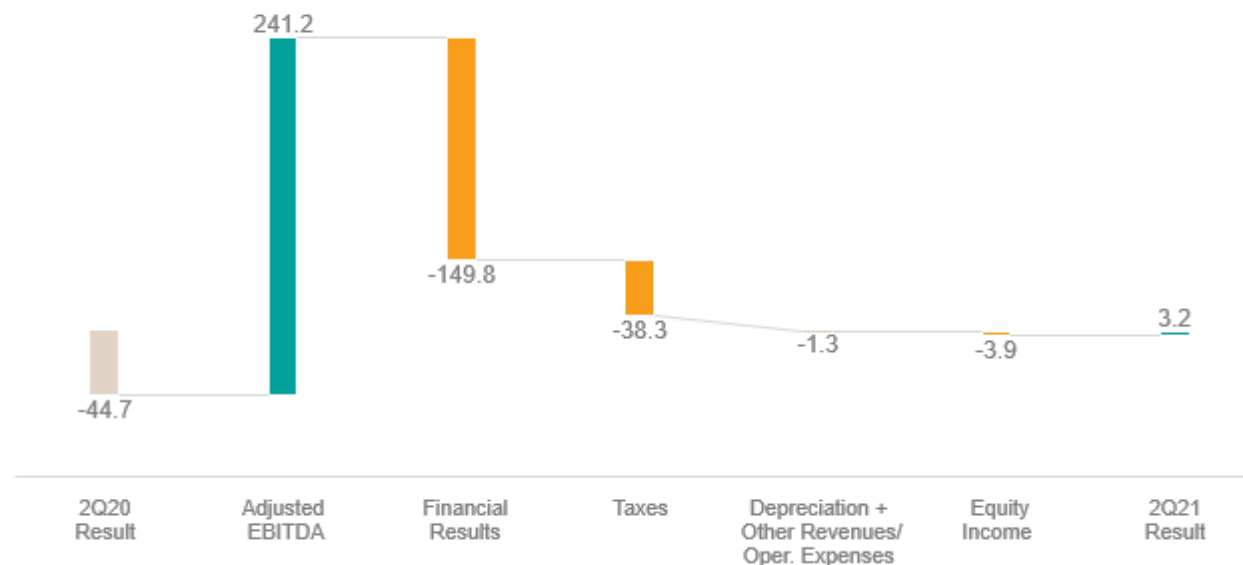


In the **Trading business**, Adjusted EBITDA was **R\$ 40.2 million** in 2Q21 vs. R\$ 11.0 million in 2Q20, an increase of 265.5% driven by higher revenue from the resale of electricity. The 18.9% hike in average electricity selling prices compared with 2Q20, coupled with an increase in the Difference Settlement Price (PLD) and spot sales, contributed to the higher EBITDA.

Net income was R\$ 3.2 million in 2Q21, compared with a loss of R\$ 44.7 million in 2Q20, largely driven by the performance of our Trading and Generation businesses, which reported net income of respectively R\$ 27.1 million and R\$ 55.1 million. The Distribution business posted a loss of R\$ 76.5 million in 2Q21, an improvement from a loss of R\$ 113.6 million in 2Q20.

On a consolidated basis, the higher Adjusted EBITDA in the period was offset primarily by worsening finance revenue/expense performance due to the higher CDI rate, inflation (IPC-A) rate and marked-to-market foreign currency-denominated debt swaps in the Distribution and Generation businesses.

| Consolidated net income |
2Q20 / 2Q21 - R\$ MM



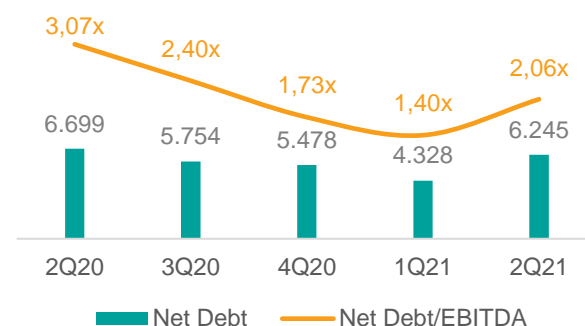
Consolidated net debt was R\$ 6,245.3 million at quarter end, a 14.0% increase from R\$ 5,477.8 million in 4Q20.

The delivery and payment in June 2021 of Light SESA's 22nd debenture issue (R\$ 916 million) and Light SESA's and Light Energia's Bonds maturing in 2026 (USD600 million) has strengthened our Cash position while improving our debt profile and lengthening average maturity from 2.1 to 3.3 years. The proceeds will be used toward investments and to augment working capital. On July 21 we completed the full redemption of Light SESA's and Light Energia's bonds maturing in 2023, then with a principal balance of USD390 million (approximately R\$ 1,958.6 million on June 30).

Net Debt to EBITDA¹, a covenant ratio, was 2.06x in 2Q21, higher than in 1Q21 (1.40x) but lower than the limit of 3.75x under most agreements. The **EBITDA/Interest ratio** was 5.95x at the end of 2Q21, above the covenant limit of 2.0x under most agreements.

¹ For debt covenant purposes, EBITDA is accounted for on a consolidated basis and excludes non-cash effects such as

| Consolidated net debt | (R\$ million)

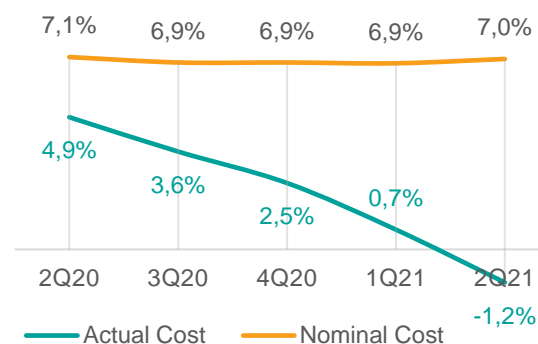


| Debt indexes |

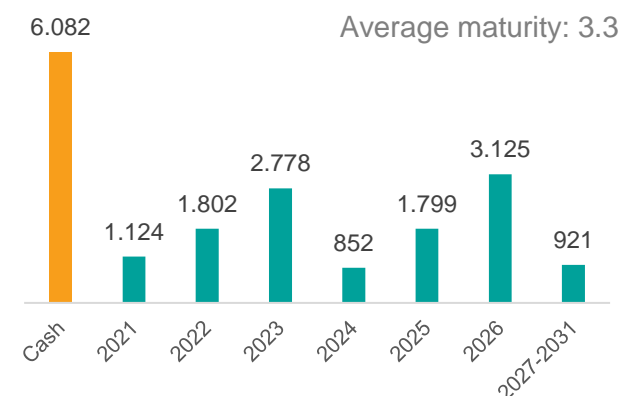


Equity Income, Provisions, Indemnifiable Concession Assets and Other Operating Revenue/Expense.

| Debt service cost |



| Amortization of Loans, Financing and Debentures [R\$ MM] |



Capital Expenditure

Capex (R\$MM)	2Q21	2Q20	Change 2Q21/2Q20	1H21	1H20	Change 1H21/1H20
Distribution	232,6	176,8	31,6%	410,2	333,5	23,0%
Engineering	136,2	112,0	21,6%	238,4	217,6	9,6%
Commercial	96,4	64,8	48,7%	171,8	115,9	48,2%
Non-electrical Assets	33,8	16,5	104,9%	57,0	35,9	59,0%
Generation (Light Energia & Lajes)	29,0	12,1	140,0%	46,2	17,8	159,0%
Total	295,4	205,4	43,8%	513,4	387,2	32,6%
Capital Contribution	1,5	0,0	-	1,5	0,0	-
Total Capex (includes transfers to subsidiaries)	296,9	205,4	44,5%	514,9	387,3	33,0%

Consolidated CAPEX was 44.5% higher in 2Q21 than in 2Q20, as planned.

In the **Distribution** business, significant investments included overhead and

underground system maintenance and system expansion, which accounted for an increase of 21.6% in the Engineering line item. We also intensified our energy recovery and loss and delinquency reduction efforts, including tamper proofing, disconnections and re-connections, and telemetry. These investments increased by 48.7% as a share of total Commercial investments.

In the **Generation** business, significant investments included the Ilha dos Pombos HPP spillway works and maintenance of the Vigário and Santa Cecília pumping systems.

In 2Q21, investments under the **Non-Electric Assets** line item increased by R\$ 17.3 million, largely in infrastructure, security and IT systems (R\$ 11.4 million).

Distribution

Light Serviços de Eletricidade S.A.

Operating Performance

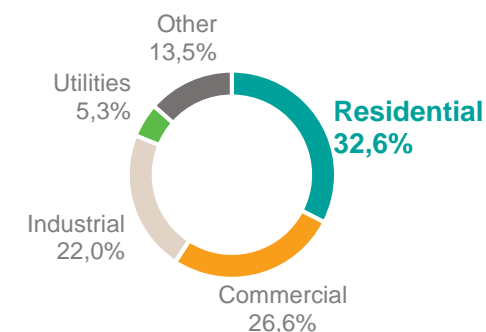
| Billed Market [GWh] |

Segment	2Q20				2Q21				Change (%)
	Captive	Free	Utilities	Total	Captive	Free	Utilities	Total	
Residential	1,936	-	-	1,936	2,012	-	-	2,012	3.9%
Commercial	941	461	-	1,403	1,011	632	-	1,643	17.1%
Industrial	102	1,059	-	1,161	102	1,259	-	1,360	17.1%
Other	744	88	-	832	729	102	-	831	-0.1%
Utilities	-	-	506	506	-	-	329	329	-35.0%
Total	3,723	1,608	506	5,837	3,854	1,993	329	6,176	5.8%

The **total electricity market** in 2Q21 was **6,176 GWh**, exceeding 2Q20 by 339 GWh (**+5.8%**). Captive consumption was 3,854 GWh, a 3.5% increase, while free consumption totaled 1,993 GWh, a 24.0% increase. In 2Q21 the number of active contracts fell by 0.9% YoY, reflecting the cancellation of 4,336 million inactive contracts.

In 2Q21, Utility consumption decreased by 178 GWh. Utility consumption is electricity that is transported by our system and consumed by other utilities adjacent to Light SESA's service area. Total electricity sales excluding Utilities—or 95% of our market—expanded by 516 GWh (**+9.7%**) from 2Q20 to 2Q21.

| Electricity Sales | 2Q21



| Average Temperature [°C] |

23.3°C

on average in 2Q21 vs. 23.2°C in 2Q20

24.5°C (4-year average)



Residential consumption was 2,012 GWh in 2Q21, a YoY gain of 4.0%. The increase primarily reflects electricity billed in April 2021 that had not been billed in March 2021 due to the meter-reading schedule.

Commercial segment consumption, including captive and free customers, **grew 17.1%** compared with 2Q20, led primarily by large customers. The consumption of smaller customers has been constrained by a slow economic recovery in our service area.

The **Industrial segment** recorded YoY **growth of 17.2%**, largely on the back of high demand in the steelmaking industry.

Utility consumption contracted by 35.1% YoY in 2Q21. The contraction reflects lower consumption by one of the utilities connected to our distribution system, and the switchover of another utility from our distribution system to a direct connection to the national backbone grid in July 2020. This reduced the amount of electricity being transported by Light SESA's distribution system.

Billed Market, although now recovering from the severely contracted pandemic levels in

2Q20, are still lower than the volumes recorded in 2Q19 in all but the Industrial segment, which has rebounded sharply (+7.2% in 2Q21 vs. 2Q19).

The **free market** accounted for 32.3% of total distribution sales in the quarter. The migration of captive customers to the free market has no effect on our margins, as we continue to transport, and receive TUSD charges for, their electricity. In 2Q21 the number of free customers increased by 87 compared to March 2021, totaling **1,386 customers**.



Loss Reduction

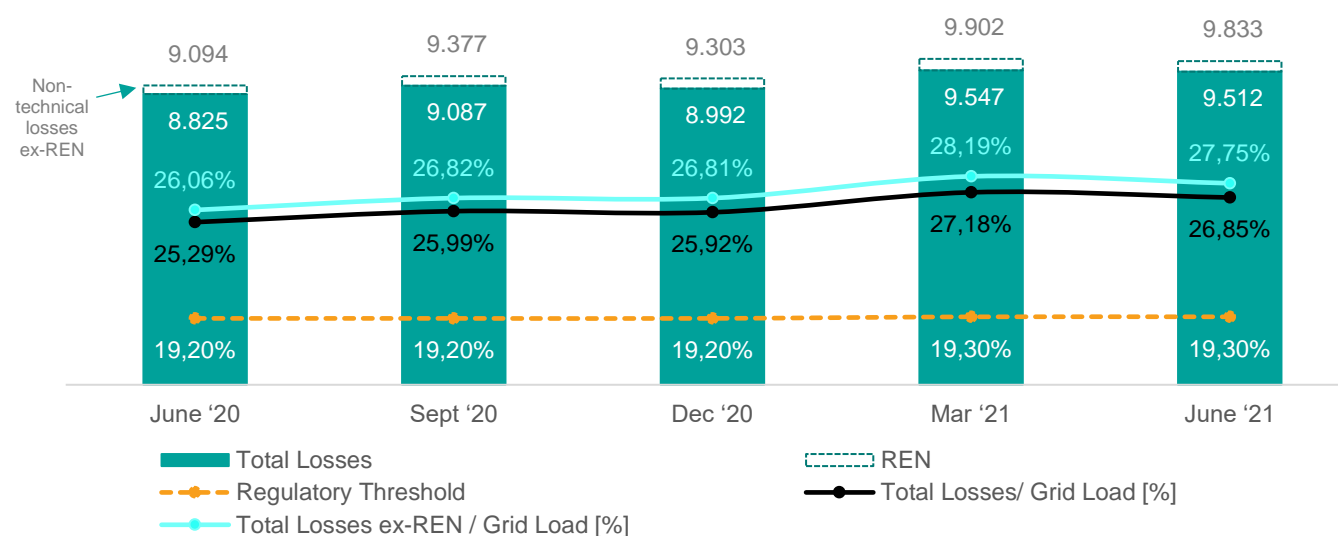
Total losses (12 months) **decreased by 35 GWh** in 2Q21. Excluding REN, total losses (12 months) similarly fell by 69 GWh from 1Q21.

Total losses on grid load ended 2Q21 at **26.85%**, down **0.33 p.p.** on 1Q21. Reduced Utility consumption, with one utility switching its connection to the national backbone grid in July 2020, had a significant impact on total losses. This effect was isolated and non-manageable by Light SESA and accounted for a 0.52 p.p. increase in total losses on grid load. Were it not for this effect, total losses would have been 26.33% in 2Q21.

Light is currently 7.55 p.p. above the 19.30% regulatory pass-through cap defined by ANEEL in its Rate-Setting Review (RTP) in March 17, as adjusted by the benchmark market and ratified by the regulator in the rate adjustment (IRT) in March 21.

Among the activities under our **loss reduction plan**—which was revised at the beginning of the year—recurring energy

| Development in total losses [GWh] | 12 months



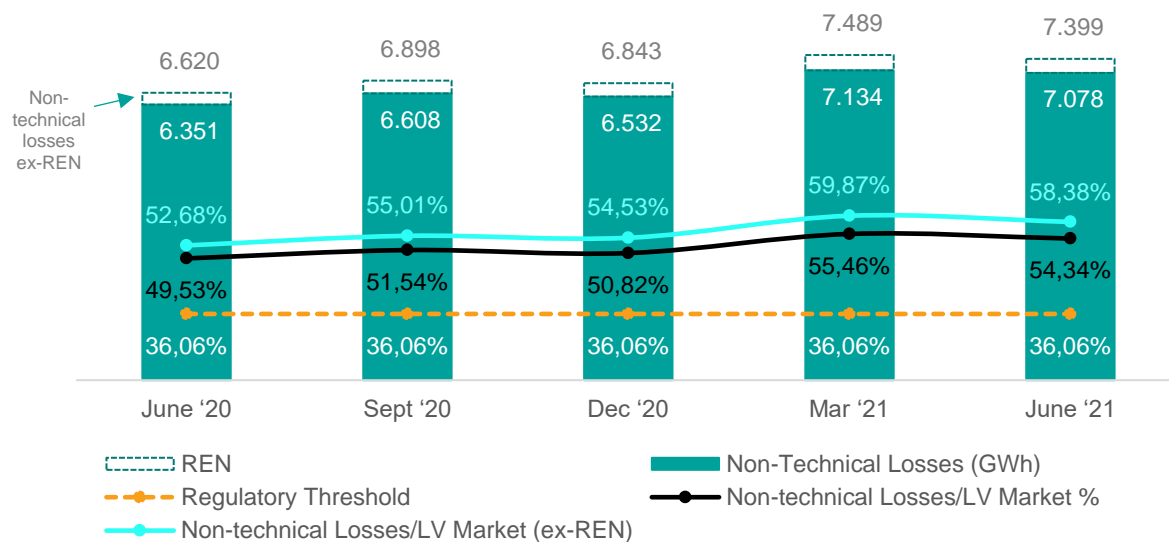
recovery efforts were especially productive in the quarter, with a significant increase in normalizations within the inspection program (+237%), tamper proofing efforts, and actions against illegal connections (+146.5%) compared with the previous year.

Non-technical losses/low voltage market (12 months) **decreased by 1.12 p.p.** to **54.34%** compared to 1Q21. The reduction reflects a 56 GWh decrease in nontechnical

losses and a 164 GWh expansion of the low-voltage market.

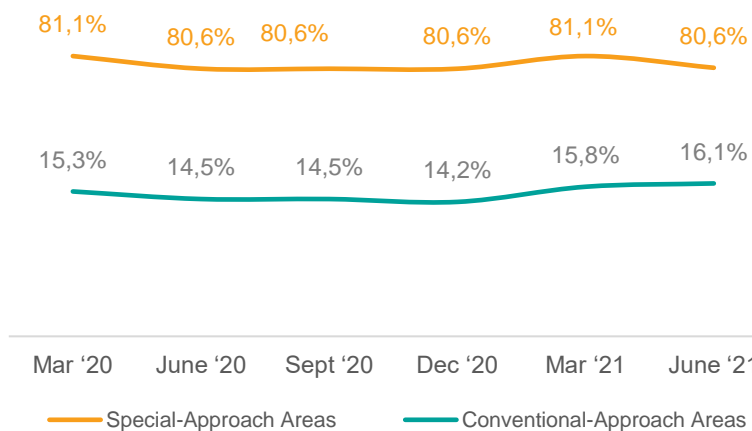
Development in non-technical losses/low voltage market |

12 months



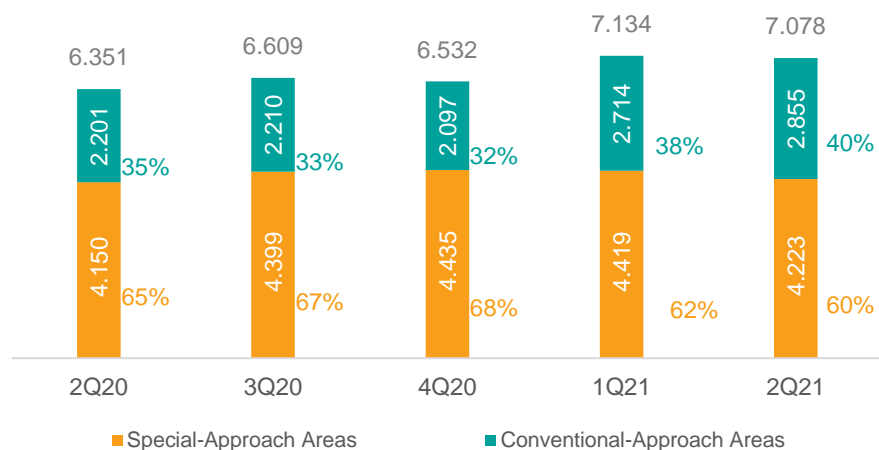
Total Losses/ Grid Load |

12 months



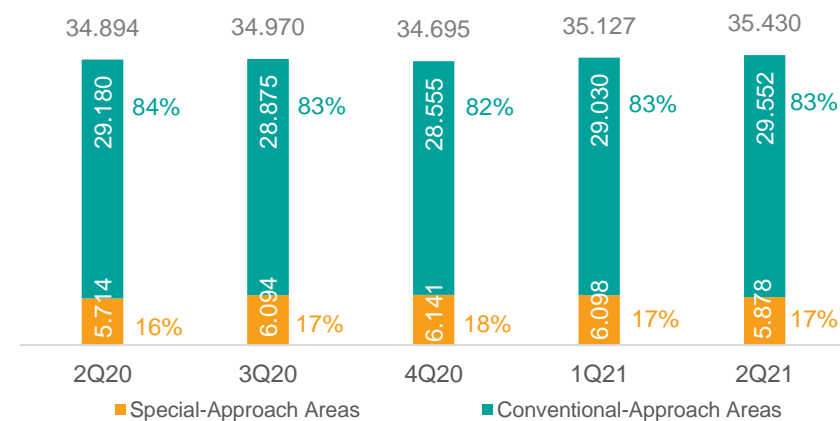
Non-Technical Losses [GWh] |

12 months



Grid Load [GWh] |

12 months



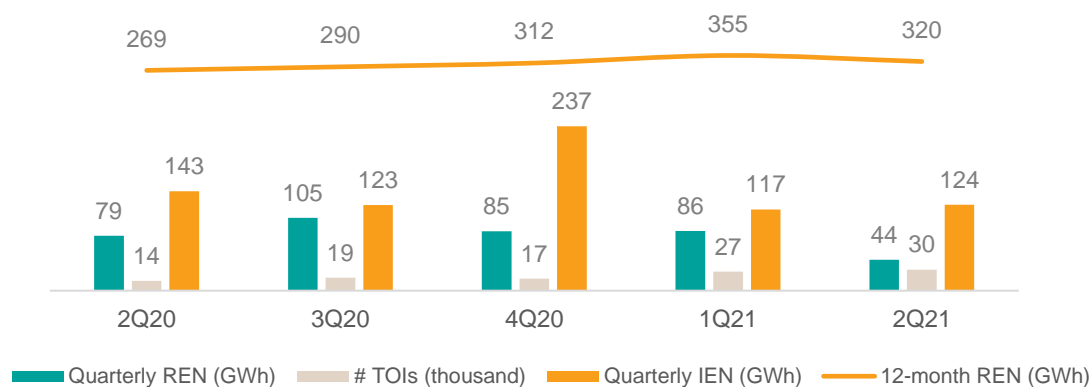
Incorporated Power (IEN, 12 months) fell 35 GWh in 2Q21 compared with 2Q20. Not including the effects from our initiative addressing disconnected customers in 2020, IEN would have been 15 GWh or 14% higher than in 2Q20.

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 volume of customer normalizations compared with the previous year.

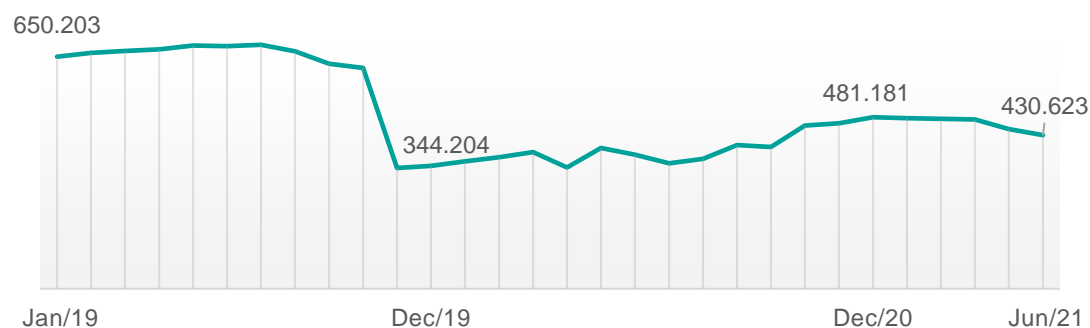
Despite the 46.3% reduction in efforts to normalize disconnected customers, the enhanced strategy has delivered results and the volume of disconnected customers continued to fall in 2Q21.

Recovered Power (REN, 12 months) volumes decreased by 9.8% in the quarter compared to 1Q21, at 320 GWh. In April 2021 we adopted guidance on REN billing to improve collection. We adjusted the collection

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



| Disconnected customers [as of June '21] |



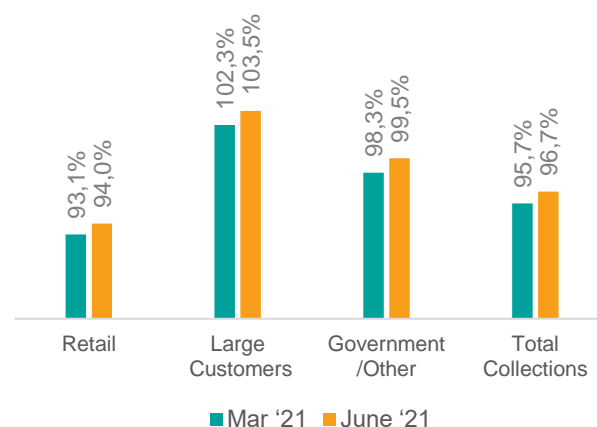
period in locations where collection efforts have been difficult due to customers' economic conditions. This initiative aims to make it easier for customers to pay their electricity bills along with their other monthly expenses, allowing them to remain in the formal market while increasing Billed Market for the Company.

Collections

Our **total collection rate** (12 months) was **96.7%** as of June 2021, **an improvement of 1.0 p.p.** on March 2021 (95.7%) and 1.3 p.p. on June 2020.

For the second consecutive quarter we recorded **substantial improvement across all segments**, demonstrating that the collection-process improvements we have been implementing since the start of the year are delivering results. These efforts have included a higher **volume of disconnections, negotiations and administrative proceedings**, and activation of delinquent customers via machine learning-enabled ARU collection systems.

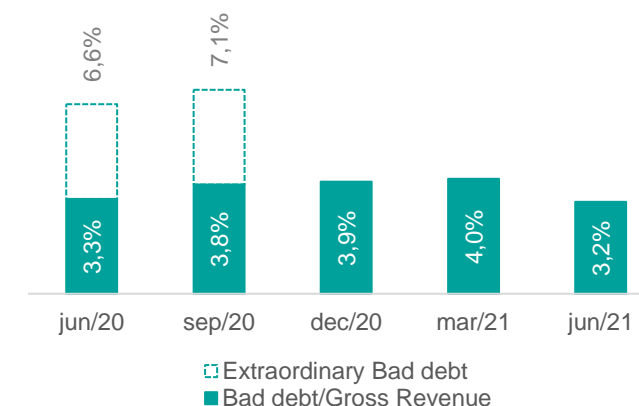
Collection rate by segment
12 months including overdue REN installment



We have maintained a large customer base using **electronic payment methods** (direct debit, internet banking and ATMs), accounting for approximately 82.9% of retail collections in the period (vs. 81.9% in 1Q21 and 82.1% in 2Q20).

The ratio of **BAD DEBT to Gross Operating Revenue (12 months)** was 3.2% in June 2021, **decreasing by 0.8 p.p.** from 1Q21. BAD DEBT was R\$ 121.9 million in the quarter, slightly down on R\$ 125.9 million in 2Q20, excluding the additional provision established for the pandemic (R\$ 97 million),

Bad debt/Gross Revenue
12 months



which is currently being addressed in ANEEL Public Consultation 35/2020.

Operational Levers

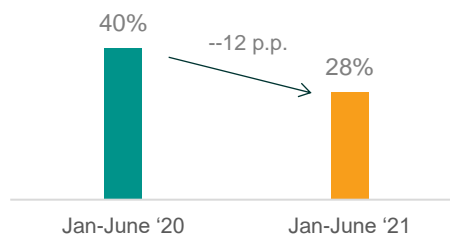
One of the biggest challenges currently facing Light is **reducing electricity theft**. Our loss reduction strategy is based on **discipline and winning back lost market**.

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.

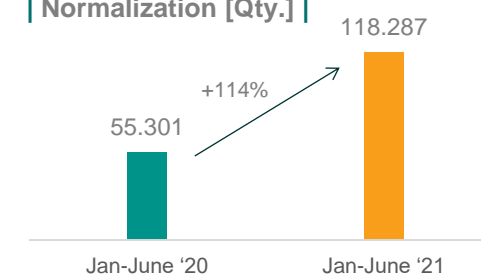
We have invested more than R\$ 170 million in loss reduction and enhanced collection efforts since the start of the year, an **increase of approximately 40%** compared with 2020.

The plan we have designed for the 2021-27 cycle is also supported by another important pillar: our **new management model**—underpinned by effective line of sight, an improved **control structure** across all levels of the organization, **objective and transparent reporting**, and other principles.

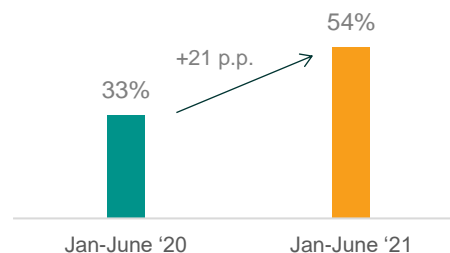
| % Not Inspected [NI] |



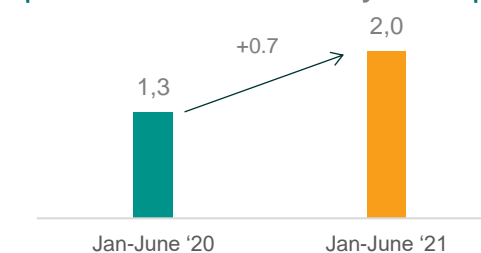
| Normalization [Qty.] |



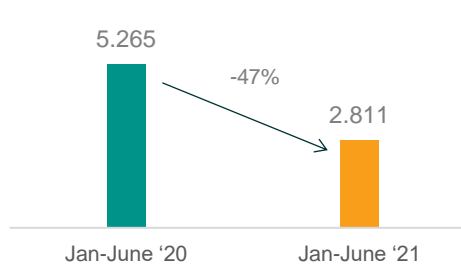
| % Detection / Inspection |



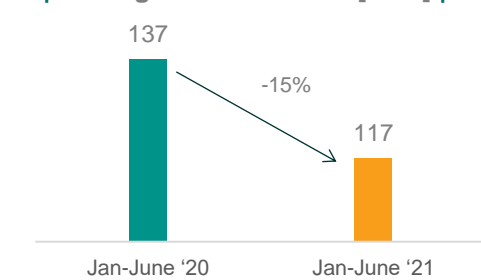
| Normalization Productivity / Crew |



| Average REN/Customer [kWh] |



| Average IEN/Customer [kWh] |



We have begun to track a series of indicators specifically designed to **measure the effectiveness of our theft reduction plan**. Key indicators are highlighted in this section.

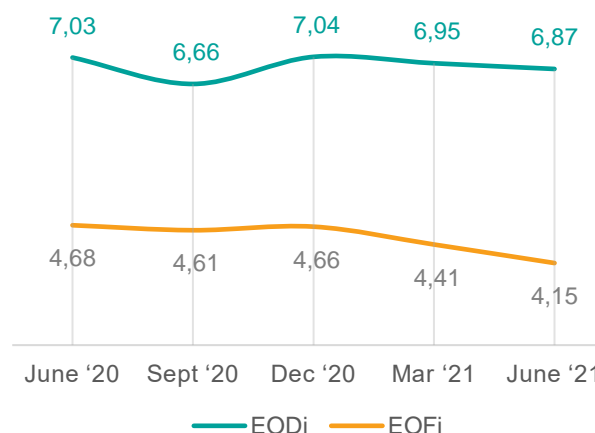
Operational Quality²

Light has continued to deliver **good power quality performance**, in line with the best-performing large distribution companies in Brazil. This performance has been enabled by our use of in-house, multi-skilled field crews and by low absenteeism rates during the pandemic, in addition to other management measures.

Equivalent Internally Caused Outage Duration per Consumer Unit (EODi, 12 months) was 6.87 hours in 2Q21, a reduction of 1.2% (-0.08h) compared with March 2021, demonstrating the effectiveness of our investments and good performance in distribution system recovery from unscheduled outages.

Equivalent Internally Caused Outage Frequency per Consumer Unit (EOFi, 12 months) was 4.15x in 2Q21, a reduction of 5.9% (-0.26x) compared with March 2021, denoting the effectiveness of our multi-annual

| EODi [hour] and EOFi [times] |
12 months



investment plans and preventive maintenance initiatives.

In 2Q21, both **EODi and EOFi were below the limits established by ANEEL in the concession agreement.** EODi was 14.3% (-1.15h) below the limit of 8.02 hours and EOFi was 19.4% (-1.00x) below the limit of 5.15x at quarter end.

the Concession Agreement, so they are consistent with the new calculation methodology.

² EOD and EOF rates have been recalculated under an ANEEL resolution. The Company has submitted a claim to ANEEL to revise the targets for these indicators in the 5th Amendment to

*In 2Q21 Light recorded the **3rd best EOD and 2nd best EOF*** among electric utilities with 1 million+ customers.*

**Source: ANEEL*

Financial Performance

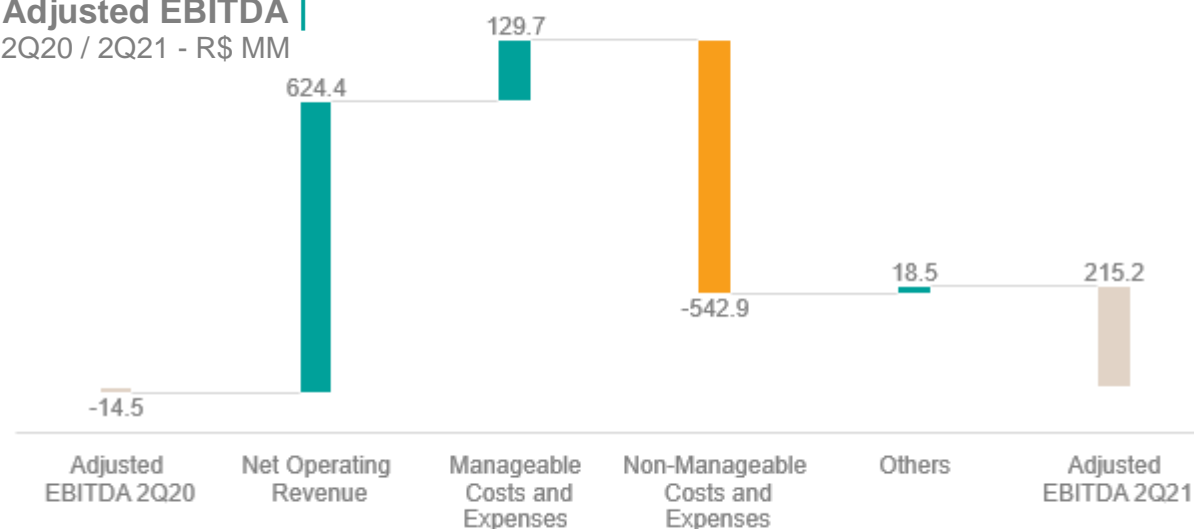
Adjusted **EBITDA in the Distribution business** was R\$ 215.2 million in 2Q21, primarily reflecting a reduction of PMS, BAD DEBT and legal contingencies, and an increase in the fair value of Indemnifiable Concession Assets (VNR).

Net operating revenue, excluding construction revenue, was R\$ 2,732.1 million in 2Q21, up 29.6% on 2Q20.

Revenue from Captive and Free Customers was R\$ 2,552.4 million in the quarter, a gain of 18.9% on 2Q20 primarily driven by a 5.8% increase in billed consumption, the rate-setting review in March 2021 (with an average effect of 6.75%) and the implementation of dry-season rate tiers in 2021.

UnBilled Market were negative R\$ 201.2 million in the quarter, increasing by R\$ 146.0 million compared with 2Q20 due to the higher temperatures toward the end of 1Q21, which negatively affected unBilled

Adjusted EBITDA | 2Q20 / 2Q21 - R\$ MM



Market in 2Q21 to a greater degree than in 2Q20.

CVA was R\$ 258.8 million in 2Q21, a gain of R\$ 222.2 million from 2Q20 primarily reflecting increased CVA amortization and CVA additions for System Service Charges (ESS), hydrologic risk and availability contracts in 2Q21.

The fair value of Indemnifiable Concession Assets (VNR) was R\$ 116.4 million in 2Q21 compared to negative R\$ 59.0 million in

2Q20, due to the higher inflation (IPC-A) rate in the period.

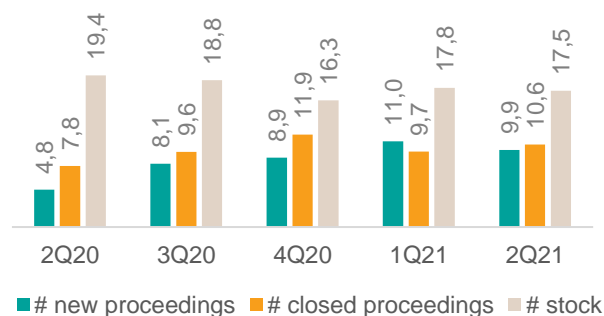
Manageable costs and expenses totaled R\$ 500.3 million in the quarter, representing a 20.6% reduction compared to 2Q20. PMSO (Personnel, Material, Third Party Services and Other) expenses decreased by 14.6% (R\$ 29.1 million) compared to 2Q20.

PMS expenses, excluding Voluntary Severance Program (PDV) expenses in 2Q20 (R\$ 5.5 million), fell by R\$ 17.3 million in 2Q21 compared with 2Q20. The reduction is reflected in the Personnel line item (R\$ 10.9 million), principally due to the higher capitalization of labor. Outsourced Services costs decreased by R\$ 7.0 million, largely as a result of certain activities being insourced compared with 2Q20.

Provisions/contingencies totaled R\$ 52.2 million at quarter end. Adjusting the 2Q20 balance for the reversal of PDV (R\$ 5.5 million) yields a reduction of R\$ 21.0 million, primarily due to the reversal of Tax provisions of R\$ 8.4 million. The improvement also reflects a R\$ 6.4 million reduction of Civil provisions, due to a reduced stock of legal proceedings. Conversely, Small Claims Courts (JEC) provisions rose by R\$ 4.1 million due to a 106.9% increase in new claims from 2Q20 to 2Q21. The growth in new claims reflects the impact in 2Q20 from restrictions during the pandemic. However, our stock of JEC proceedings has continued on a downward trend.

Non-manageable costs and expenses were R\$ 2,173.2 million in 2Q21, a YoY increase of R\$ 542.8 million or 33.3% attributable to higher expenses on availability contracts with the Norte Fluminense Thermal Power Plant, CCCE and the backbone grid.

| Litigation - JEC [thousand] |



Thermal power plants accounted for a significant share of Availability Contracts in 2Q21, with fuel costs increasing by R\$ 190.0 million compared with 2Q20. The rate adjustment for the Norte Fluminense Thermal Power Plant increased expenses by R\$ 185.8 million.

The higher US dollar exchange rate during the rate-setting period in November 2020 and

a higher IGP-M rate both contributed to the rate increase for this plant.

CCEE expenses rose by R\$ 184,6 million in 2Q21 compared with 2Q20. Some of the most significant contributing factors in the period included:

| Increased dispatching of higher-cost thermal power stations and electricity imports from neighboring countries by the ONS to ensure supply security, with a resulting R\$ 214.6 million increase under System Service Charges (ESS)

| The higher PLD price during 2Q21, which increased hydrologic risk expenses related to our contract with Itaipu,

Physical Guarantee Quotas and renegotiation of R\$ 182.7 million in relation to 2Q20

The higher PLD price also led to a R\$ 168.3 million increase in spot credits on the sale of surplus electricity on the spot market in 2Q21.

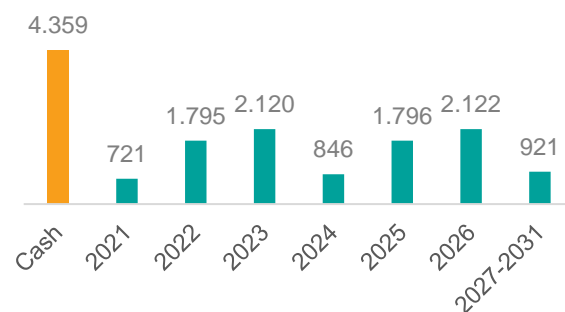
Backbone grid charges rose by R\$ 121.1 million compared to 2Q20 due to the rate-setting review for Transmission companies in July 2020 (particularly RBSE).

Finance revenue/expense in 2Q21 was an expense of R\$ 176.5 million, a reduction of R\$ 140.1 million compared with 2Q20. The higher expense is explained primarily by the increase in Monetary variance due to the higher IPC-A rate (1.67% in 2Q21 vs. -0.43% in 2Q20), which generated a negative impact of R\$ 88.1 million. In addition, the Swap transactions and Foreign-exchange variance line items decreased by R\$ 87.2 million YoY, reflecting losses on marked-to-market foreign currency-denominated debt swaps due to an increase in the future CDI curve. This was partly offset by foreign-exchange gains of R\$ 43.6 million

Finance Revenue/Expense [R\$ MM]	2Q21	2Q20	Change 2Q21/2Q20	1H21	1H20	Change 1H21/1H20
Finance Revenue	(250.8)	184.1	-	(82.9)	752.8	-
Finance Expense	74.3	(220.4)	-	(323.0)	(862.8)	-62.6%
Total	(176.5)	(36.3)	385.9%	(406.0)	(110.0)	269.0%

Amortization [R\$ MM]

Average maturity: 3.4 years



Debt indexes



relative to Itaipu, helped by the weakening of the US dollar in the period.

Light SESA posted a **net loss** of R\$ 76.5 million in 2Q21, an improvement from a net loss of R\$ 113.6 million in 2Q20.

Generation

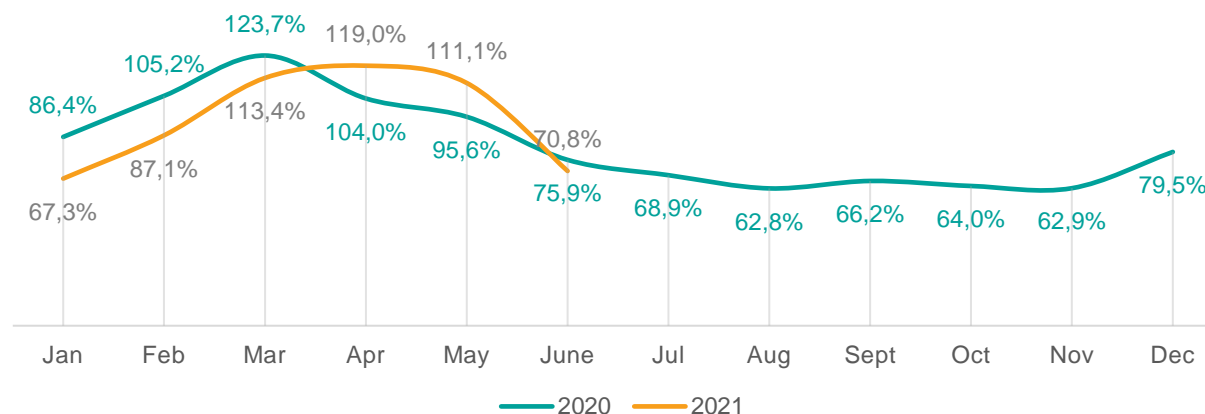
Light Energia S.A.

Hydrologic Crisis

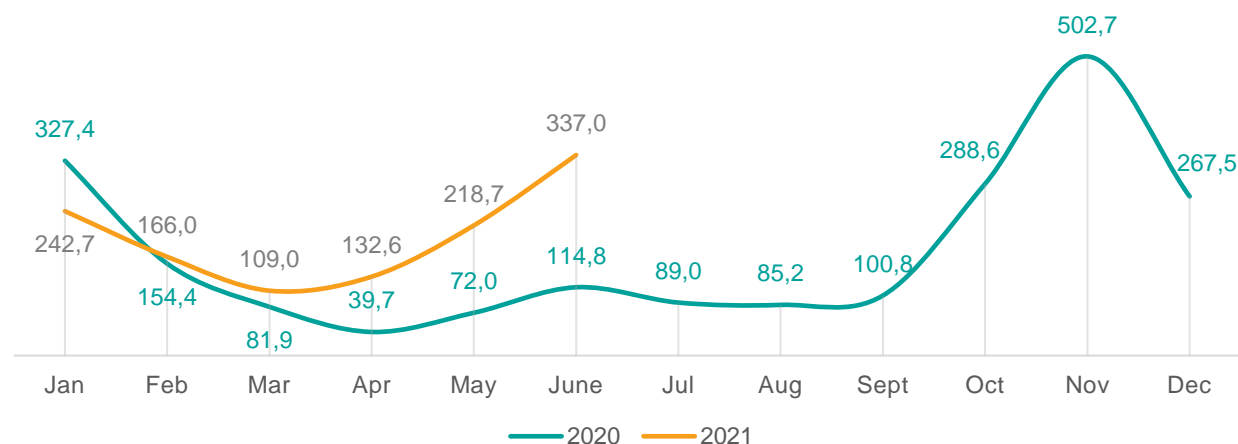
Low storage levels in Brazil's main reservoirs indicate that hydrologic conditions are likely to rapidly deteriorate over the following months until the current dry season has ended. Historically low river discharge levels in the previous wet season generated concerns over whether Brazil's current energy mix can meet demand until the next wet season begins in November 2021.

The anticipated low storage levels have caused spot prices to spike, with the CCCE estimating that the PLD price should hover near the ANEEL ceiling of R\$ 583.88/MWh over the next few months. Another important aspect in the hydropower segment that has been affected by the unfavorable hydrologic conditions is the Grid Scaling Factor (GSF), which the CCCE estimates will remain at lower levels than expected at the beginning of the year.

| GSF - Generation Scaling Factor |



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



In response, the Federal Government has created a Chamber on Exceptional Rules for Hydropower Management (CREG), led by the

Ministry of Mining & Energy (MME), tasked with establishing emergency measures to address the current water stress and ensure a

continued and secure electricity supply in Brazil. In this context, the National System Operator (ONS) has dispatched additional thermal power (out of merit order), imported additional electricity and taken other exceptional measures to mitigate reservoir depletion during the dry season. Despite the critical conditions, the power sector regulators have given assurance of continued electricity supply throughout 2021.

Operating Performance

Light's **power balance management strategy** is based on careful planning and proactive electricity sales to create value and mitigate hydrologic risk. This strategy includes joint initiatives by Light's Generation and Trading businesses, which work together and align their efforts to maximize consolidated gains on electricity purchase and sale transactions.

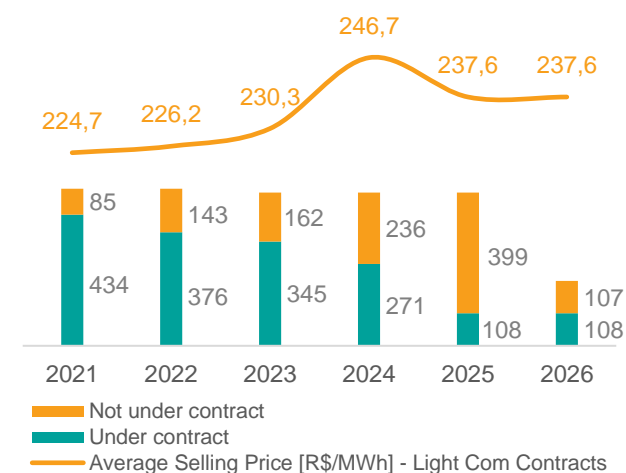
The first of these initiatives was a decision to **leave a substantial portion of our Physical Guarantee not under contract**. In 2021, 19.6% of our total capacity was not under

contract. This portion of our capacity is used to **mitigate any seasonal GSF effects during the course of the year**, as is the case in 2021

The challenging conditions in the year have required the Company **to act proactively to mitigate risks from higher spot market exposure, worsening GSF conditions, and higher prices**. Although our **seasonal capacity reserve is conservative**, reflecting the average MRE profile, with more capacity allocated to the quarters with a higher risk of price increases, the current crisis has been more severe than anticipated.

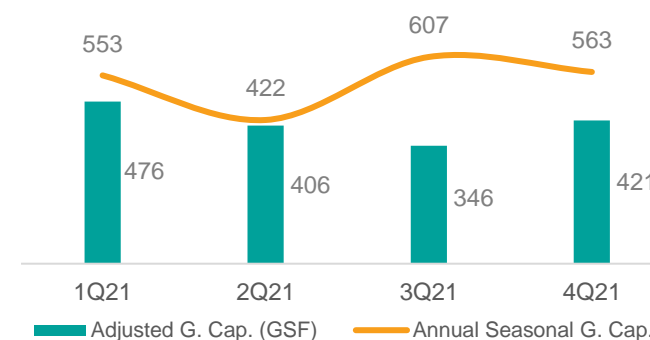
This strategy has been implemented via **electricity purchases throughout 1Q21 and 2Q21 for the 2nd half of 2021** to equalize the power balance and accommodate impacts from anticipated worsening GSF conditions. At quarter-end 2Q21, our power purchases mitigated the power-balance deficits for the 2nd quarter based on market forecasts. These purchases were made throughout the first half of the year at an average price of R\$ 275/MWh, lower than forecast pricing over the following months.

| Contracted Capacity [MWm] |



*Considers the end of the concession of Light Energia assets in June/26. On August 3, with the homologation of CCEE's calculations regarding the GSF agreement by ANEEL, the concessions were extended, on average, in 24 months.

| Physical Guarantee [MWm] |

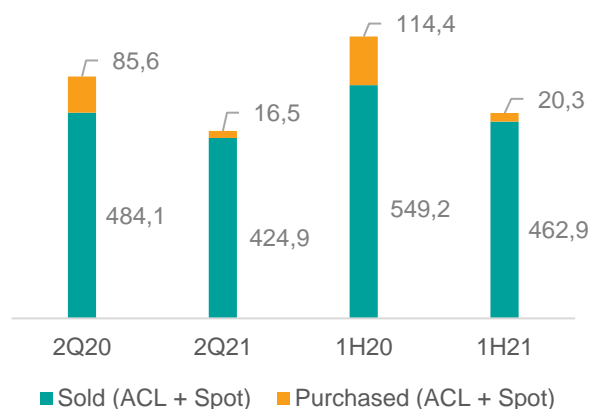


In 2Q21 Light's **power balance** had a sufficient surplus to fully cover sales in the period. Due to contract seasonality, this supported a 12.2% reduction in power sales allocations (ACL + Spot) in the period compared with volumes in 2Q20. Purchases (ACL + Spot) decreased by 80.7%, primarily in the spot market, due to the higher GSF values, exceeding 100% in 2Q21 vs. 92% in 2Q20. Light Energia has chosen to allocate its Physical Guarantee in accordance with the average seasonality of the MRE, which helps to mitigate risks from exposure to market fluctuations over the year.

GSF Agreement

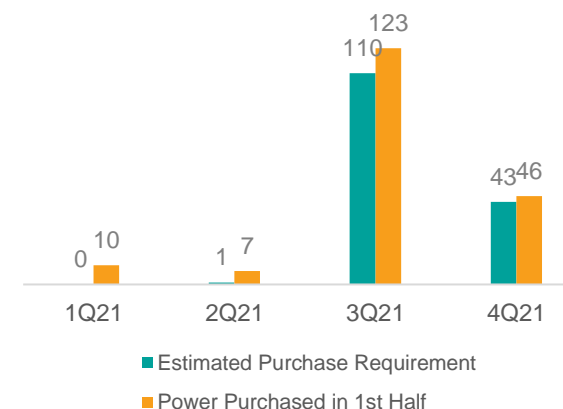
With the progress made on the GSF renegotiations initiated toward the end of 2020, following the publication of ANEEL Normative Resolution 895/20, Light Energia recognized R\$ 433.8 million in intangible assets in 4Q20 and subsequently settled the outstanding balance with the CCCE on April 6 by paying approximately R\$ 1.3 billion.

| Electricity Trading | [MWh]*



*Including the Fontes Novas, Nilo Peçanha, Pereira Passos, Ilha dos Pombos, Santa Branca and Lajes SHP plants

| Power Balance [MWh] |



On August 3, ANEEL approved an extension of the concession agreements for Light Energia's hydropower and pumped storage plants, which we anticipate will be for an additional term of 24 months.

Financial Performance

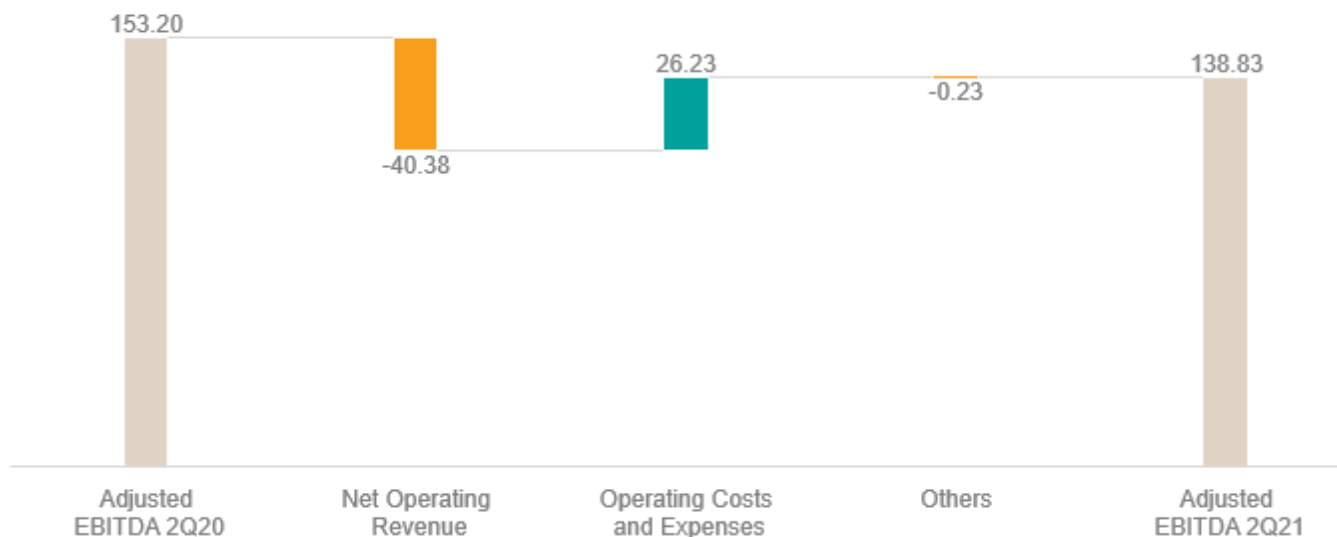
Net revenue decreased by 19.6% (R\$ 40.4 million) YoY in the quarter primarily as a result of contract seasonality and the consequent reduction in power sales allocations in 2Q21 compared with 2Q20.

Operating costs and expenses totaled R\$ 40.8 million in 2Q21 compared to R\$ 67.0 million in 2Q20, a 39.1% decrease essentially reflecting lower expenses on purchased electricity as a result of our strategy of seasonalizing Physical Guarantee and contracts.

PMS expenses remained in line with PMS expenses in the same quarter in the previous year.

Adjusted EBITDA was R\$ 138.8 million in 2Q21, down 9.4% from 2Q20. The reduction reflects higher electricity prices on the spot market, although our strategy of seasonalizing Physical Guarantee and contracts has led to a YoY reduction in power trading in the period.

| Adjusted EBITDA | 2Q20 / 2Q21 - R\$ MM



Finance Revenue/Expense [R\$ MM]	2Q21	2Q20	Change 2Q21/2Q20	1H21	1H20	Change 1H21/1H20
Finance Revenue	(88.1)	76.6	-	10.2	388.3	-97.4%
Finance Expense	43.3	(111.5)	-	(171.5)	(407.4)	-57.9%
Total	(44.8)	(35.0)	28.2%	(161.3)	(19.1)	746.0%

Finance revenue/expense in 2Q21 was an expense of R\$ 44.8 million, worsening by R\$ 9.9 million. The Swap transactions and Foreign-exchange variance line items decreased by R\$ 39.9 million YoY, reflecting losses on marked-to-market foreign currency-denominated debt swaps due to a rising future CDI curve. However, the GSF balance was not restated for inflation in 2Q21 (-R\$ 29.8 million in 2Q20) as the outstanding balance was settled in April 2021.

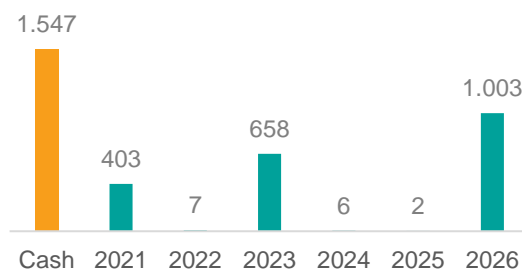
Light Energia, excluding its equity interest in Guanhões, reported **net income** of R\$ 55.1 million in 2Q21 compared to a net income of R\$ 70.4 million in 2Q20.

| Debt indexes |



| Amortization [R\$ MM] |

Average maturity: 3.1 years



Trading

Lightcom Comercializadora S.A.

Operating and Financial Performance

Trading volume was 598 MW average in 2Q21, a gain of 11.3% on 2Q20 (537 MW average) reflecting increased intra-year trading (quarter and half-year products) with market agents (generation and trading companies).

The **average selling price** in the period was R\$ 212.6/MWh, 18.9% higher than in 2Q20 (R\$ 178.8/MWh). The increase reflects higher market prices and the added intra-year trades, as well as the prices on long-term sales contracts within our Trading business portfolio.

The Trading business posted **Adjusted EBITDA** of R\$ 40.2 million in 2Q21, compared with Adjusted EBITDA of R\$ 11.0 million in 2Q20, due to higher revenues from the resale of electricity.

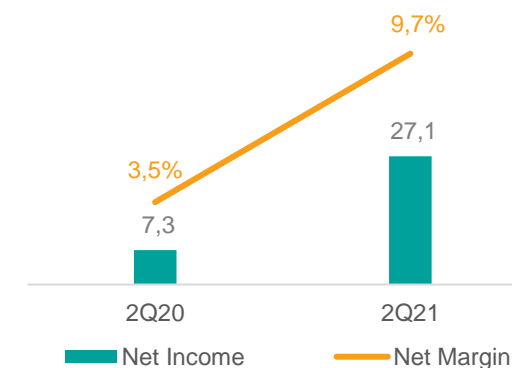
Adjusted EBITDA |
2Q20 / 2Q21 - R\$ MM



Net income was R\$ 27.1 million, R\$ 19.8 million higher than in 2Q20.

Lightcom has governance procedures in place for counterparty due diligence, including robust criteria for assessing creditworthiness and market risk. No issues have been identified at this time with respect to either its customers or its suppliers.

Net Income [R\$ M] and Net Margin [%] |



Performance on Environmental, Social and Governance (ESG) issues

Performance in the Quarter

Our Board of Directors, newly elected in 2Q21, is now entirely composed of independent members and 33% are women³. Given the importance that Light attaches to sustainability, the Board of Directors has created a new ESG advisory committee, called the ESG+ Committee. This committee is led by director Ana Toni, who is currently executive director of Instituto Clima e Sociedade (iCS) and has previously served as chairwoman of the Board of Directors of Greenpeace International, CEO of Transparency International Brazil, and as director at Ford Foundation Brazil and ActionAid.

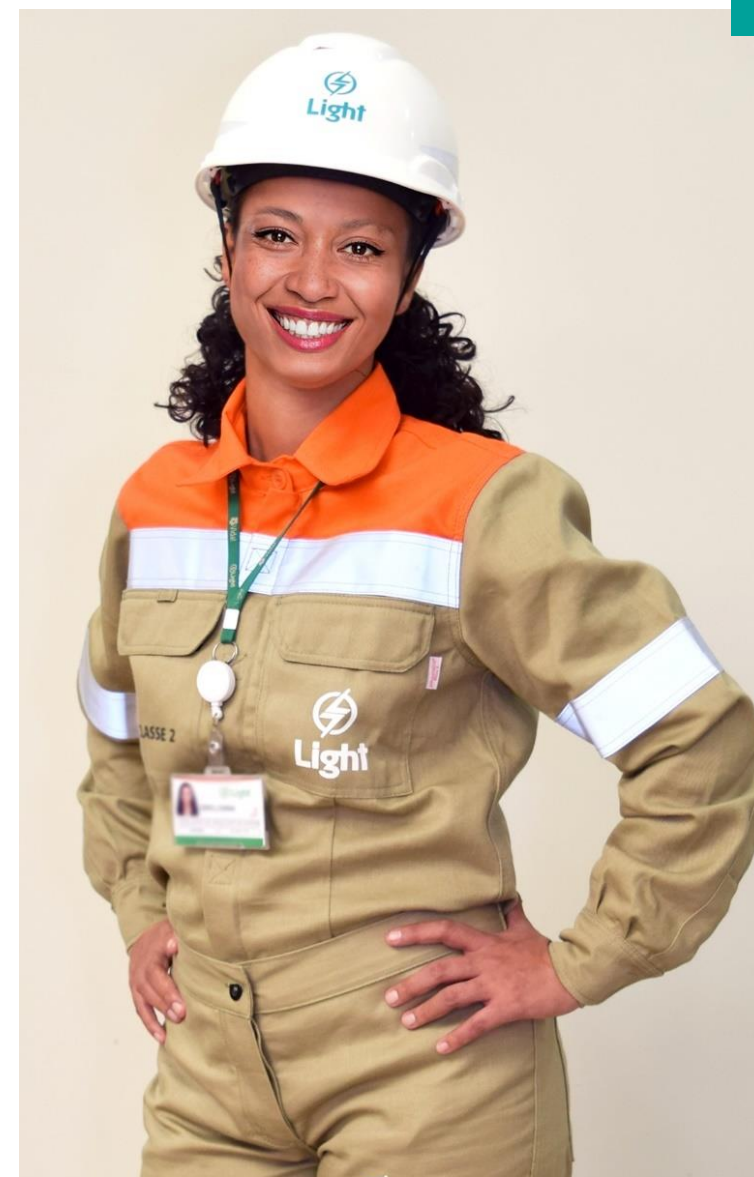
³ This percentage is an average of 11.9% among the 190 companies listed on the Brazilian stock exchange's (B3) enhanced governance segment (Brazil Board Index 2020).

The ESG+ Committee, which additionally includes three other members of the Board with relevant ESG experience, has worked to strengthen the breadth and depth of Light's agenda and has recommended improvements to our annual ESG Action Plan. Among the first initiatives led by the Committee was an assessment to align Light's ESG practices with the new framework for the B3 ISE index—of which we have been a constituent since 2007—and a review of Light's Materiality Matrix, to be conducted within the year.

As part of our plan to evolve our ESG management practices at Light, we have set targets on diversity, waste and reforestation that will influence variable compensation for the CEO and ultimately directors, executives and ESG topic owners.

During the course of the year, Management will recommend improved ESG indicators, which will then be tracked on a quarterly basis, as well as new targets deriving from the review of our Materiality Matrix.

Below we present selected indicators based on an analysis of the main ESG aspects that are tracked by the market or within existing frameworks (GRI, SASB, PRI, ISE, etc.)



Main Metrics	2Q21	2Q20	Change 2Q21/2Q20	1H21	1H20	Change 1H21/1H20
Environmental						
% sites SGI certified (Light Energia)	100%	100%	0.0 p.p.	100%	100%	0.0 p.p.
% sites SGA certified (Light SESA)	88%	88%	0.0 p.p.	88%	88%	0.0 p.p.
% renewable generation output	100%	100%	0.0 p.p.	100%	100%	0.0 p.p.
Water withdrawal per employee (m ³)	4.57	4.49	1.7%	9.12	9.45	-3.5%
Electricity consumption per employee (MWh)	5.36	5.26	1.8%	11.11	10.69	3.9%
Social						
Company employees	5,430	5,321	2.0%	5,430	5,321	2.0%
Outsourced workers	7,536	6,358	18.5%	7,536	6,358	18.5%
% women employees	18.0%	19.1%	-1.1 p.p.	18.0%	19.1%	-1.1 p.p.
% women in leadership positions	27.5%	26.1%	1.4 p.p.	27.5%	26.1%	1.4 p.p.
Average hours of training per employee	4.6	11.8	-61.0%	9.1	26.5	-65.7%
Turnover rate	2.2%	1.5%	0.7 p.p.	3.6%	7.2%	-3.6 p.p.
Injury frequency rate	2.32	1.03	125.2%	3.12	1.97	58.4%
Injury severity rate	75	66	13.6%	480	60	700.0%
Total customer complaints	10.72%	7.63%	3.09 p.p.	25.87%	19.93%	5.94 p.p.
Governance						
% independent Board members	100.0%	77.8%	22.2 p.p.	100.0%	77.8%	22.2 p.p.
% women in Senior Management positions	35.3%	26.7%	8.6 p.p.	35.3%	26.7%	8.6 p.p.
Shares held by Senior Management	333,500	72,750	358.4%	333,500	72,750	358.4%
Average age of Senior Management	55	54	1.9%	55	54	1.9%
Other						
Distribution system length (km)	80,020	78,993	1.3%	80,020	78,993	1.3%
Investments in Energy Efficiency (R\$ MM)	11.69	8.99	29.9%	30.22	19.24	57.1%
R&D investment (R\$ MM)	6.74	5.84	15.4%	12.71	11.30	12.5%

Some of the most significant changes in our ESG indicators in the quarter were as follows:

- | An increase in the number of independent members of the Board of Directors. With the new composition of the Board of Directors as elected in the April 2021 general meeting, all members are now independent.
- | An increase in the injury frequency rate due to the occurrence of 17 injuries in the period, of which 82% were Light or Medium-Severity injuries, a reduction of 41% compared to the first quarter of 2021, when a fatal accident was registered.
- | A 18.5% increase in outsourced workers in connection with the Ilha dos Pombos HPP spillway works, the initial onboarding of contractors for construction of the bypass tunnel between the Vigário and Ponte Coberta reservoirs, and increased field control activities.
- | A 30% increase in energy efficiency investments across a range of projects, including energy efficiency projects at the Fiocruz Drug Technology Institute

(Farmanguinhos), the Brazilian Mint and in low-income communities.

- | A 15% increase in R&D investment in the quarter with a focus on detecting and addressing non-technical losses and optimizing OPEX and CAPEX to improve operational indicators.
- | A reduction in the number of trained man-hours when compared to the same period of the previous year due to the high volume of training carried out in 2020 for technical and operational training of the professionals hired to perform field and loss combat activities that were primarized.
- | An increase in complaints per customer in 2Q21, as in the same quarter in the previous year our service offices were closed due to lockdowns in response to the COVID-19 pandemic. On a QoQ basis, complaints per customer decreased by 29% as a result of initiatives such as: visits to regional sites to identify and implement process improvements affecting complaint rates, daily reports on incoming and resolved complaints, a revision of customer service

scripts and training administered to customer service teams

- | On August 11, Light Energia issued R\$ 400 million in social debentures, underlain by the benefits created by the Nilo Peçanha Dam for communities. This is Light's first issue of sustainable debentures.

APPENDIX I – EBITDA Reconciliation

CVM EBITDA (R\$ MM)	2Q21	2Q20	Change 2Q21/2Q20	1H21	1H20	Change 1H21/1H20
Net Income/Loss (A)	3.2	(44.7)	-	(38.6)	122.0	-
Income Tax/Social Contribution (B)	(306.1)	(586.7)	-47.8%	(315.5)	(593.2)	-46.8%
DEFERRED INCOME TAX/SOCIAL CONTRIBUTION (C)	305.7	624.5	-51.1%	335.2	544.1	-
EBT (A - (B + C))	3.6	(82.6)	-	(58.3)	171.1	-
Depreciation and Amortization (D)	(151.1)	(147.6)	2.3%	(299.4)	(296.8)	0.9%
Financial Expense, Net (E)	(219.7)	(69.9)	214.4%	(564.4)	(125.9)	348.3%
CVM EBITDA ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	374.4	134.9	177.5%	805.5	593.8	35.7%
Equity Income (F)	(8.2)	(4.4)	88.5%	(11.4)	(6.4)	78.5%
Other Operating Income/Expense (G)	(3.3)	(5.4)	-40.2%	11.2	(10.2)	-
Adjusted EBITDA * = CVM EBITDA - (F) - (G)	385.9	144.7	166.6%	805.7	610.4	32.0%

* Adjusted EBITDA is calculated based on net income before income tax and social contribution, depreciation and amortization, finance revenue/expense, equity income and other operating revenue/expense

APPENDIX II – Statement of Income - Consolidated

Statement of Income (R\$ MM)	2Q21	2Q20	Change %	1H21	1H20	Change %
Gross Operating Revenue	5,012.3	3,982.7	25.9%	10,717.3	8,763.0	22.3%
Deductions	(2,003.4)	(1,627.2)	23.1%	(4,198.2)	(3,512.2)	19.5%
Net Operating Revenue	3,009.0	2,355.6	27.7%	6,519.0	5,250.7	24.2%
Operating Expense	-2,774.1	-2,358.4	17.6%	-6,012.7	-4,937.2	21.8%
PMSO	(189.8)	(216.6)	-12.4%	(433.5)	(457.8)	-5.3%
Personnel	(87.9)	(102.0)	-13.8%	(206.1)	(225.0)	-8.4%
Material	(6.8)	(6.4)	6.0%	(17.7)	(13.0)	36.6%
Outsourced Services	(116.6)	(121.7)	-4.2%	(240.7)	(238.5)	0.9%
Other	21.5	13.5	58.8%	31.0	18.7	65.5%
Purchased Electricity	(2,259.2)	(1,703.5)	32.6%	(4,902.1)	(3,696.9)	32.6%
Depreciation	(151.1)	(147.6)	2.3%	(299.4)	(296.8)	0.9%
Provisions	(52.2)	(67.7)	-23.0%	(105.5)	(139.5)	-24.4%
BAD DEBT	(121.9)	(223.0)	-45.3%	(272.4)	(346.2)	-21.3%
Adjusted EBITDA	385.9	144.7	166.6%	805.7	610.4	32.0%
Finance Revenue/Expense	(219.7)	(69.9)	214.4%	(564.4)	(125.9)	348.3%
Other Operating Income/Expense	(3.3)	(5.4)	-40.2%	11.2	(10.2)	-
Income before Taxes and Equity Income	11.9	(78.2)	-	(46.9)	177.5	-
Income Tax/Social Contribution	(306.1)	(586.7)	-47.8%	(315.5)	(593.2)	-46.8%
Deferred Income Tax/Social Contribution	305.7	624.5	-51.1%	335.2	544.1	-
Equity Income	(8.2)	(4.4)	88.5%	(11.4)	(6.4)	78.5%
Net Income	3.2	-44.7	-	-38.6	122.0	-

APPENDIX III – Statement of Income - Distribution

Statement of Income (R\$ MM)	2Q21	2Q20	Change 2Q21/2Q20	1H21	1H20	Change 1H21/1H20
Gross Operating Revenue	4,905.3	3,884.5	26.3%	10,393.2	8,518.3	22.0%
Power Supply	3,546.1	3,076.9	15.2%	7,913.1	6,950.9	13.8%
CVA	290.1	36.6	693.2%	426.1	(9.6)	-
Construction Revenue	209.0	186.9	11.8%	393.8	340.7	15.6%
Other Revenue - PIS/COFINS Credit	-	-	-	-	-	-
Other Revenue	860.2	584.2	47.2%	1,660.2	1,236.2	34.3%
Deductions from Operating Revenue	(1,963.7)	(1,589.9)	23.5%	(4,113.7)	(3,434.9)	19.8%
Net Operating Revenue	2,941.6	2,294.6	28.2%	6,279.5	5,083.4	23.5%
Cost of Power Supply Service	(2,382.1)	(1,817.2)	31.1%	(5,094.8)	(3,881.4)	31.3%
Electricity purchased for resale	(1,824.8)	(1,410.7)	29.4%	(4,008.3)	(3,071.3)	30.5%
Grid connection and usage charges	(348.3)	(219.6)	58.6%	(692.8)	(469.4)	47.6%
Construction cost	(209.0)	(186.9)	11.8%	(393.8)	(340.7)	15.6%
Operating Costs/Expenses	(344.2)	(491.9)	-30.0%	(771.9)	(909.0)	-15.1%
Personnel	(76.7)	(93.1)	-17.6%	(184.6)	(204.4)	-9.7%
Material	(6.7)	(6.1)	9.8%	(17.2)	(12.5)	37.4%
Outsourced services	(110.1)	(117.1)	-6.0%	(228.7)	(228.2)	0.2%
Provisions	(173.7)	(292.2)	-40.6%	(377.2)	(488.3)	-22.8%
Other	23.0	16.6	38.2%	35.8	24.4	46.3%
Adjusted EBITDA	215.2	(14.5)	-	412.8	293.0	40.9%
Depreciation and amortization	(137.1)	(133.3)	2.8%	(271.1)	(268.3)	1.0%
Other operating income/expense	(18.9)	(4.8)	293.4%	(4.6)	(8.7)	-46.7%
Service Revenue	59.2	(152.6)	-	137.0	15.9	759.3%
Finance Revenue/Expense	(176.5)	(36.3)	385.9%	(406.0)	(110.0)	269.0%
Finance Revenue	(250.8)	184.1	-	(82.9)	752.8	-
Finance Expense	74.3	(220.4)	-	(323.0)	(862.8)	-62.6%
Net income before taxes	(117.3)	(188.9)	-37.9%	(268.4)	(93.6)	186.9%
Income Tax/Social Contribution	(137.6)	(583.8)	-76.4%	(137.6)	(583.8)	-76.4%
Deferred Income Tax/Social Contribution	178.4	659.2	-72.9%	229.4	626.3	-63.4%
Net Income/Loss	(76.5)	(113.6)	-32.7%	(177.1)	(51.6)	243.1%

APPENDIX IV – Statement of Income - Generation

Statement of Income (R\$ MM)	2Q21	2Q20	Change 2Q21/2Q20	1H21	1H20	Change 1H21/1H20
Gross Operating Revenue	191.8	236.3	-18.8%	501.3	526.8	-4.8%
Supply - Sale of own electricity	182.4	203.0	-10.2%	392.1	452.1	-13.3%
Supply - Short-Term Electricity Supply	7.4	30.8	-76.0%	105.2	70.1	50.0%
Other - TUSD	2.0	2.3	-13.1%	4.1	4.1	-1.8%
Other	-	0.1	-	0.0	0.5	-93.3%
Deductions from Operating Revenue	(26.1)	(30.2)	-13.7%	(60.5)	(67.0)	-9.7%
Net Operating Revenue	165.7	206.1	-19.6%	440.9	459.8	-4.1%
Cost of Power Supply Service	(16.8)	(44.6)	-62.3%	(88.8)	(148.1)	-40.1%
Operating Costs/Expenses	(10.0)	(8.3)	21.5%	(23.4)	(20.3)	15.3%
Personnel	(4.3)	(4.8)	-9.8%	(10.3)	(11.5)	-10.6%
Material	(0.1)	(0.3)	-74.6%	(0.4)	(0.4)	-10.1%
Outsourced services	(4.6)	(3.8)	21.2%	(8.9)	(8.1)	11.0%
Provisions	(0.4)	1.5	-	(0.6)	2.6	-
Other	(0.7)	(0.9)	-24.9%	(3.1)	(2.9)	6.7%
Adjusted EBITDA	138.8	153.2	-9.4%	328.7	291.4	12.8%
Depreciation and amortization	(13.9)	(14.1)	-1.6%	(28.1)	(28.2)	-0.5%
Other operating income/expense	-	-	-	(0.5)	(0.8)	-43.6%
Service Revenue	124.9	139.1	-10.2%	300.2	262.3	14.4%
Equity Income	-	0.0	-	-	(0.4)	-
Finance Revenue/Expense	(44.8)	(35.0)	28.2%	(161.3)	(19.1)	746.0%
Finance Revenue	(88.1)	76.6	-	10.2	388.3	-97.4%
Finance Expense	43.3	(111.5)	-	(171.5)	(407.4)	-57.9%
Net income before taxes	80.1	104.1	-23.0%	138.8	242.9	-42.8%
Income Tax/Social Contribution	(156.6)	(0.3)	55037.3%	(156.9)	(0.6)	25703.6%
Deferred Income Tax/Social Contribution	131.6	(33.5)	-	114.0	(78.4)	-
Net Income/Loss	55.1	70.4	-21.7%	96.0	163.9	-41.4%

APPENDIX V – Consolidated Statement of Financial Position

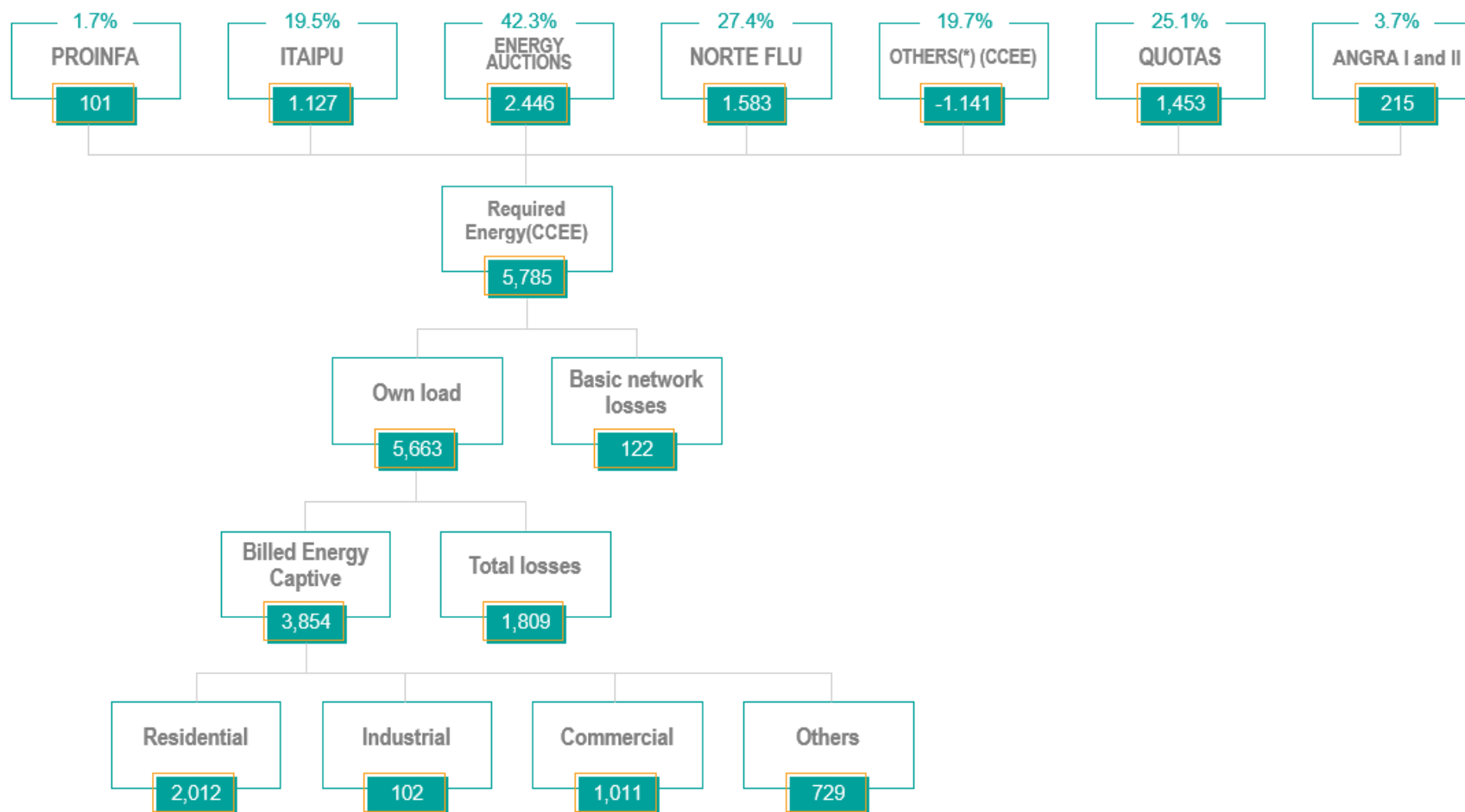
ASSETS (R\$ MM)	2Q21	4Q20
Current	10,766	7,974
Cash and cash equivalents	74	653
Marketable securities	6,008	2,436
Consumers, utilities, permissionaires and customers	2,256	3,257
Inventory	70	62
Taxes and contributions recoverable	1,109	656
Income tax and social contribution recoverable	176	137
Industry financial assets	183	58
Prepaid expenses	22	25
Dividends receivable	-	-
Receivables for services provided	40	45
Derivative financial instruments - swaps	130	156
Other receivables	552	339
Assets classified as held for sale	147	147
Noncurrent	17,665	18,424
Consumers, utilities, permissionaires and customers	1,124	1,014
Taxes and contributions recoverable	3,605	4,420
Deferred taxes	671	450
Prepaid expenses	-	-
Derivative financial instruments - swaps	-	960
Deposits related to litigation	238	242
Industry financial assets	444	15
Concession financial assets	6,006	5,197
Other receivables	0	120
Contract assets	561	983
Capital expenditure	357	366
Property, plant and equipment	1,663	1,655
Intangible assets	2,913	2,899
Right-of-use assets	83	102
Total Assets	28,432	26,397

LIABILITIES (R\$ MM)	2Q21	4Q20
Current	4,819	7,217
Trade accounts payable	1,385	3,440
Taxes and contributions payable	143	167
Income tax and social contribution payable	102	2
Loans and financing	1,226	1,320
Debentures	441	1,031
Industry financial liabilities	494	-
Derivative financial instruments - swaps	26	-
Dividends payable	164	164
Labor liabilities	75	91
Amounts refundable to consumers	-	296
Lease obligations	39	47
Regulatory charges	330	275
Other Debits	392	384
Noncurrent	15,229	12,104
Loans and financing	5,616	3,091
Debentures	5,100	4,243
Derivative financial instruments - swaps	48	-
Taxes and contributions payable	186	192
Deferred taxes	294	408
Unsecured equity interests	30	31
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	531	648
Post-employment benefits	5	5
Lease obligations	48	59
Amounts refundable to consumers	3,331	3,382
Other debits	39	47
Equity	8,384	7,076
Share Capital	5,392	4,051
Capital reserve	14	9
Profit reserves	2,816	2,816
Asset valuation adjustments	297	304
Other comprehensive income	(105)	(105)
Retained earnings	(31)	-
Total Liabilities	28,432	26,397

APPENDIX VI – Power Balance

Power Balance (GWh)	2Q21	2Q20	Change 2Q21/2Q20	1H21	1H20	Change 1H21/1H20
= Grid Load	7,984	7,681	3.9%	18,271	17,536	4.2%
- Metered electricity transported for utilities	328	506	-35.1%	702	1,052	-33.2%
- Metered electricity transported for customers	1,993	1,608	23.9%	4,069	3,542	14.9%
= Own Load	5,663	5,567	1.7%	13,500	12,941	4.3%
- Billed Electricity (Captive)	3,854	3,723	3.5%	8,474	8,437	0.4%
Low Voltage	3,059	2,895	5.7%	6,744	6,570	2.6%
Medium and High Voltage	795	829	-4.1%	1,730	1,867	-7.3%
= Total Loss	1,809	1,843	-1.9%	5,025	4,505	11.6%

Power distribution balance (GWh)
 2nd quarter 2021 - Actual data up to May / June entirely estimated |



(*) Others = Purchases in Spot – Sales in Spot

Note

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