

RELEASE | 3T 2020



RESULTADOS

RELACÕES COM
INVESTIDORES
ri.light.com.br
ri@light.com.br

APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

13 DE NOVEMBRO DE 2020

Português e Inglês (Tradução Simultânea)
14h (Brasília) - 12h (EST)
Zoom ID: 825 1455 0094

EBITDA
R\$587 MM

RESULTADO LÍQUIDO
R\$136 MM

DÍVIDA LÍQUIDA
R\$5.754 MM

Rio de Janeiro, 12 de novembro de 2020

Ainda sob efeitos da pandemia, Light entrega bons resultados em todas as linhas de negócio

Plano de turnaround segue gerando resultados positivos e consistentes, com destaque para a continuidade da redução do OPEX e das contingências judiciais, e das iniciativas de liability management

Destaques Financeiros

- **O EBITDA consolidado foi de R\$587 milhões no 3T20**, o que representou um aumento de R\$296 milhões, ou 101,8%, em relação ao 3T19 recorrente. Esse aumento é explicado, principalmente, pelo bom desempenho da Distribuidora e da Geradora.
- **O EBITDA da Light SESA foi de R\$393 milhões positivos**, um aumento de R\$193 milhões com relação ao mesmo período do ano anterior, especialmente pela redução do PMS e das contingências judiciais, embora a PECLD tenha deteriorado, em função da pandemia.
- **O EBITDA da Light Energia foi de R\$ 193 milhões**, 249,5% maior do que o resultado do 3T19, devido à menor exposição ao GSF e ao menor PLD, além da maior alocação de garantia física do 3T20.
- **O lucro líquido consolidado no trimestre foi de R\$136 milhões**, vs. R\$11 milhões de prejuízo no 3T19. Destaca-se o **lucro de R\$87 milhões da Distribuidora no 3T20**, frente a um prejuízo de R\$44 milhões no mesmo trimestre do ano anterior.
- **O PMSO consolidado ficou R\$25 milhões abaixo do 3T19 Recorrente**, queda de 9,2%. **O PMS consolidado reduziu R\$25 milhões**, ou 10,1%, no 3T20. No ano, o PMS acumula importante queda de **R\$64 milhões**, excluindo efeitos extraordinários reconhecidos no 1º semestre.
- A PECLD no 3T20 foi de **R\$173 milhões (vs. R\$93 milhões no 3T19)**, representando **3,8% da receita bruta (12 meses)**. O índice ficou 0,5 p.p. acima do registrado em junho/20, devido à piora na arrecadação decorrente da restrição ao corte de energia determinada pela ANEEL, o qual foi retomado pela Companhia apenas em setembro/20, e ao avanço das iniciativas de regularização de clientes.
- **O indicador de Dívida Líquida/EBITDA finalizou o 3T20 em 2,40x**, menor que o valor apurado no 2T20 (3,07x) e abaixo do limite de 3,75x, estabelecido como *covenant* na maioria dos contratos de dívida. **A dívida líquida no final de setembro/20 ficou em R\$5.754 milhões**.
- **O caixa consolidado fechou o trimestre em R\$2.969 milhões**, frente a um vencimento de dívida de R\$200 milhões até o final do ano. No 3T20 foram liquidadas as 19ª e 20ª Emissões de Debêntures da Light SESA, que totalizaram R\$1.100 milhões.

Destaques Financeiros (R\$ MM)	3T20	3T19 Recorrente	Variação 3T20/3T19 Recorrente	9M20	9M19 Recorrente	Variação 9M20/9M19 Recorrente
Receita Líquida*	2.948	3.754	-21,5%	8.199	9.565	-14,3%
PMSO	215	237	-9,2%	673	699	-5,9%
EBITDA	587	291	101,8%	1.198	1.230	-2,6%
Margem EBITDA	19,9%	7,8%	12,2 p.p.	14,6%	12,9%	1,7 p.p.
Lucro/Prejuízo Líquido	136	(11)	-	258	164	57,3%
Dívida Líquida/EBITDA - covenants (x)	2,40	2,98	-19,5%	2,40	2,98	-19,5%
PECLD/ROB (12 meses)	3,3%	1,8%	1,5 p.p.	3,3%	1,8%	1,5 p.p.
CAPEX Light	253	236	7,2%	640	602	6,3%
Geração Líquida de Caixa Operacional	1.345	(161)	-	1.671	239	599,0%

* Desconsiderando receita de construção.

Destaques Operacionais

- A perda total sobre a carga fio (12 meses) encerrou o 3T20 em 25,99%, 0,7 p.p. acima do resultado observado em junho/20, de 25,29%. Com relação ao volume de perdas (12 meses), observa-se uma alta de 262 GWh no 3T20 (9.087 GWh), em comparação com o 2T20 (8.825 GWh). O volume de perda total no 9M20 apresentou importante redução de 648 GWh, sendo 1.144 GWh na Área Possível.
- A perda não-técnica sobre faturamento BT (12 meses) fechou o 3T20 em 51,54%, 2,0 p.p. maior em relação a junho/20.
- A carga fio subiu 0,9% em relação ao 3T19, explicada, principalmente, pela temperatura média mais alta no 3T20 e por um maior consumo dos clientes livres.
- O mercado faturado registrou uma retração de 3,0%, puxado pelo segmento comercial, que continuou a ser impactado pela pandemia, a despeito da recuperação dos segmentos residencial e industrial.
- Em setembro/20, a Light continuou registrando bons resultados na qualidade do serviço prestado, ficando em linha com as melhores e maiores distribuidoras do país. O DEC (12 meses) foi de 6,19 horas no 3T20, redução de 3,6% em relação ao reportado no 2T20, enquanto o FEC (12 meses) foi de 4,29x no 3T20, um aumento de 0,5% em relação ao resultado de junho/20. Ambos os indicadores estão abaixo dos limites estabelecidos pela ANEEL.
- O incremento de 14,3% do número de funcionários próprios é explicado pela estratégia de primarização de mão-de-obra ligada às atividades de combate às perdas, emergência e ligações novas. Esta estratégia continua sendo fundamental para a entrega dos resultados operacionais.

Destaques Operacionais	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Carga Fio* (GWh)	8.099	8.023	0,9%	25.635	28.059	-8,6%
Mercado Faturado (GWh)	6.018	6.205	-3,0%	19.049	20.826	-8,5%
Energia Vendida - Geração (MWm)	518	552	-6,2%	362	541	-33,0%
Energia Comercializada - Com (MWm)	627	704	-10,9%	596	663	-10,1%
Perda Total/Carga Fio (12 meses)	25,99%	25,93%	0,06 p.p.	25,99%	25,93%	0,06 p.p.
DEC - Horas (12 meses)	6,19	8,40	-26,3%	6,19	8,40	-26,3%
FEC - Vezes (12 meses)	4,29	4,36	-1,6%	4,29	4,36	-1,6%
Número de colaboradores próprios	5.407	4.732	14,3%	5.407	4.732	14,3%
Número de colaboradores terceirizados	6.157	7.435	-17,2%	6.157	7.435	-17,2%

* Carga própria + uso da rede.

Aviso importante

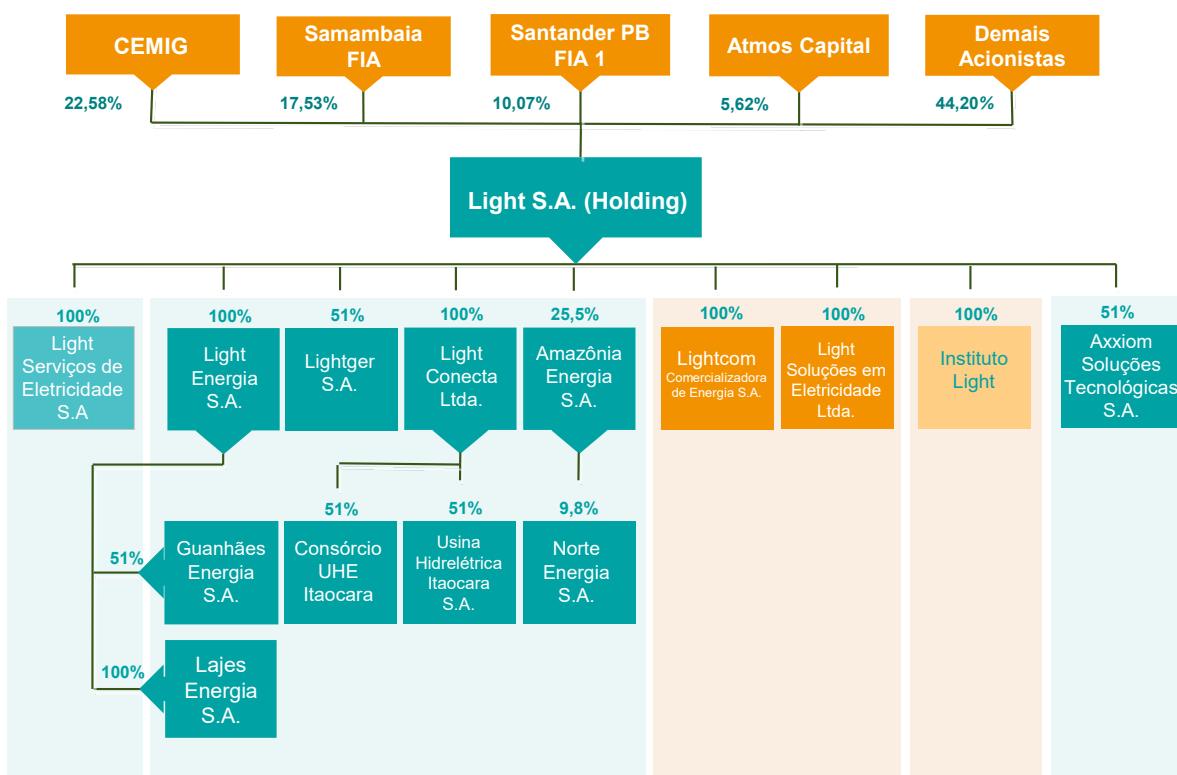
As informações operacionais e as expectativas da Administração quanto ao desempenho futuro da Companhia não foram revisadas pelos auditores independentes. As declarações sobre eventos futuros estão sujeitas a riscos e incertezas. Tais declarações têm como base crenças e suposições de nossa Administração e informações a que a Companhia atualmente tem acesso. Declarações sobre eventos futuros incluem informações sobre nossas intenções, crenças ou expectativas atuais, assim como aquelas dos membros do Conselho de Administração e Diretores da Companhia. As ressalvas com relação às declarações e informações acerca do futuro também incluem informações sobre resultados operacionais possíveis ou presumidos, bem como declarações que são precedidas, seguidas ou que incluem as palavras "acredita", "poderá", "irá", "continua", "espera", "prevê", "pretende", "estima" ou expressões semelhantes. As declarações e informações sobre o futuro não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e suposições porque se referem a eventos futuros, dependendo, portanto, de circunstâncias que poderão ocorrer ou não. Os resultados futuros e a criação de valor para os acionistas poderão diferir de maneira significativa daqueles expressos ou sugeridos pelas declarações com relação ao futuro. Muitos dos fatores que irão determinar estes resultados e valores estão além da capacidade de controle ou previsão da LIGHT S.A.

Índice

Índice	3
1. Perfil e Estrutura Acionária	4
2. Eventos relevantes do período	5
2.1 Adesão à Conta-Covid	5
2.2 Acordo Risco Hidrológico (GSF)	5
2.3 Liquidação da 19ª emissão de debêntures da Light Sesa	5
2.4 Liquidação da 20ª emissão de debêntures da Light Sesa	5
2.5 Alteração no Conselho de Administração.....	5
3. Eventos subsequentes	7
3.1 Alteração no Comitê de Auditoria Estatutário.....	7
3.2 Alteração na Diretoria Executiva	7
3.3 Alienação / Aquisição de participação acionária	7
4. Light S.A - Consolidado	9
4.1. Desempenho Financeiro Consolidado	9
4.2. EBITDA Ajustado Consolidado	10
4.3. Resultado Consolidado	11
5. Light SESA - Distribuição	12
5.1. Desempenho Operacional	12
5.1.1. Mercado Total Light SESA (Cativo + Livre + Concessionárias).....	12
5.1.2. Balanço Energético	15
5.1.3. Perdas de Energia	16
5.1.4. Arrecadação.....	19
5.1.5. Qualidade Operacional	20
5.2. Desempenho Financeiro da Light SESA.....	21
5.2.1. Receita Líquida da Light SESA	21
5.2.2. Custos e Despesas da Light SESA	22
5.2.2.1. Custos e Despesas Gerenciáveis da Light SESA.....	22
5.2.2.2. Custos e Despesas Não Gerenciáveis da Light SESA	23
5.2.3. Conta de Compensação de Variação de Itens da Parcela A – CVA	24
5.2.4. Resultado Financeiro da Light SESA	24
6. Light Energia – Geração	25
6.1. Desempenho Operacional	25
6.1.1. Compra e Venda de Energia	25
6.1.2. Nível de contratação/descontratação de energia em MWm (Light Energia + Lightcom).....	27
6.2. Desempenho Financeiro da Light Energia	27
6.2.1. Receita Líquida e Custos e Despesas da Light Energia.....	27
6.2.2. Resultado Financeiro da Light Energia.....	28
6.2.3. Resultado Líquido da Light Energia.....	28
7. Lightcom - Comercialização	29
7.1. Desempenho Operacional da Lightcom.....	29
7.2. Desempenho Financeiro da Lightcom	29
8. Endividamento.....	30
8.1. Light S.A.	30
8.2. Abertura do Endividamento	33
9. Investimento Consolidado	34
10. Mercado de Capitais	35
11. Desempenho nas questões ambientais, sociais e de governança (ESG)	36
ANEXO I – Ativos de Geração.....	38
ANEXO II- Conciliação EBITDA CVM.....	39
ANEXO III – Demonstração de Resultado	40
ANEXO IV – Resultado Financeiro.....	42
ANEXO V – Balanço Patrimonial	43
ANEXO VI – Fluxo de Caixa.....	46

1. Perfil e Estrutura Acionária

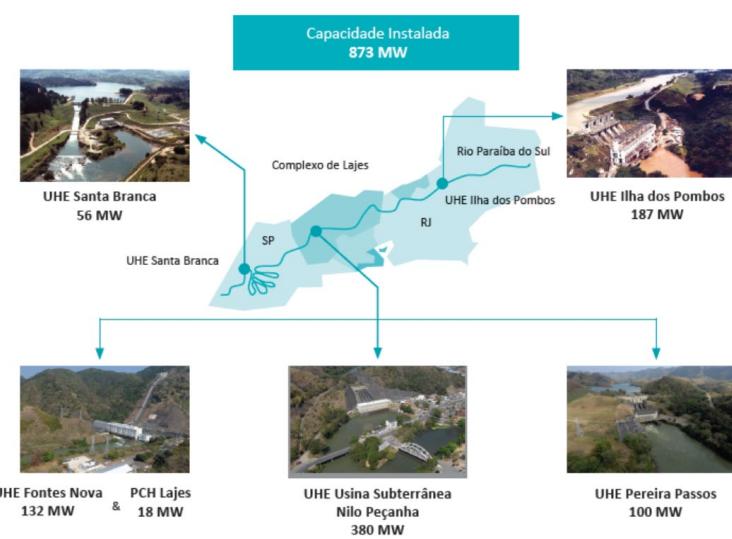
A Light é uma empresa integrada do setor de energia elétrica no Brasil com sede no Rio de Janeiro, atuante nos segmentos de geração, distribuição e comercialização de energia.



O Estado do Rio de Janeiro tem área de 43.781 km² e população de aproximadamente 17,2 milhões de pessoas. A área de concessão da Companhia corresponde a 26% (11.307 mil km²) do Estado e abrange 11 milhões de pessoas, representando 64% da sua população total. Dos 92 municípios do Estado, com um total de 7 milhões de consumidores de energia elétrica, a Companhia atua em 31 municípios e possui uma base de cerca de 4,4 milhões de clientes.

O parque gerador da Companhia compreende cinco usinas hidrelétricas e uma pequena central hidrelétrica, que totalizam 873 MW de capacidade instalada. São elas: (i) Fontes Nova, Nilo Peçanha, Pereira Passos e PCH Lajes, que constituem o Complexo de Lajes (em Piraí); (ii) Ilha dos Pombos, no município de Carmo/RJ e (iii) Santa Branca, no município de Santa Branca/SP. O Complexo de Lajes também abarca duas usinas elevatórias: Santa Cecília e Vigário.

Considerando as participações na PCH Paracambi, PCH Guanhães e UHE Belo Monte, a Companhia possui um total de 1.188 MW de capacidade instalada.



2. Eventos relevantes do período

2.1 Adesão à Conta-Covid

Em 3 de julho, a Light Sesa aderiu à Conta-Covid. Foi solicitado à Aneel o valor-teto, no montante de R\$1,326 bilhão. Esse valor está sendo liberado em parcelas mensais, tendo sido recebido R\$ 1,128 bilhão até setembro/20. A liberação dos recursos segue conforme o cronograma abaixo:

(R\$ milhões)						
jul/20	ago/20	set/20	out/20	nov/20	dez/20	
885	126	117	91	54	53	

2.2 Liquidação da 19ª emissão de debêntures da Light Sesa

Em 29 de julho, foi liquidada a 19ª emissão de debêntures da Light Sesa, no valor total de R\$500 milhões. As debêntures serão remuneradas a IPCA + 5,80% a.a. e têm vencimento em 15/07/2025. Os recursos serão destinados a investimentos relacionados à implementação, expansão, renovação ou melhoria de infraestrutura de distribuição de energia elétrica.

2.3 Liquidação da 20ª emissão de debêntures da Light Sesa

Em 1º de setembro, foi liquidada a 20ª emissão de debêntures da Light Sesa, no valor total de R\$600 milhões. As debêntures serão remuneradas a IPCA + 5,09% a.a. e têm vencimento em 15/08/2025. Os recursos serão destinados à implementação, expansão, renovação ou melhoria de infraestrutura de distribuição de energia elétrica, conforme descrito na escritura de emissão.

2.4 Acordo Risco Hidrológico (GSF)

Em 8 de setembro, foi sancionada pelo Presidente da República a Lei nº 14.052 que estabelece novas condições para a repactuação do risco hidrológico (GSF) para os agentes do mercado livre, contemplando a retroação dos efeitos do deslocamento hidráulico, motivado pela geração fora da ordem de mérito (GFOM), importação de energia sem garantia física, atraso na entrada de linhas de transmissão e antecipação da garantia física de hidrelétricas estruturantes.

Em 23 de setembro, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 56 para aprimoramento da regulamentação referente à repactuação do GSF. A Light Energia, em conjunto com outras geradoras e associações de classe, elaborou contribuições no sentido de reconhecer adequadamente os efeitos retroativos do deslocamento hidráulico.

Posteriormente, em 16 de outubro, a CCEE apurou, de maneira preliminar e sujeito a alterações com a conclusão da regulamentação pela ANEEL, a extensão dos prazos de concessão e o valor a ser reconhecido como ativo regulatório das usinas impactadas pelo GSF. De acordo com esses cálculos, os ativos da Light Energia poderão ter suas concessões prorrogadas de 14 a 16 meses e reconhecer aproximadamente R\$281 milhões como ativo intangível.

2.5 Alteração no Conselho de Administração

Em 24 de setembro, o Conselho de Administração da Companhia elegeu o Sr. Reynaldo Passanezi Filho como seu membro pelo prazo remanescente do mandato dos demais conselheiros. Em 28 de setembro, o Sr. Firmino Ferreira Sampaio Neto, foi eleito em Assembleia Geral Extraordinária, membro do Conselho de Administração.

Em 8 de outubro, os Srs. Firmino Sampaio e David Zylbersztajn foram eleitos, respectivamente, presidente e vice-presidente do Conselho de Administração, que passou a ter a seguinte composição:

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Firmino Ferreira Sampaio Neto

Presidente

David Zylbersztajn

Vice-presidente

Carlos Alberto da Cruz

Carlos Márcio Ferreira

Carlos Parcias Jr.

Hélio Paulo Ferraz

Patrícia Bentes

Reynaldo Passanezi Filho

Ricardo Reisen de Pinho

3. Eventos subsequentes

3.1 Alteração no Comitê de Auditoria Estatutário

Em 8 de outubro, o Conselho de Administração elegeu o Sr. David Zylbersztajn para o Comitê de Auditoria Estatutário, que passou a ter a seguinte composição:

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Ricardo Reisen de Pinho

Coordenador

Carlos Marcio Ferreira

Carlos Alberto da Cruz

David Zylbersztajn

Hélio Paulo Ferraz

3.2 Alteração na Diretoria Executiva

Em 8 de outubro, o Conselho de Administração elegeu Sr. Raimundo Nonato Alencar de Castro para o cargo de Diretor Presidente da Companhia. O Sr. Roberto Caixeta Barroso, atual diretor da Companhia, passou a acumular interinamente o cargo de Diretor de Relações com Investidores. A Diretoria Executiva da Companhia passou a ter a seguinte composição:

DIRETORIA EXECUTIVA

Raimundo Nonato Alencar de Castro

Roberto Caixeta Barroso

Alessandra Genu Dutra Amaral

Dalmer Alves de Souza

Déborah Meirelles Rosa Brasil

Marcus Auguste Pimenta

3.3 Alienação / Aquisição de participação acionária

Em 22 de outubro, o Samambaia FIA IE comunicou que, em razão da alienação de ações, passou a deter participação de 17,53% do capital social da Companhia.

Na mesma data, o Sr. Carlos Alberto Sicupira comunicou que adquiriu ações da Companhia, por meio de operação privada, representativas de 5,00% do seu capital social. Na ocasião, informou que possui também, indiretamente, ações e derivativos de liquidação exclusivamente financeira referenciados em ações da Companhia, perfazendo assim o total de 9,90% do seu capital social.

Em 28 de outubro, a Atmos Capital informou que passou a deter participação de 5,62% do capital social da Companhia.

Em 4 de novembro, o Sr. Carlos Alberto Sicupira comunicou que transferiu a totalidade das ações da Companhia detidas diretamente por ele, representativas de 5,00% do capital social da Companhia. Na ocasião, informou que passou a possuir indiretamente ações e derivativos de liquidação exclusivamente financeira, referenciados em ações da Companhia, representativas de 10,07% do seu capital social.

Também em 4 de novembro, o Santander PB FIA 1 informou passou a deter 10,07% do capital social da Companhia.

4. Light S.A - Consolidado

4.1. Desempenho Financeiro Consolidado

Nos itens 4.1, 4.2 e 4.3, os valores apresentados no 3T19 Recorrente e 9M19 Recorrente desconsideram os efeitos não-recorrentes e extraordinários da decisão favorável em processo judicial referente à exclusão do ICMS da base do PIS/COFINS e impactos relacionados à Renova.

Informações Financeiras Selecionadas (R\$ MM)	3T20	3T19 Recorrente	3T19	Variação 3T20 / 3T19 Recorrente	9M20	9M19 Recorrente	9M19	Variação 9M20 / 9M19 Recorrente
Receita Operacional Bruta*	4.627	4.379	5.466	5,7%	13.390	14.410	15.518	-7,1%
Deduções	(1.679)	(1.711)	(1.711)	-1,9%	(5.191)	(5.953)	(5.953)	-12,8%
Receita Operacional Líquida*	2.948	2.668	3.754	10,5%	8.199	8.457	9.565	-3,1%
Despesa Operacional	(2.509)	(2.524)	(2.817)	-0,6%	(7.446)	(7.668)	(7.961)	-2,9%
PMSO	(215)	(237)	(252)	-9,2%	(673)	(699)	(715)	-3,7%
Pessoal	(98)	(103)	(103)	-5,2%	(323)	(327)	(327)	-1,2%
Material	(8)	(5)	(5)	60,5%	(21)	(18)	(18)	19,8%
Serviço de Terceiros	(119)	(141)	(141)	-15,8%	(357)	(407)	(407)	-12,3%
Outros *	9	13	(3)	-29,0%	28	52	36	-46,4%
Energia Comprada	(1.993)	(1.940)	(1.940)	2,7%	(5.690)	(6.022)	(6.022)	-5,5%
Depreciação	(148)	(147)	(147)	1,0%	(445)	(440)	(440)	1,2%
Provisões - Contingências	20	(106)	(106)	-	(119)	(270)	(270)	-55,9%
PECLD *	(173)	(93)	(371)	86,4%	(519)	(237)	(515)	119,3%
EBITDA Ajustado**	587	291	1.084	101,8%	1.198	1.230	2.044	-2,6%
Resultado Financeiro *	(207)	(116)	1.277	78,5%	(333)	(378)	1.015	-11,9%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(12)	(17)	(17)	-29,8%	(22)	(29)	(29)	-24,4%
IR/CS *	(23)	-	(2)	-	(616)	(140)	(139)	338,8%
IR/CS Diferido *	(51)	(0)	(747)	-	493	(0)	(747)	-
Equivalência Patrimonial *	(10)	(21)	71	-53,6%	(16)	(10)	(10)	56,3%
Lucro Líquido	136	(11)	1.519	-	258	164	1.694	57,3%

Obs: Não considera Receita/Custo de Construção

* Rubricas que foram ajustadas no 3T19 Recorrente e 9M19 Recorrente

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

Os efeitos mencionados acima impactaram as linhas nos montantes abaixo identificados:

- Decisão favorável em processo judicial referente à exclusão do ICMS da base do PIS/COFINS:

Ajustes 3T19 Recorrente	R\$ MM
Receita Operacional - PIS/COFINS	1.086
Resultado Financeiro - PIS/COFINS	1.393
IR/CS Diferido - PIS/COFINS	(843)

- Impactos relacionados à Renova:

Ajustes 3T19 Recorrente	R\$ MM
Outros (PMSO) - Renova	(16)
PECLD - Renova	(278)
IR/CS Diferido - Renova	94
Equivalência Patrimonial - Renova	92

Adicionalmente, no 9M19 Recorrente, a Receita Operacional foi ajustada em R\$22 milhões referente à impactos relacionados à Renova reconhecidos antes do 3T19.

4.2. EBITDA Ajustado Consolidado⁴

EBITDA Ajustado Por Segmento (R\$ MM)	3T20	3T19 Recorrente	3T19	Variação 3T20 / 3T19 Recorrente	9M20	9M19 Recorrente	9M19	Variação 9M20 / 9M20 Recorrente
Distribuição	393	200	1.286	96,1%	686	711	1.797	-3,5%
Geração	190	54	54	249,5%	481	433	433	11,2%
Comercialização	9	42	(236)	-79,7%	44	119	(159)	-62,7%
Outros e eliminações	(4)	(5)	(21)	-18,3%	(14)	(33)	(27)	-57,2%
Total	587	291	1.084	101,5%	1.198	1.230	2.044	-2,6%
Margem EBITDA (%)	19,9%	10,9%	28,9%	9,00 p.p.	14,6%	14,5%	21,4%	0,07 p.p.

O EBITDA consolidado encerrou o 3T20 em R\$587 milhões, 101,5% superior ao do 3T19 Recorrente, de R\$291 milhões. Esse aumento se deve, em grande parte, ao melhor EBITDA da Distribuidora e da Geradora.

O EBITDA da Distribuidora aumentou 96,1%, passando de R\$200 milhões no 3T19 Recorrente para R\$393 milhões no 3T20, impactado positivamente pela melhora na Margem de Contribuição (R\$123 milhões), com impactos positivos do fornecimento de energia e do VNR, pela queda do PMS (R\$25 milhões) e por reversões nas provisões para contingências (R\$60 milhões). Como impacto negativo, podemos destacar uma piora de R\$80 milhões na PECLD, devido à deterioração da arrecadação, em virtude da pandemia, e do avanço das iniciativas de regularização de clientes.

Pelo lado da Geradora, o EBITDA foi de R\$190 milhões no 3T20, um aumento 249,5% em relação ao apresentado no 3T19, de R\$54 milhões. A melhora é decorrente da menor exposição ao GSF e do menor PLD, além da maior alocação de garantia física do 3T20, levando a um menor custo de Energia para Revenda (R\$157 milhões).

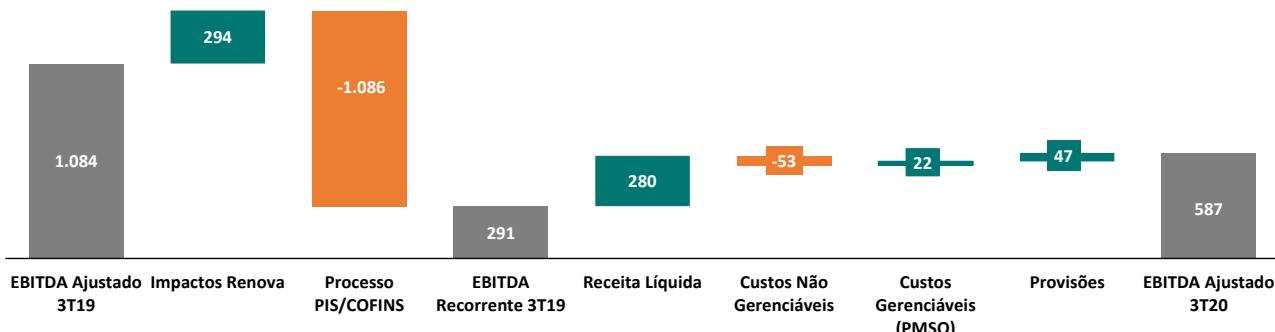
A seguir, destacamos a estimativa do impacto econômico exclusivamente gerado pela pandemia no EBITDA da Distribuidora. No trimestre, observamos um efeito negativo de R\$29 milhões associado à queda no faturamento das componentes tarifárias de Parcela B e Perdas não-técnicas⁵ e do aumento de R\$23 milhões verificado na PECLD. Assim, estimamos que o efeito total no resultado econômico do 3T20 seja de R\$52 milhões negativos e, no acumulado do ano, de R\$264 milhões negativos.

Impacto no EBITDA (R\$ MM)	2T20	3T20	9M20
Parcela B + Perdas não-técnicas	(119)	(29)	(148)
PECLD	(93)	(23)	(116)
Total	(212)	(52)	(264)

⁴ EBITDA Ajustado é calculado a partir do lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, equivalência patrimonial, outras receitas/despesas operacionais, despesas financeiras líquidas, depreciação e amortização.

⁵ A metodologia empregada para essa estimativa utiliza como referência pré pandemia o mercado faturado no mesmo mês de 2019. Caso fosse aplicado a esse mercado de referência a taxa de crescimento médio dos últimos 10 anos o impacto no EBITDA do trimestre seria ainda maior, de R\$ 38 milhões.

**EBITDA ajustado consolidado
3T19 / 3T20 - R\$MM**

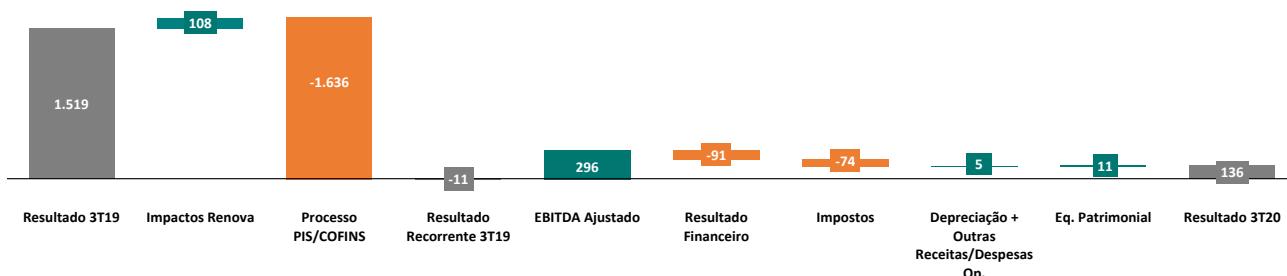


4.3. Resultado Consolidado

Lucro/Prejuízo Líquido Por Segmento (R\$ MM)	3T20	3T19 Recorrente	3T19	Variação 3T20 / 3T19 Recorrente	9M20	9M19 Recorrente	9M19	Variação 9M20 / 9M20 Recorrente
Distribuição	87	(44)	1.593	-	35	(79)	1.558	-
Geração	56	22	114	153,6%	220	263	263	-16,6%
Comercialização	6	32	(151)	-81,9%	30	96	(87)	-68,5%
Outros e eliminações	(12)	(21)	(37)	-41,5%	(27)	(58)	(51)	-53,3%
Total	136	(11)	1.519	-	258	223	1.694	15,8%
Margem Líquida (%)	4,6%	-0,4%	40,5%	5,03 p.p.	3,1%	-3,7%	17,7%	6,85 p.p.

A Companhia apresentou um lucro de R\$136 milhões no 3T20, contra R\$11 milhões de prejuízo no 3T19 Recorrente, principalmente em razão dos resultados da Distribuidora e da Geradora. A Distribuidora registrou um lucro de R\$87 milhões, frente a um prejuízo de R\$44 milhões no 3T19 Recorrente, devido aos fatores comentados acima. Na Geradora, houve um aumento de 153,6% no lucro líquido em relação ao 3T19, mesmo com Resultado Financeiro R\$89 milhões pior quando comparamos os trimestres.

**Resultado líquido consolidado
3T19 / 3T20 - R\$MM**



5. Light SESA - Distribuição

5.1. Desempenho Operacional

Destaques Operacionais	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19
Nº de Consumidores (Mil) ¹	4.328	4.431	-2,3%
Nº de colaboradores próprios	5.151	4.481	15,0%
Nº de colaboradores terceirizados	5.778	7.070	-18,3%
Tarifa média ² - R\$/MWh	854,2	826,1	3,4%
Tarifa média ² - R\$/MWh (s/ impostos)	605,1	583,1	3,8%
Preço médio dos contratos* - R\$/MWh	238,2	224,0	6,3%
Custo médio de compra de energia ** - R\$/MWh	262,5	226,2	16,0%

¹ Considera a quantidade de contratos ativos da distribuidora

² Referente ao mercado cativo e livre

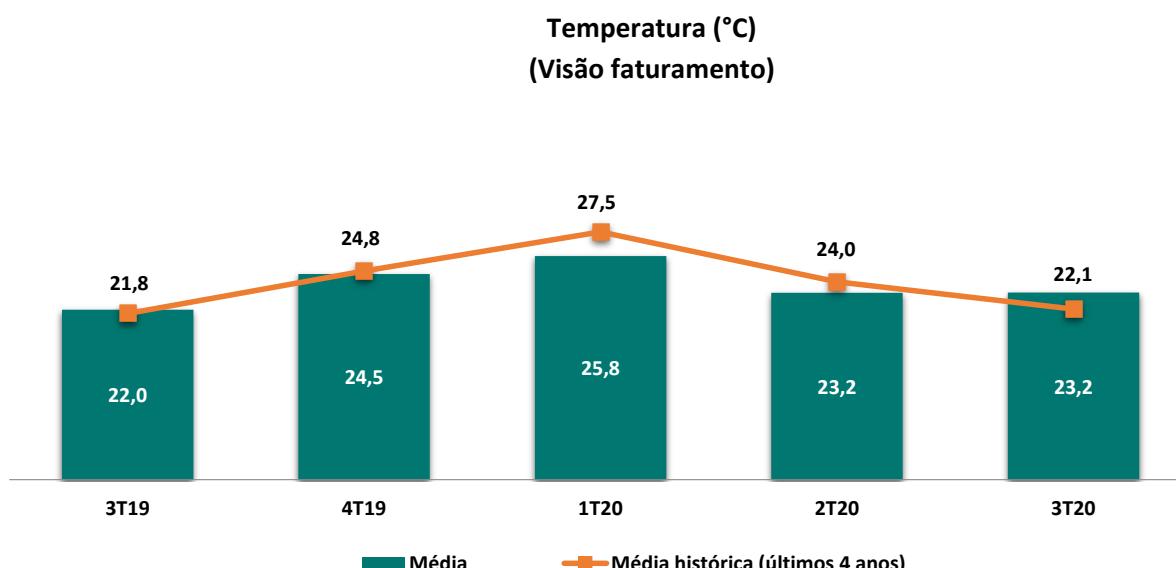
* Não inclui compra no spot e risco hidrológico. O denominador é o montante de energia contratual.

** Não inclui Risco hidrológico. O denominador é a carga verificada.

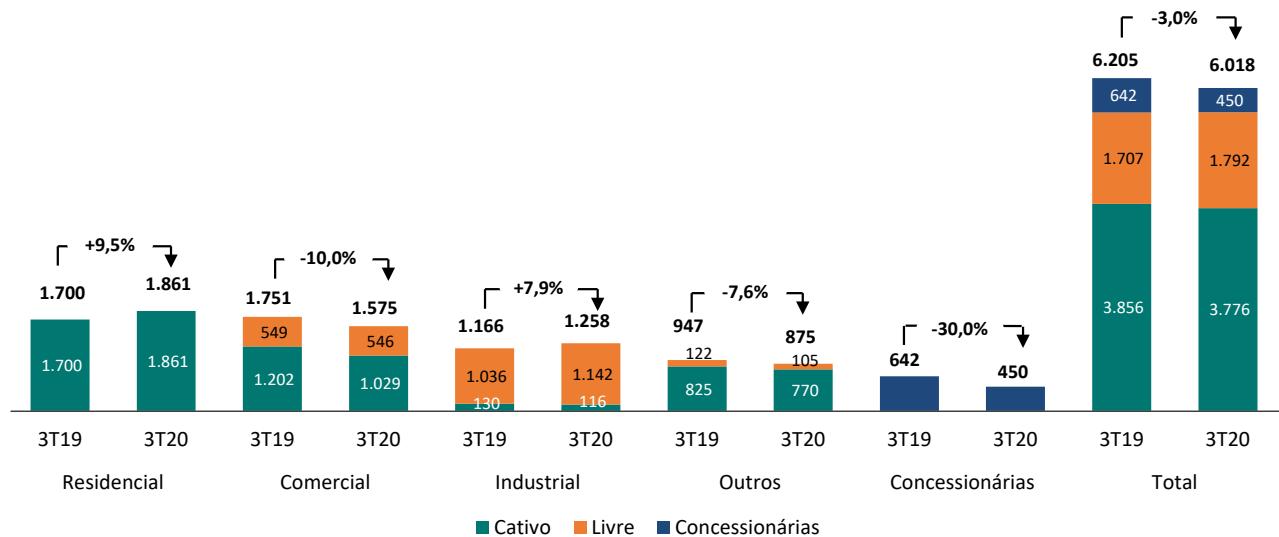
O aumento de 15% no número de funcionários próprios é explicado pela primarização de mão-de-obra nas atividades de combate às perdas, emergência e ligações novas. A primarização tem atingido seu objetivo, gerando ganhos de produtividade, permitindo um melhor controle ético e de gestão dos times de campo. Além disso, o maior número de funcionários próprios tem sido essencial para a qualidade do serviço prestado, mesmo durante a pandemia.

O incremento do preço médio de contratos de compra de energia foi de 6,3%, justificado principalmente pela desvalorização do real frente ao dólar. Também se registrou um aumento no custo médio de compra de energia (que não inclui o risco hidrológico) de 16,0% em relação ao 3T19, decorrente da queda na receita de venda no Spot.

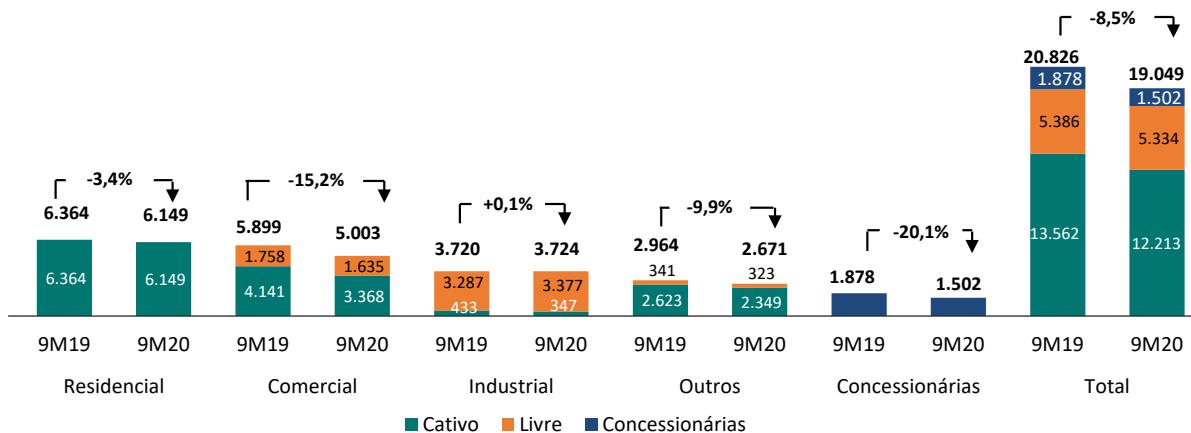
5.1.1. Mercado Total Light SESA (Cativo + Livre + Concessionárias)



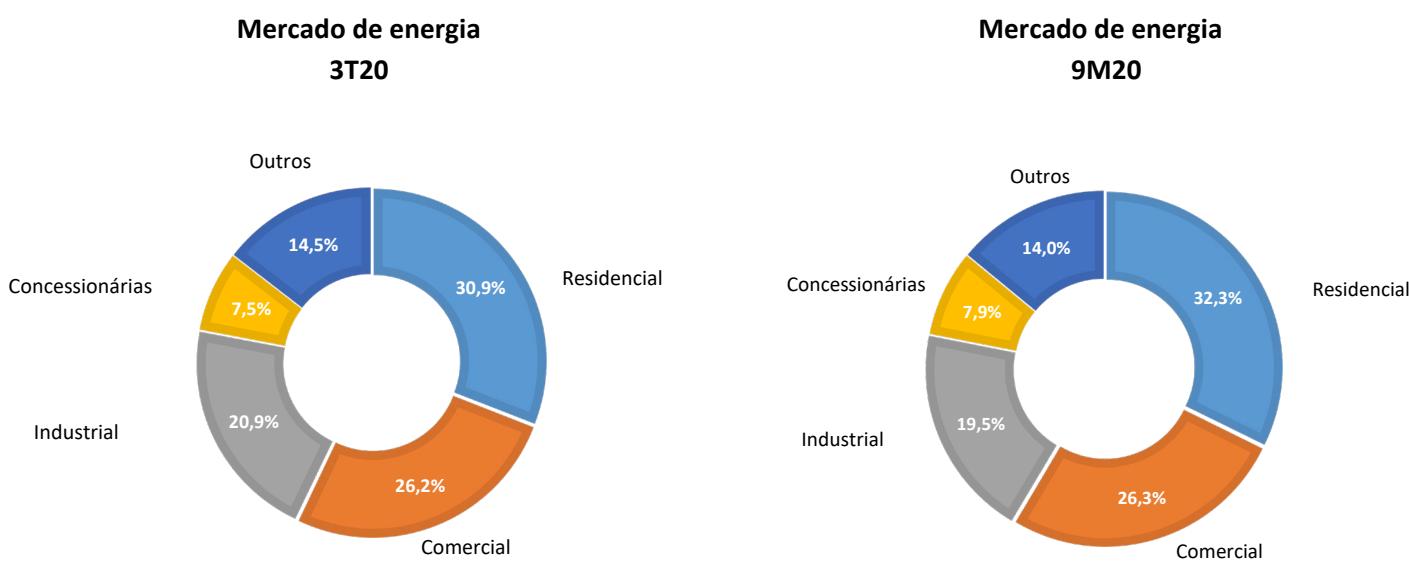
Mercado faturado (GWh) 3T20⁶



Mercado faturado (GWh) 9M20



⁶ Dados referentes ao mercado livre estão associados à energia medida dos clientes e não necessariamente aos valores faturados no período.



O mercado total de energia no 3T20 foi de 6.018 GWh, 3,0% inferior ao 3T19, impactado negativamente pelos efeitos decorrentes das medidas de enfrentamento da pandemia da Covid-19, na classe Comercial, e positivamente pela maior temperatura média registrada no 3T20, em especial na classe Residencial.

O impacto econômico da redução do mercado no 3T20 por conta da Covid-19, utilizando metodologia similar à empregada pela Aneel na Consulta Pública para determinação dos recursos da Conta-Covid, é estimado em aproximadamente R\$29 milhões. No ano, o impacto totaliza aproximadamente R\$148 milhões⁷.

A classe Residencial apresentou um volume de 1.861 GWh no 3T20, um acréscimo de 9,5% em relação ao mesmo trimestre de 2019. Esse aumento se deve, principalmente, pela maior temperatura média no trimestre (23,2° C vs. 22,1° C de média no 3T19). A título de exemplo, no mês de setembro de 2020 registrou-se uma temperatura média 2,2° C maior em relação ao mesmo mês de 2019 e no mesmo nível da temperatura média registrada em março de 2020 (25,3° C), um típico mês de verão tropical em nossa área de concessão.

A classe Comercial, incluindo clientes cativos e livres, apresentou uma queda de 10,0% na comparação com o 3T19. Esse resultado já apresenta uma melhora em relação aos números divulgados no 2T20, mas ainda continua sendo influenciado negativamente pelos efeitos da pandemia, já que muitos estabelecimentos comerciais ainda não retomaram suas atividades ou passaram a operar em horário de funcionamento reduzido.

O mercado Industrial registrou um aumento de 7,9% no 3T20 em relação ao 3T19, destacando-se o aumento do consumo de clientes do segmento siderúrgico.

A classe Outros teve uma retração de 7,6% no 3T20 ainda impactada pelos efeitos da pandemia, principalmente sobre os segmentos Poder Público e Tração (metrô e trem).

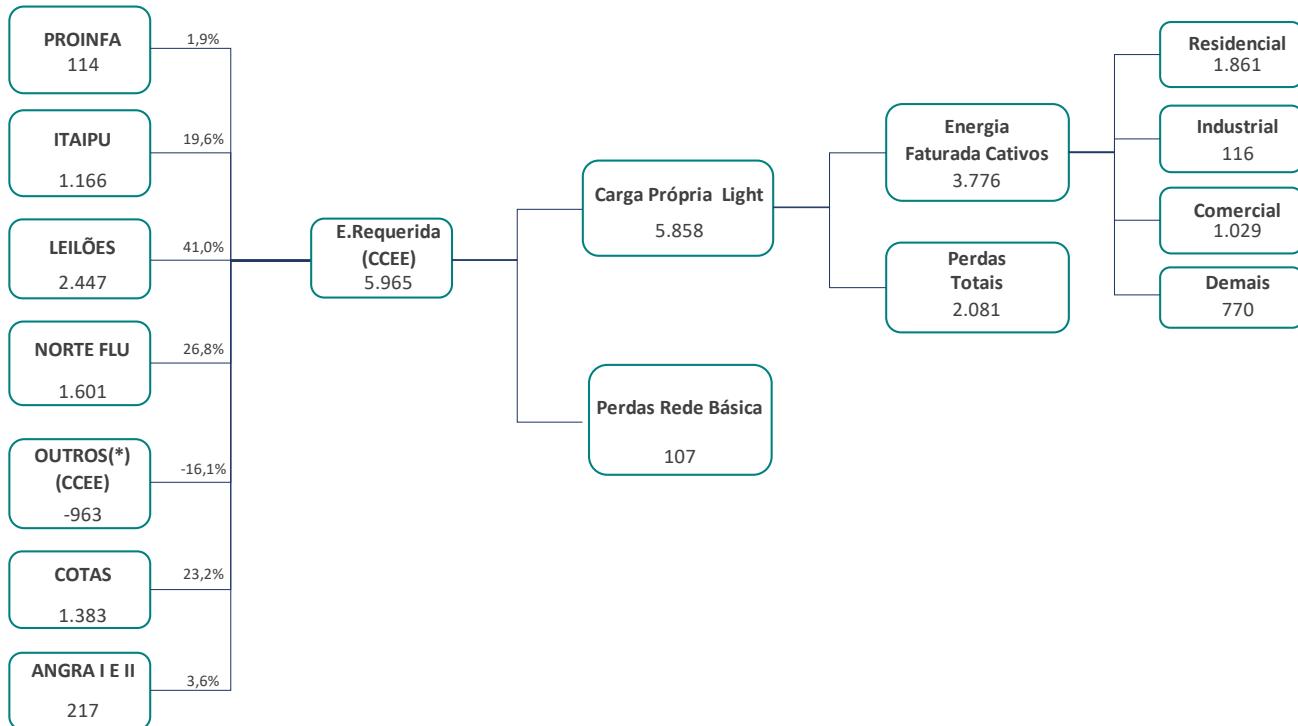
O mercado livre finalizou o trimestre representando 29,9% do mercado total da distribuidora. A migração de clientes cativos para o mercado livre é neutra para a margem da Companhia, uma vez que a energia continua

⁷ A metodologia adotada utiliza como referência o mercado faturado no mesmo mês de 2019. Caso fosse aplicado a esse mercado de referência a taxa de crescimento médio dos últimos 10 anos o impacto seria ainda maior, de R\$ 166 milhões.

sendo transportada pela concessionária, que é remunerada pela TUSD. No 3T20, tivemos um aumento de 45 clientes livres em comparação a junho/20, encerrando o período com um total de 1.131 clientes.

5.1.2. Balanço Energético

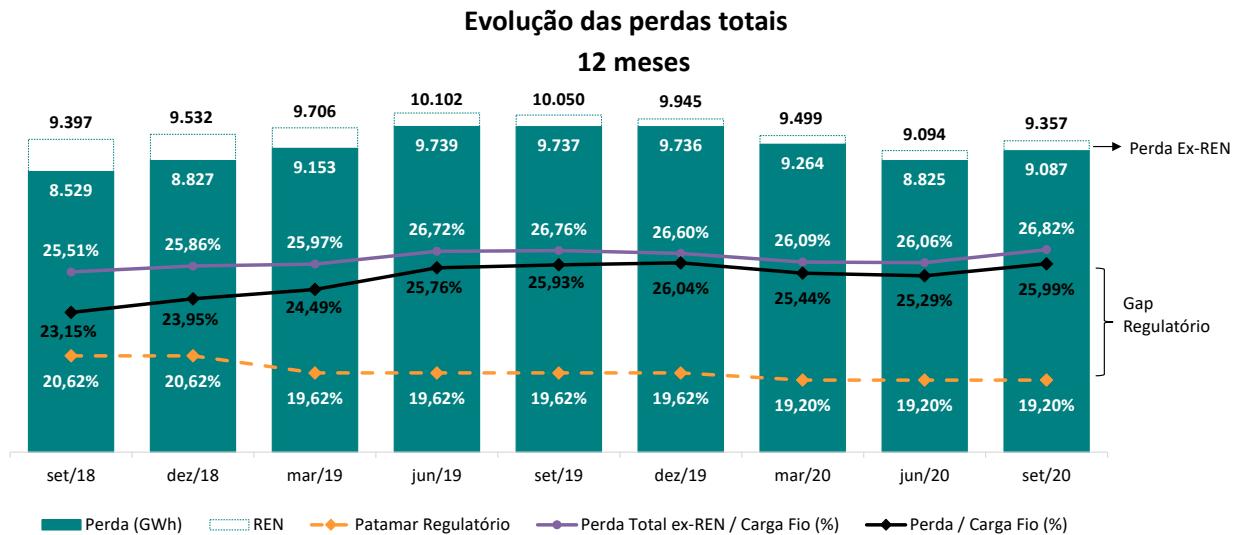
Balanço energético de distribuição (GWh)
3º trimestre 2020



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

Balanço Energético (GWh)	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
= Carga Fio	8.099	8.023	0,9%	25.635	28.059	-8,6%
- Energia medida transportada para concessionárias	450	642	-30,0%	1.502	1.878	-20,1%
- Energia medida transportada para clientes livres	1.792	1.707	5,0%	5.334	5.386	-1,0%
= Carga Própria	5.858	5.674	3,2%	18.799	20.795	-9,6%
- Energia Faturada (Cativo)	3.776	3.856	-2,1%	12.213	13.562	-9,9%
Mercado Baixa Tensão	2.881	2.882	-0,1%	9.451	10.251	-7,8%
Mercado Média e Alta Tensão	896	974	-8,0%	2.762	3.311	-16,6%
= Perda Total	2.081	1.818	14,5%	6.586	7.234	-9,0%

5.1.3. Perdas de Energia



No 3T20, registramos um aumento de 262 GWh nas perdas totais (12 meses), ou 3,0%, quando comparado ao 2T20. As perdas totais ex-REN (12 meses) acompanharam essa tendência, sendo 263 GWh maior em relação ao 2T20, um aumento de 2,9%. Entretanto, ambos indicadores ficaram abaixo dos valores registrados no 1T20.

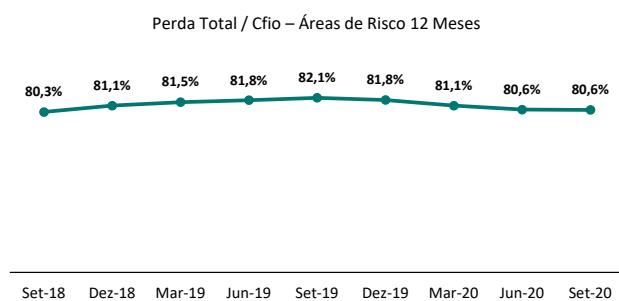
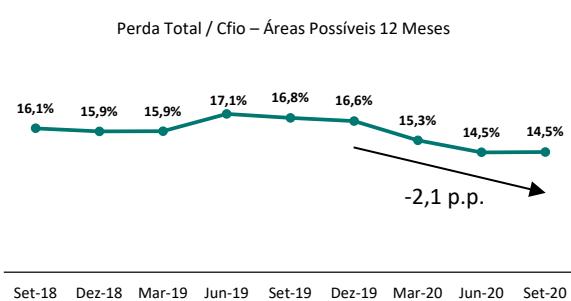
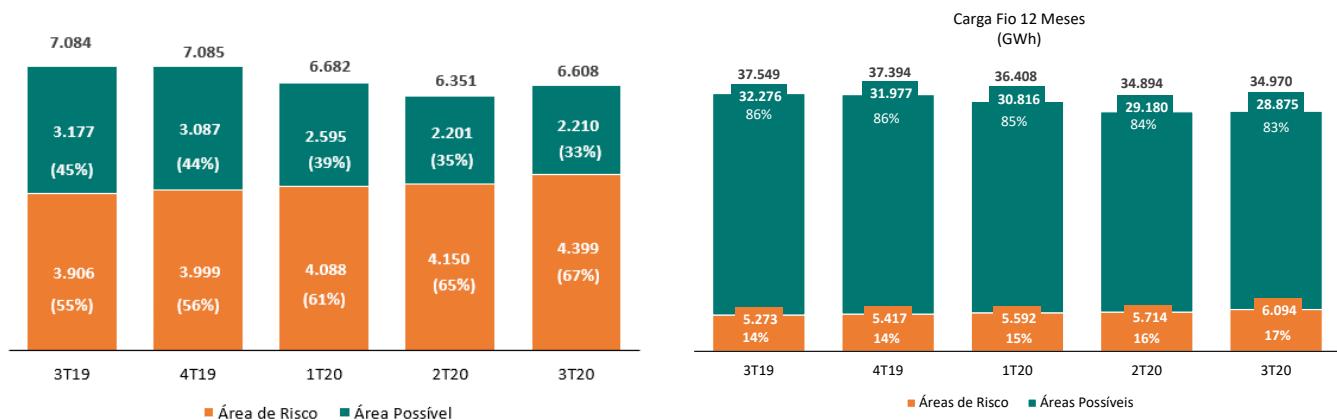
O indicador de perda total sobre a carga fio encerrou o 3T20 em 25,99%, um acréscimo de 0,70 p.p. em relação ao 2T20. Houve uma elevação também na perda total ex-REN (12 meses) do 3T20, encerrando em 26,82%, ou 0,76 p.p. acima do indicador do 2T20 (26,06%). A Companhia está 6,79 p.p. acima do percentual de repasse regulatório na tarifa, de 19,20%, conforme parâmetros definidos pela Aneel na Revisão Tarifária (RTP) de março/17, ajustados pelo mercado de referência para os próximos 12 meses, homologado pela Aneel na ocasião do reajuste tarifário (IRT) de março/20.

Como veremos a seguir, esse aumento é decorrente exclusivamente do aumento das perdas nas Área de Risco, onde a atuação da Companhia é extremamente restrita e se verifica um histórico de consumo perdulário. Embora a Carga Fio Total do 3T20 (12 meses) tenha se mantido em linha com a do 2T20, percebemos que essa dinâmica não se observa na separação entre Área de Risco e Área Possível. Enquanto na Área Possível houve uma diminuição da Carga Fio (12 meses) de 305 GWh, na Área de Risco houve um aumento de 380 GWh. A carga fio da Área Possível foi impactada negativamente pelas medidas de enfrentamento da pandemia, ao passo que a carga fio da Área de Risco aumentou, em função das temperaturas mais altas registradas no 3T20, em especial no mês de setembro/20. Tendo em vista que, historicamente, cerca de 80% da energia é furtada nessa área, as perdas acompanharam o crescimento da carga na Área de Risco, com um aumento de 249 GWh, enquanto na Área Possível, as perdas não-técnicas se mantiveram praticamente estáveis no trimestre.

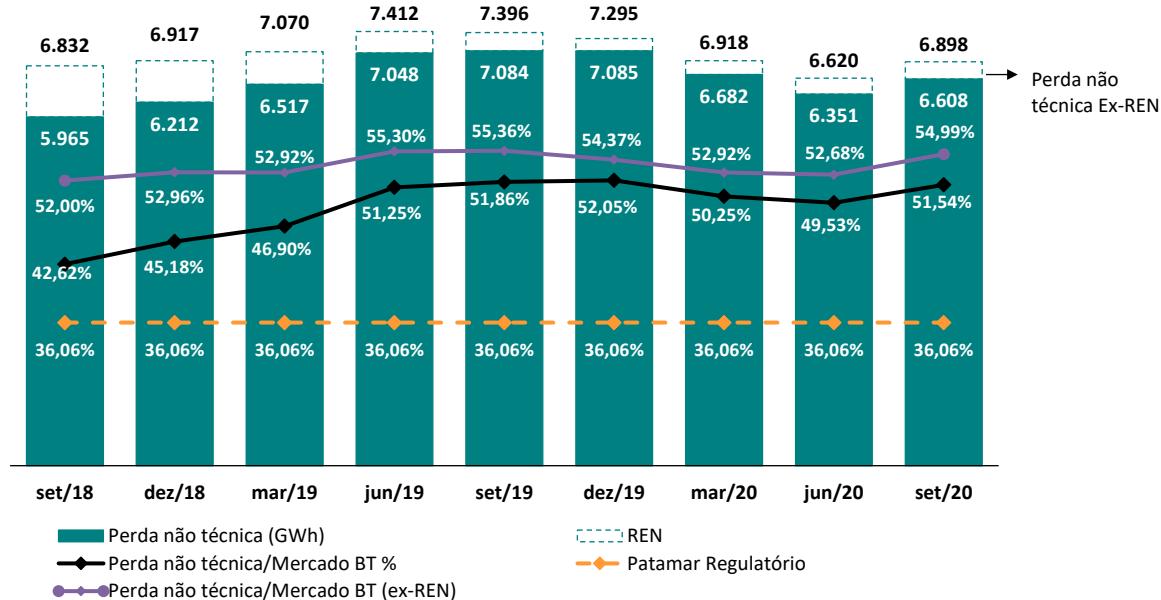
A alta temperatura no mês de setembro também impactou negativamente as perdas por um motivo adicional, a Energia Não Faturada. Ela é uma estimativa de faturamento dos últimos dias do mês, que acaba não acompanhando a carga em momentos de picos de temperatura, como observado em setembro. Estimamos que esse impacto tenha sido da ordem de 100 GWh nas perdas totais (12 meses) neste trimestre, embora sendo compensado nos trimestres subsequentes. Não obstante, continuamos aprimorando as ações do plano estruturado no final de 2019 (diagnóstico por regional, melhorias no processo de identificação de alvos para inspeções e normalizações, melhor treinamento das equipes, dentre outras medidas).

Ao final do 3T20, as perdas não-técnicas (12 meses) das áreas de risco tiveram um considerável aumento em GWh, de 4.150 GWh no 2T20 para 4.431 GWh no 3T20. Assim, com a queda das perdas nas áreas possíveis, as perdas nas áreas de risco passaram a representar 67% do total de perdas não-técnicas.

Nas áreas possíveis, foco da nossa atuação, as perdas não-técnicas encerraram o trimestre em 2.210 GWh (33%), um leve aumento de 9 GWh em comparação com o 2T20. O indicador de perdas totais/carga fio (12 meses) nessas áreas se manteve praticamente estável, em linha com a nossa estratégia de redução de perdas nas áreas possíveis. Nos 9M20, as perdas totais/carga fio nas áreas possíveis, onde a Light consegue atuar, caíram 2,1 p.p.



Evolução da perda não técnica/mercado BT 12 meses

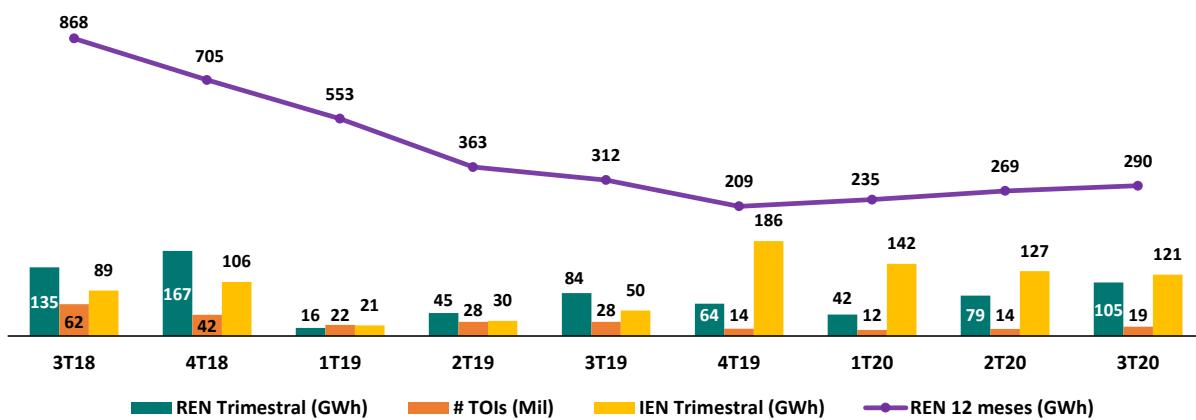


Quando observamos o indicador Perda não-técnica/Mercado BT (ex-REN), de 54,99%, podemos verificar uma elevação na comparação com o 2T20 (52,68%), principalmente em função da temperatura e da Energia Não Faturada, conforme explicitado acima.

A IEN (Incorporação de Energia) no 3T20 foi de 131 GWh, 91 GWh acima do registrado no 2T19. Este incremento está em linha com o principal pilar do plano de combate às perdas, que é o foco na incorporação de energia. O volume de REN (12 meses), por sua vez, apresentou um aumento sustentável de 7,8% no trimestre em relação ao 2T20, atingindo 290 GWh (12 meses), em virtude das ações previamente descritas.

O número de TOIs tem se mantido num nível baixo durante os últimos trimestres e a energia recuperada vem aumentando, o que significa um aumento de produtividade nas ações de campo. Isso é fruto da estratégia de primarização, aprimoramento dos treinamentos e melhor controle ético, além da maior precisão na identificação de alvos.

Evolução da IEN trimestral e REN trimestral dos últimos 12 Meses (GWh), e da quantidade de TOIs (mil)



Em GWh	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	3T20
REN Bruta	172	210	51	78	114	104	66	94	125
(-) Cancelamentos	37	43	35	33	30	40	24	15	20
(=) REN Líquida	135	167	16	45	84	64	42	79	105

*Referem-se a cancelamentos de faturamento por decisão judicial.

5.1.4. Arrecadação

Taxa de arrecadação por segmento (12 meses)
(Considerando parcelas vencidas de REN)



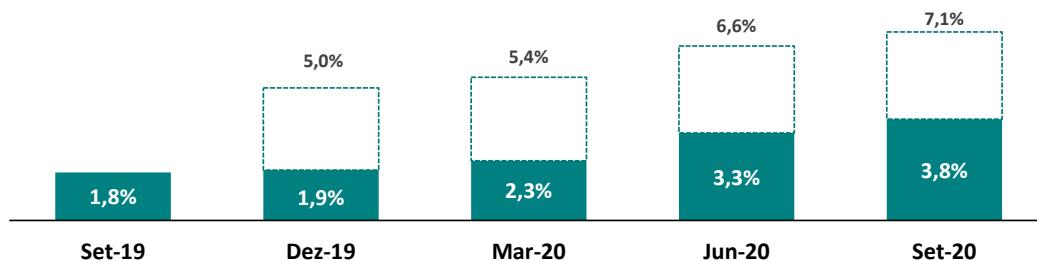
A arrecadação total (12 meses) no 3T20 alcançou 94,9%, 0,5 p.p. abaixo do 2T20 (95,4%) e 3,1 p.p. menor em relação ao 3T19.

A redução na arrecadação é decorrente, principalmente, de impactos da pandemia e pela restrição da realização de corte até 31/07/20, conforme Resolução Normativa 878 da ANEEL. Durante o período em que vigorou essa restrição, as distribuidoras ficaram sem uma de suas ferramentas mais eficazes para o enfrentamento da inadimplência, o que se somou à retração da economia, comprometendo a performance da arrecadação no período. Durante o mês de agosto/20, a Companhia intensificou o contato com os seus clientes inadimplentes com o objetivo de regularizar os débitos existentes. Em setembro/20, a atividade de corte foi retomada, tendo sido executados mais de 92 mil cortes, dos quais a maior parte teve sua situação regularizada ao longo do próprio mês.

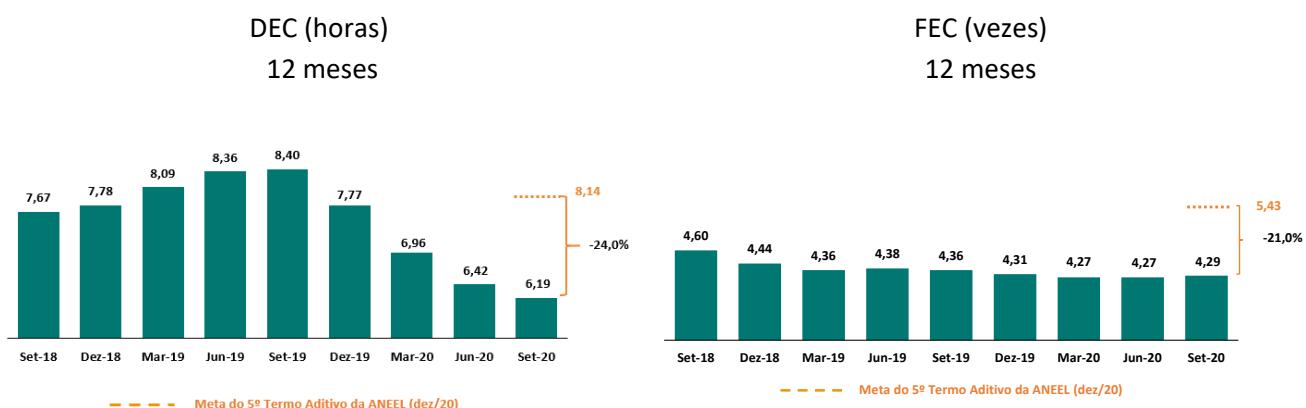
A deterioração da arrecadação continua sendo amenizada pela elevada base de clientes que utilizam meios de pagamento eletrônicos, que, mesmo com a flexibilização das medidas de isolamento durante o 3T20, se manteve em linha com o trimestre passado, em aproximadamente 85% do faturamento no período.

O indicador PECLD sobre Receita Operacional Bruta (12 meses) ajustado encerrado em setembro/20 foi de 3,8%, 0,5 p.p. acima do índice do 2T20, refletindo o efeito da expectativa de não recebimento associada à maior inadimplência verificada durante a pandemia. A estimativa do efeito isolado da Covid-19 na PECLD, considerando o envelhecimento do contas a receber de março a setembro/2020, é de aproximadamente R\$116 milhões. A PECLD (12 meses), considerando o efeito não-recorrente do 4T19, foi de 7,1% da ROB.

PECLD/ROB⁸
(12 Meses)



5.1.5. Qualidade Operacional



Em setembro/20, a Light continuou registrando bons resultados na qualidade do serviço prestado. Esse desempenho só foi possível devido à estratégia de primarização dos times de campo, à multidisciplinaridade das equipes (*multiskill*) e ao baixo índice de absenteísmo durante a pandemia, além de outras medidas de gestão.

O DEC (12 meses) em setembro/20 foi de 6,19 horas, uma redução de 3,6% se comparado a junho/20, mais uma vez um recorde histórico para a Companhia. Esse desempenho é resultado, principalmente, da continuidade da execução do plano de investimentos plurianual e das ações de modernização das redes e subestações, associado às melhorias operacionais contínuas e ao direcionamento mais assertivo das ações de manutenção.

O FEC (12 meses) em setembro/20 foi de 4,29x, um aumento de 0,5% em relação ao resultado do trimestre anterior.

Tanto o DEC quanto o FEC performaram em setembro/20 abaixo dos limites estabelecidos pela ANEEL no contrato de concessão. O indicador DEC encerrou o trimestre 24,0% abaixo do limite de 8,14 horas e o FEC 21,0% abaixo do limite de 5,43x.

⁸ Receita Bruta do Mercado Cativo + Mercado Livre.

5.2. Desempenho Financeiro da Light SESA

Informações Financeiras Selecionadas (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Receita Operacional Líquida	2.629	3.383	-22,3%	7.372	8.499	-13,3%
Despesa Operacional	(2.382)	(2.246)	6,0%	(7.109)	(7.126)	-0,2%
EBITDA Ajustado	393	1.286	-69,4%	686	1.797	-61,8%
Resultado Financeiro	(116)	1.274	-	(226)	993	-
Resultado antes do IR e CS	131	2.410	-94,6%	38	2.367	-98,4%
IR/CSLL	(45)	(818)	-94,5%	(2)	(808)	-99,7%
Resultado Líquido	87	1.593	-94,6%	35	1.558	-97,7%
Margem EBITDA	15,0%	38,0%	-23,08 p.p.	9,3%	21,1%	-11,84 p.p.

Obs: Não considera Receita/Custo de Construção

5.2.1. Receita Líquida da Light SESA⁹

Receita Líquida (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Clientes Cativos e Livres	2.125	2.151	-1,2%	6.934	7.141	-2,9%
Energia Não Faturada	137	(22)	-	21	(45)	-
Conta CCRBT	11	76	-85,3%	26	89	-70,5%
CVA	265	62	325,4%	255	94	171,4%
Diversos	82	1.116	-92,7%	117	1.220	-90,4%
Valor Justo do Ativo Indenizável da Concessão - VNR	69	15	373,7%	72	111	-35,1%
Outras Receitas	13	1.101	-98,8%	45	1.110	-95,9%
Subtotal	2.629	3.383	-22,3%	7.372	8.499	-13,3%
Receita de Construção*	230	182	26,8%	571	529	8,0%
Total	2.859	3.564	-19,8%	7.942	9.028	-12,0%

* A controlada Light SESA contabiliza receitas e custos, com margem zero, relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica.

A receita líquida no 3T20, desconsiderando a receita de construção, foi de R\$2.629 milhões, 22,3% abaixo da registrada no 3T19. Lembrando que no 3T19, a Companhia contabilizou uma receita de R\$1.086 milhões referente ao reconhecimento do direito de exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS na rubrica Outras Receitas. Expurgando esse efeito extraordinário e não-recorrente, a receita líquida no 3T20 teria sido 14,5% maior que a do 3T19, com os seguintes destaques:

- A energia não faturada encerrou em R\$137 milhões positivos, frente a R\$22 milhões negativos no mesmo período do ano anterior, em virtude da menor diferença de temperatura média registrada entre junho e setembro de 2020 em comparação com os mesmos meses de 2019.
- CVA positiva em R\$265 milhões no 3T20, um aumento de 325,4% em relação ao 3T19, cujo valor foi de R\$62 milhões, em razão da venda da sobrecontratação no Spot a um PLD menor que o Pmix, do aumento das despesas de Rede Básica, da maior despesa com Itaipu, entre outras.
- VNR de R\$69 milhões no 3T20 contra R\$15 milhões no 3T19, devido ao aumento do IPCA ocorrido no período.

⁹ Em 10 de dezembro de 2014, foi assinado o quarto termo aditivo ao contrato de concessão para distribuição pela Companhia, que assegurou o direito e o dever de que os saldos remanescentes de eventual insuficiência ou resarcimento pela tarifa ao término de concessão serão acrescentados ou abatidos do valor da indenização, o que permitiu o reconhecimento dos saldos de tais ativos e passivos regulatórios.

5.2.2. Custos e Despesas da Light SESA

Custos e Despesas (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Custos e Despesas Não Gerenciáveis	(1.887)	(1.676)	12,5%	(5.427)	(5.547)	-2,2%
Custos de Compra de Energia	(1.926)	(1.806)	6,6%	(5.757)	(5.994)	-4,0%
Custos com Encargos e Transmissão	(367)	(236)	55,4%	(836)	(664)	25,9%
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	202	179	13,2%	567	535	5,8%
Crédito ICMS sobre compra de Energia	203	187	8,7%	599	576	4,0%
Custos e Despesas Gerenciáveis	(495)	(570)	-13,1%	(1.681)	(1.579)	6,5%
PMSO	(197)	(218)	-9,8%	(617)	(646)	-4,4%
Pessoal	(87)	(92)	-5,3%	(292)	(296)	-1,4%
Material	(8)	(5)	52,0%	(20)	(17)	19,3%
Serviço de Terceiros	(113)	(136)	-17,0%	(341)	(392)	-12,9%
Outros	11	15	-27,1%	35	58	-39,3%
Provisões - Contingências	21	(108)	-	(121)	(272)	-55,4%
PECLD	(173)	(93)	85,6%	(519)	(237)	119,3%
Depreciação e Amortização	(134)	(133)	1,2%	(402)	(397)	1,4%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(12)	(17)	-31,4%	(21)	(27)	-23,6%
Custos Totais Sem Custo de Construção	(2.382)	(2.246)	6,0%	(7.109)	(7.126)	-0,2%
Custo de Construção	(230)	(182)	26,8%	(571)	(529)	8,0%
Custos Totais	(2.612)	(2.428)	7,6%	(7.680)	(7.655)	0,3%

5.2.2.1. Custos e Despesas Gerenciáveis da Light SESA

Neste trimestre, os custos/despesas gerenciáveis totalizaram R\$495 milhões, 13,1% abaixo do registrado no 3T19.

O PMSO registrou uma queda de 9,8% (R\$21 milhões) em comparação ao 3T19. A redução foi consequência de medidas de gestão implementadas, como a primarização e um melhor controle dos gastos de terceiros.

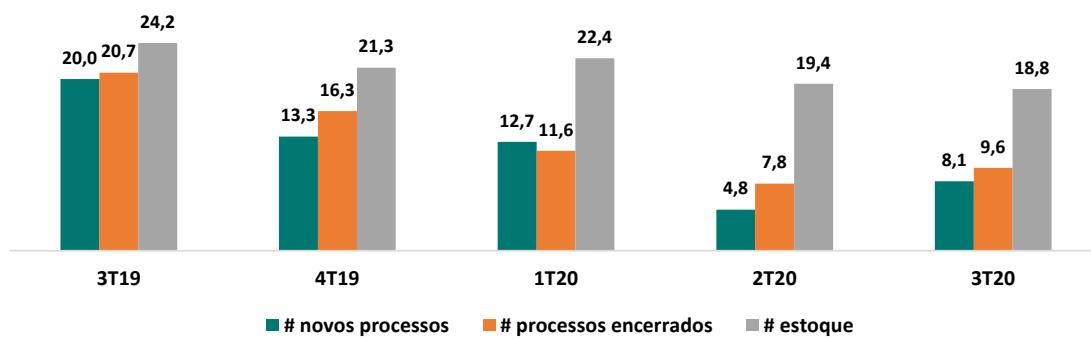
Os gastos com PMS, que medem o esforço efetivo da Companhia no sentido de reduzir seus gastos gerenciáveis, caíram R\$25,4 milhões, ou 10,9%, em comparação com o mesmo trimestre do ano anterior.

Com o avanço da primarização dos times de campo e o consequente aumento da produtividade, os gastos com Pessoal e Serviços ficaram R\$28,0 milhões abaixo do 3T19, ou 12,3%.

As provisões/contingências encerraram o trimestre em R\$21 milhões positivos, contra R\$108 milhões negativos no 3T19. Esse resultado se deve, principalmente, à redução de 52,8% nas provisões JEC e ao estorno de provisões cíveis e trabalhistas (Outras), que foram de R\$26,7 milhões e R\$33,2 milhões, respectivamente. Tais estornos foram decorrentes do modelo de contratação de novos assessores legais JEC e Cível e da revisão de processos trabalhistas envolvendo terceiros.

Provisões (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
JEC	(24)	(51)	-52,8%	(79)	(147)	-46,3%
Cível	15	(30)	-	(64)	(90)	-29,0%
Outras	30	(27)	-	21	(35)	-
Total	21	(108)	-	(121)	(272)	-55,4%

Com relação às provisões JEC, que são diretamente impactadas pela entrada de novas demandas, no comparativo trimestral (3T20 vs. 3T19), observa-se uma queda de 59% no número de novos processos e de 47% no valor destas provisões. Esta redução no ingresso de novas demandas é reflexo da melhoria dos procedimentos operacionais e de relacionamento com o cliente.



Observamos uma importante retração no número de reclamações de clientes no 3T20, em comparação com 3T19, em todas as frentes de relacionamento: -32% no *call center* e agências, -24% na Ouvidoria e -24% na Aneel. Tais indicadores demonstram a tendência de redução no ingresso de novos processos contra a Companhia.

5.2.2.2. Custos e Despesas Não Gerenciáveis da Light SESA

Custos e Despesas Não Gerenciáveis (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Encargos de uso da Rede Básica e ONS	(347)	(216)	60,6%	(779)	(610)	27,8%
Encargos de conexão - Transmissão	(19)	(20)	-2,4%	(57)	(55)	4,4%
Itaipu	(421)	(305)	38,0%	(1.175)	(870)	35,0%
Transporte de Energia - Itaipu	(38)	(31)	22,7%	(98)	(88)	11,8%
UTE Norte Fluminense	(656)	(606)	8,2%	(1.936)	(1.819)	6,5%
PROINFA	(34)	(42)	-18,3%	(102)	(131)	-22,2%
Cotas de Garantia Física	(174)	(168)	3,4%	(500)	(479)	4,4%
Cota de Nucleares	(60)	(55)	9,4%	(180)	(164)	9,4%
Leilões de Energia	(440)	(482)	-8,9%	(1.403)	(1.513)	-7,3%
Contratos por Quantidade	(189)	(267)	-29,2%	(638)	(883)	-27,8%
Contratos por Disponibilidade	(250)	(215)	16,3%	(765)	(630)	21,4%
Mercado de Curto Prazo CCEE	(104)	(118)	-11,5%	(363)	(930)	-61,0%
Vendas/Compras no Spot	81	270	-70,1%	(449)	(180)	150,1%
Riscos Hidrológicos	(65)	(264)	-75,6%	(193)	(380)	-49,3%
Efeito de Contratos por Disponibilidade	(75)	(94)	-20,8%	(255)	(270)	-5,8%
ESS	2	7	-78,2%	113	(10)	-
Outros	0	(21)	-	1	(37)	-
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	202	179	13,2%	567	535	5,8%
Crédito ICMS sobre compra de Energia	203	187	8,7%	599	576	4,0%
Total	(1.887)	(1.676)	12,5%	(5.427)	(5.547)	-2,2%

Os custos e despesas não gerenciáveis no 3T20 foram de R\$1.887 milhões, R\$211 milhões ou 12,5% acima do registrado no mesmo período do ano anterior.

As principais variações se deram dentro da rubrica de mercado de curto prazo (CCEE), dentre elas podemos destacar:

- O menor recebimento com vendas no Spot no 3T20, R\$81 milhões, contra R\$270 milhões, devido à elevação da carga e ao menor PLD no período.
- Menor despesa com o Risco Hidrológico, devido ao maior GSF e menor PLD no período, decorrente da melhoria do quadro energético do sistema interligado, reduzindo a necessidade de geração termelétrica.

O principal ofensor dos custos e despesas não gerenciáveis novamente foi a desvalorização do real frente ao dólar, que contribuiu para uma elevação nos gastos com a aquisição de energia das usinas de Itaipu (R\$116 milhões) e Norte Fluminense (R\$50 milhões). Os contratos de Cotas, Angra e CCEARs também foram reajustados. Embora esses aumentos de despesas tenham efeito caixa no presente, eles formam ativos regulatórios a serem compensados no próximo reajuste tarifário, em março/21.

5.2.3. Conta de Compensação de Variação de Itens da Parcela A – CVA

Ativo/Passivo Regulatório Líquido (R\$ MM)	3T20	2T20	1T20	4T19	3T19
Ativos Regulatórios	619	1.465	1.197	1.077	1.380
Passivos Regulatórios	(799)	(784)	(577)	(415)	(560)
Ativo/Passivo Regulatório Líquido	(180)	681	620	662	819

O saldo da conta de compensação de variação de itens da Parcela A – CVA no final do 3T20 totalizou R\$180 milhões negativos e incorpora (i) o valor da CVA e dos itens financeiros homologados pela Aneel e repassados à tarifa no reajuste tarifário de março/20, que serão faturados e amortizados nos meses subsequentes, (ii) a formação da CVA ainda não repassada à tarifa, majoritariamente constituída nas competências de janeiro a setembro/20, que serão consideradas pela Aneel no processo tarifário de março/21, e (iii) o registro de um passivo associado aos valores recebidos da Conta-Covid e que deverão ser revertidos como componente financeiro negativo até os processos tarifários de 2022.

5.2.4. Resultado Financeiro da Light SESA

Resultado Financeiro (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Receitas Financeiras	105	1.731	-94,0%	857	1.821	-52,9%
Juros sobre Aplicações Financeiras	7	18	-62,4%	19	30	-36,6%
Operações de Swap	67	205	-67,5%	712	242	193,5%
Juros sobre contas de energia e parcelamento de débitos	20	16	22,7%	56	60	-7,0%
Atualização de ativos e passivos financeiros do setor	3	25	-89,5%	29	14	99,0%
Atualização de ICMS Base Cálculo PIS/COFINS	5	1.461	-99,6%	-	1.461	-
Outras Receitas Financeiras	3	6	-40,6%	15	12	25,6%
Despesas Financeiras	(220)	(457)	-51,8%	(1.083)	(828)	30,8%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(84)	(102)	-17,9%	(266)	(328)	-19,0%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(35)	(52)	-32,2%	(126)	(132)	-3,9%
Variação Monetária	(29)	(10)	193,6%	(46)	(75)	-37,9%
Variação Cambial	(56)	(186)	-69,7%	(545)	(150)	264,6%
Operações de Swap	-	-	-	-	(1)	-
Variação Cambial Itaipu	(5)	(11)	-54,7%	(63)	(4)	1647,2%
Atualização de provisões para contingências	(3)	(6)	-44,0%	(11)	(12)	-6,1%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(4)	(3)	4,2%	(8)	(10)	-24,8%
Juros sobre Tributos	(0)	(3)	-99,3%	(0)	(7)	-96,5%
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	(5)	(1)	341,2%	(6)	(3)	74,7%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	1	(83)	-	(11)	(106)	-89,3%
Total	(116)	1.274	-	(226)	993	-

O resultado financeiro no 3T20 foi negativo em R\$116 milhões, vs. R\$187 milhões negativos no 3T19, já expurgado o valor extraordinário e não-recorrente de R\$1.461 milhões referentes à atualização financeira do montante relativo à decisão favorável de exclusão do ICMS da base de PIS/COFINS. Essa redução no custo financeiro ocorreu, principalmente, pela queda de R\$18 milhões na linha de despesa de encargos de dívida em moeda nacional e pela queda de R\$17 milhões na linha de despesa de encargos de dívida em moeda estrangeira, fruto das bem-sucedidas iniciativas de *liability management* conduzidas desde a conclusão do follow-on em julho/19 e da queda do CDI. Comparando o resultado dos 9M20, de R\$226 milhões negativos, versus o resultado dos 9M19, de R\$468 milhões negativos (excluindo o efeito do PIS/COFINS no 3T19), a redução no custo financeiro foi de R\$242 milhões, uma queda de 51,7%.

6. Light Energia – Geração

Destaques Operacionais	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19
Nº de Empregados	219	215	1,9%
Capacidade Instalada (MW)	1.188	1.188	0,0%
Light Energia	873	873	0,0%
Participações ¹	315	315	0,0%
Garantia Física (MWmédio)	882	741	19,1%
Light Energia ²	747	605	23,4%
Participações	136	136	0,0%

¹Participação proporcional nas coligadas: Belo Monte, Guanhães e PCH Paracambi.

² Garantia física líquida de perdas internas e bombeamento

6.1. Desempenho Operacional

Com as ações realizadas para garantir a saúde e a segurança dos colaboradores da Companhia em meio à pandemia, as usinas da Light Energia seguiram operando normalmente.

6.1.1. Compra e Venda de Energia

Compra e Venda de Energia (MWm)*	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Venda (ACL + Spot)	547	569	-3,8%	547	609	-10,2%
Compra (ACL + Spot)	51	238	-78,7%	92	142	-35,2%

*Valores incluem a plantas de: Fontes Nova, Nilo Peçanha, Pereira Passos, Ilha dos Pombos, Santa Branca and PVH Lajes

No 3T20, houve redução de 79% na compra de energia no ACL e no Spot, equivalente a 187 MW médios, devido, principalmente, ao GSF médio do 3T20 (66%), que foi superior ao GSF médio do 3T19 (52%) e à política de sazonalização do ano vigente com alocação de maior volume de garantia física no 3T20.

Esse efeito conjunto de redução do PLD e aumento do GSF foi resultado do efeito sistêmico da pandemia sobre a demanda de energia do país, levando à melhora das condições energéticas do sistema interligado e à redução da necessidade de geração termelétrica.

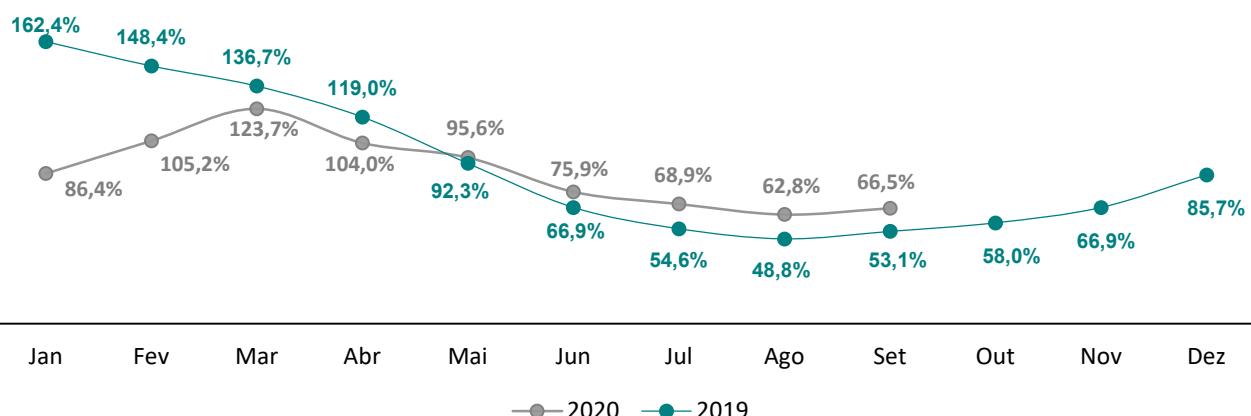
A Light Energia está amparada por uma decisão que a desobriga de realizar os pagamentos relativos a eventuais exposições nas liquidações mensais da CCEE. Com este mecanismo, evita o pagamento da energia no mercado spot, protegendo seu fluxo de caixa. No entanto, a totalidade do custo e da receita é regularmente provisionada no resultado. O saldo do passivo em aberto em setembro/20, referente ao período de maio/15 a setembro/20, era de aproximadamente R\$1,445 bilhão na rubrica comercialização no mercado de curto prazo. Em contrapartida, a Geradora possui um saldo a receber de R\$644 milhões, resultando em um passivo líquido, em setembro/20, de R\$801 milhões.

Em 8 de setembro, foi sancionada pelo Presidente da República a Lei nº 14.052 que estabelece novas condições para a repactuação do risco hidrológico (GSF) para os agentes do mercado livre, contemplando a retroação dos efeitos do deslocamento hidráulico, motivado pela geração fora da ordem de mérito (GFOM), importação de energia sem garantia física, atraso na entrada de linhas de transmissão e antecipação da garantia física de hidrelétricas estruturantes.

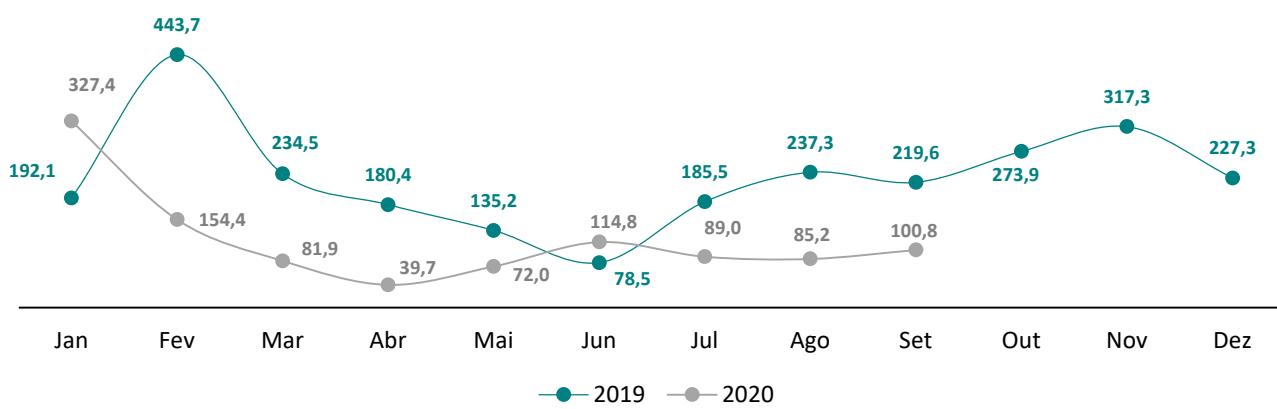
Em 23 de setembro, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 56 para aprimoramento da regulamentação referente à repactuação do GSF. A Light Energia, em conjunto com outras geradoras e associações de classe, elaborou contribuições no sentido de reconhecer adequadamente os efeitos retroativos do deslocamento hidráulico.

Posteriormente, em 16 de outubro, a CCEE apurou, de maneira preliminar e sujeito a alterações com a conclusão da regulamentação pela ANEEL, a extensão dos prazos de concessão e o valor a ser reconhecido como ativo regulatório das usinas impactadas pelo GSF. De acordo com esses cálculos, os ativos da Light Energia poderão ter suas concessões prorrogadas de 14 a 16 meses e reconhecer aproximadamente R\$281 milhões como ativo intangível.

GSF - Generation Scaling Factor



PLD Médio Mensal SE/CO (R\$/MWh)



6.1.2. Nível de contratação/descontratação de energia em MWm (Light Energia + Lightcom)



*Considera o fim da concessão da Light Energia em 04/06/2026

6.2. Desempenho Financeiro da Light Energia

Informações Financeiras Selecionadas (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Receita Operacional Líquida	265	284	-6,7%	725	778	-6,9%
Despesa Operacional	(89)	(244)	-63,5%	(286)	(389)	-26,3%
EBITDA Ajustado	190	54	249,5%	481	433	11,2%
Resultado Financeiro	(94)	(5)	1792,2%	(113)	(8)	1267,3%
Resultado antes dos Impostos e Equivalência Patrimonial	82	35	134,2%	325	381	-14,7%
IR/CSLL	(26)	(9)	203,5%	(105)	(122)	-14,0%
Equivalência Patrimonial	(0)	87	-	(0)	5	-
Lucro/Prejuízo Líquido	56	114	-51,0%	220	263	-16,6%
Margem EBITDA	71,7%	19,2%	52,58 p.p.	66,4%	55,6%	10,81 p.p.

6.2.1. Receita Líquida e Custos e Despesas da Light Energia

Receita Líquida (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Venda no Ambiente de Contratação Livre (ACL)	195	204	-4,3%	589	610	-3,6%
Spot (CCEE)	68	78	-12,2%	130	160	-19,0%
Diversos	2	3	-23,3%	6	8	-20,3%
Total	265	284	-6,7%	725	778	-6,9%

Custos e Despesas Operacionais (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Pessoal	(6)	(7)	-10,0%	(18)	(19)	-8,4%
Material e Serviço de Terceiros	(5)	(4)	39,3%	(13)	(12)	14,2%
Energia Comprada / CUSD / CUST	(62)	(220)	-71,7%	(210)	(311)	-32,4%
Depreciação	(14)	(14)	-1,6%	(42)	(42)	-0,1%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(0)	-	-	(1)	(1)	-3,9%
Outras (inclui provisões)	(2)	0	-	(2)	(3)	-42,2%
Total	(89)	(244)	-63,5%	(286)	(389)	-26,3%

No trimestre, houve redução de 6,7% (R\$19 milhões) na receita líquida em comparação ao mesmo período do ano anterior devido, principalmente, à redução do volume de energia disponível para venda. As vendas no mercado spot¹⁰ foram feitas a um valor menor de PLD médio SE/CO (R\$91,6/MWh no 3T20 vs. R\$214,1/MWh no 3T19).

Os custos e despesas encerraram o 3T20 em R\$89 milhões, R\$155 milhões abaixo do valor registrado no 3T19, devido ao menor GSF no período.

Os gastos com PMS ficaram em linha em comparação com o mesmo trimestre do ano anterior.

¹⁰ Para fins de contabilização na CCEE, no fechamento mensal utiliza-se como referência o GSF=1. No mês subsequente, a CCEE informa o ajuste necessário no faturamento, de acordo com o GSF real apurado.

6.2.2. Resultado Financeiro da Light Energia

Resultado Financeiro (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Receitas Financeiras	46	87	-46,6%	435	146	198,5%
Juros sobre Aplicações Financeiras	2	11	-82,1%	12	29	-59,0%
Operações de Swap	40	75	-46,1%	416	116	257,1%
Despesas Financeiras	(140)	(91)	52,9%	(547)	(154)	255,2%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(0)	(3)	-83,8%	(1)	(15)	-90,2%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(15)	(17)	-12,4%	(54)	(48)	12,6%
Variação Cambial	(35)	(65)	-46,9%	(338)	(54)	526,5%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(0)	(0)	-51,9%	(0)	(1)	-39,9%
Atualização do GSF	(89)	(5)	1774,2%	(150)	(28)	435,3%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(1)	(1)	-39,8%	(3)	(9)	-65,0%
Total	(94)	(5)	1792,2%	(113)	(9)	1223,5%

No 3T20, o resultado financeiro foi negativo em R\$94 milhões, frente a um resultado negativo de R\$5 milhões no mesmo período do ano anterior. O principal motivo para essa piora foi a atualização da parcela passiva do GSF, a qual é corrigida pelo IGP-M, que no período aumentou 17,9%.

6.2.3. Resultado Líquido da Light Energia

Lucro/Prejuízo Líquido (R\$MM)	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Resultado Light Energia (sem Participações)	56	26	114,2%	221	259	-14,7%
Guanhães - Equivalência Patrimonial	(0)	(5)	-91,5%	(1)	5	-
Renova Energia - Equivalência Patrimonial	-	92	-	-	-	-
Lucro/Prejuízo Líquido	56	114	-51,0%	220	264	-16,7%

A Light Energia, excluindo participações, obteve um lucro líquido de R\$56 milhões no 3T20 frente a um lucro de R\$26 milhões no 3T19. Com a venda da Renova, em outubro de 2019, a Light Energia não tem mais exposição de Equivalência Patrimonial relacionada a esse ativo.

7. Lightcom - Comercialização

7.1. Desempenho Operacional da Lightcom

Destaques Operacionais	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Volume Comercializado - MWm	627	702	-10,7%	596	663	-10,1%
Preço Médio de Venda (Líquido de Impostos) - R\$/MWh	176,6	191,0	-7,6%	184,1	186,6	-1,3%

O volume comercializado no 3T20 registrou uma queda de 10,7% em relação ao 3T19. Os principais motivos dessa variação negativa foram o fim da vigência de alguns contratos de longo prazo com consumidores finais e a redução nas negociações de operações de curto prazo, em função da queda de 57% no PLD médio SE/CO neste trimestre (R\$91,6/MWh no 3T20 vs. R\$214,1/MWh no 3T19).

O preço médio de venda neste período reduziu 7,6% em relação ao praticado no 3T19, em função do menor preço de mercado para operações de curto prazo.

7.2. Desempenho Financeiro da Lightcom

Informações Financeiras Selecionadas (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Receita Operacional Líquida	245	296	-17,4%	721	833	-13,4%
Revenda	244	296	-17,4%	721	810	-11,0%
Outros	0	0	-33,0%	0	22	-98,3%
Despesas Operacionais	(236)	(532)	-55,6%	(677)	(992)	-31,7%
Pessoal	(1)	(1)	22,7%	(4)	(3)	28,4%
Material e Serviço de Terceiro	(0)	(0)	37,5%	(1)	(0)	89,4%
Outros	(0)	(0)	-48,6%	(1)	(1)	8,6%
Energia Comprada	(235)	(253)	-7,3%	(672)	(710)	-5,4%
Provisões - PECLD Renova	-	(278)	-	-	(278)	-
EBITDA Ajustado	9	(236)	-	44	(159)	-
Margem EBITDA	3,5%	-79,6%	83,05 p.p.	6,2%	-19,1%	25,25 p.p.
Resultado Financeiro	0	7	-95,4%	2	27	-93,3%
Receita Financeira	0	8	-95,3%	2	29	-93,0%
Despesa Financeira	(0)	(0)	-93,2%	(0)	(1)	-87,8%
Resultado antes do IR e CS	9	(228)	-	46	(132)	-
Lucro/Prejuízo Líquido	6	(151)	-	30	(87)	-

A Comercializadora registrou um EBITDA de R\$9 milhões no 3T20 vs. um EBITDA de R\$42 milhões no 3T19 (ex Provisão Renova), em virtude do menor volume comercializado no trimestre, conforme explicado acima e em linha com a expectativa da Companhia. O Lucro Líquido foi de R\$6 milhões.

8. Endividamento

8.1. Light S.A.

R\$ MM	Custo	Circulante	%	Não Circulante	%	Total	%
Light SESA		1.787	100,0%	6.935	100,0%	8.722	100,0%
Moeda Nacional		1.335,4	74,7%	5.463,5	78,8%	6.798,9	78,0%
Debêntures 8ª Emissão	CDI + 1,18%	39,2	2,2%	195,8	2,8%	235,0	2,7%
Debêntures 9ª Emissão Série A	CDI + 1,15%	250,0	14,0%	-	0,0%	250,0	2,9%
Debêntures 9ª Emissão Série B	IPCA + 5,74%	216,8	12,1%	433,7	6,3%	650,6	7,5%
Debêntures 13ª Emissão	IPCA + 7,44%	-	0,0%	504,9	7,3%	504,9	5,8%
Debêntures 15ª Emissão Série 1	IPCA + 6,83%	-	0,0%	569,3	8,2%	569,3	6,5%
Debêntures 15ª Emissão Série 2	CDI + 2,20%	-	0,0%	160,0	2,3%	160,0	1,8%
Debêntures 16ª Emissão Série 1	CDI + 0,90%	-	0,0%	132,5	1,9%	132,5	1,5%
Debêntures 16ª Emissão Série 2	CDI + 1,25%	-	0,0%	423,0	6,1%	423,0	4,8%
Debêntures 16ª Emissão Série 3	CDI + 1,35%	-	0,0%	62,5	0,9%	62,5	0,7%
Debêntures 17ª Emissão Série 1	CDI + 1,50%	-	0,0%	500,4	7,2%	500,4	5,7%
Debêntures 17ª Emissão Série 2	CDI + 1,75%	-	0,0%	50,0	0,7%	50,0	0,6%
Debêntures 17ª Emissão Série 4	IPCA + 5,25%	-	0,0%	152,8	2,2%	152,8	1,8%
Debêntures 18ª Emissão	CDI + 2,51%	400,0	22,4%	-	0,0%	400,0	4,6%
Debêntures 19ª Emissão	IPCA + 5,8%	-	0,0%	502,9	7,3%	502,9	5,8%
Debêntures 20ª Emissão	IPCA + 5,0867%	-	0,0%	601,4	8,7%	601,4	6,9%
Nota Promissória - 5ª NP Sesa	CDI + 1,25%	100,0	5,6%	200,0	2,9%	300,0	3,4%
CCB IBM 2019	CDI	0,7	-	-	0,0%	0,7	0,0%
Leasing IBM	CDI	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
BNDES (CAPEX) TJLP **	TJLP + 2,78%	17,0	0,9%	-	0,0%	17,0	0,2%
BNDES (CAPEX) SELIC **	Selic + 2,78%	11,5	0,6%	-	0,0%	11,5	0,1%
BNDES (CAPEX) TLP **	IPCA + 6,14%	42,1	2,4%	193,0	2,8%	235,1	2,7%
BNDES (CAPEX) Pré-fixada **	6,00%	13,9	0,8%	40,6	0,6%	54,6	0,6%
BNDES Olimpíadas TJLP **	TJLP + 2,89%	7,4	0,4%	1,3	0,0%	8,7	0,1%
BNDES Olimpíadas SELIC **	SELIC + 2,58%	2,7	0,1%	0,5	0,0%	3,1	0,0%
BNDES Olimpíadas Pré-fixada **	3,50%	1,6	0,1%	3,6	0,1%	5,2	0,1%
FINEP - Inovação e Pesquisa	4,00%	23,2	1,3%	15,5	0,2%	38,7	0,4%
FIDC 2018 Série A	CDI + 1,20%	185,1	10,4%	606,3	8,7%	791,4	9,1%
FIDC 2018 Série B	IPCA + 5,75%	86,2	4,8%	237,0	3,4%	323,2	3,7%
Outros	-	(61,9)	-3,5%	(123,5)	-1,8%	(185,3)	-2,1%
Moeda Estrangeira *		451,3	25,3%	1.471,9	21,2%	1.923,2	22,0%
Tesouro Nacional	64,05% CDI	-	0,0%	15,3	0,2%	15,3	0,2%
Citibank	CDI + 1,50%	451,3	25,3%	-	0,0%	451,3	5,2%
Emissão de Bonds	142,79% CDI	-	0,0%	1.466,6	21,1%	1.466,6	16,8%
Outros	-	-	0,0%	(9,9)	-0,1%	(9,9)	-0,1%
Light Energia		457,6	100,0%	757,4	100,0%	1.215,0	100,0%
Moeda Nacional		6,3	1,4%	29,1	3,8%	35,5	2,9%
Debêntures 3ª Emissão	CDI + 1,18%	2,5	0,5%	12,5	1,7%	15,0	1,2%
BNDES Lajes	TJLP + 2,95%	3,9	0,8%	16,7	2,2%	20,6	1,7%
Outros	-	(0,0)	0,0%	(0,1)	0,0%	(0,1)	0,0%
Moeda Estrangeira *		451,3	98,6%	728,3	96,2%	1.179,5	97,1%
Citibank	CDI + 1,30%	451,3	98,6%	-	0,0%	451,3	37,1%
Emissão de Bonds	143,01% CDI	-	0,0%	733,3	96,8%	733,3	60,4%
Outros	-	-	0,0%	(5,0)	-0,7%	(5,0)	-0,4%
Light Conecta		0,2	100,0%	0,3	100,0%	0,5	100,0%
BNDES - Conecta (Moeda Nacional) **	TJLP + 0,53%	0,2	100,0%	0,3	100,0%	0,5	100,0%
Total		2.244		7.693		9.938	

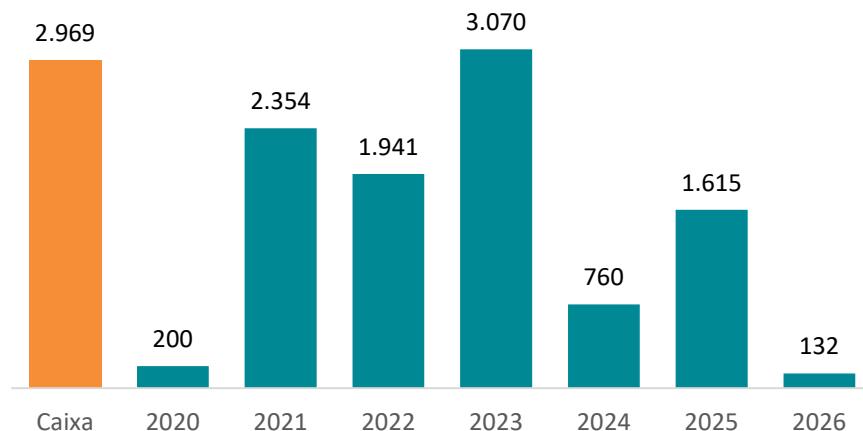
* Foram considerados os custos em reais, conforme seus respectivos contratos de swap

** Foi considerado o custo médio das *tranches* de cada operação.

R\$ MM	Light SESA	Light Energia	Conecta	Outros Light S.A.	Mútuo Ativo	Light S.A. 3T20	Light S.A. 2T20	Δ %
Moeda Nacional	6.799	35	1	0	0	6.835	5.894	16,0%
Moeda Estrangeira	1.923	1.180	0	0	0	3.103	3.010	3,1%
(+) Empréstimos e Financiamentos	3.614	1.200	1	0	0	4.814	4.822	-0,2%
(+) Debêntures	5.108	15	0	0	0	5.123	4.082	25,5%
(+) Juros Devidos	189	22	0	0	0	211	104	102,1%
(+) Operações de Swap	(913)	(512)	0	0	0	(1.425)	(1.315)	8,3%
Dívida Bruta	7.998	725	1	0	0	8.724	7.694	13,4%
(-) Disponibilidades	1.778	1.025	15	152	0	2.969	995	198,6%
Dívida líquida	6.220	(300)	(14)	(152)	-	5.754	6.699	-14,1%

A dívida líquida consolidada no final do 3T20 era de R\$5.754 milhões, 14,1% abaixo da posição registrada no 2T20, de R\$6.699 milhões.

Amortização dos empréstimos, financiamentos e debêntures (R\$MM)
Prazo médio: 2,6 anos



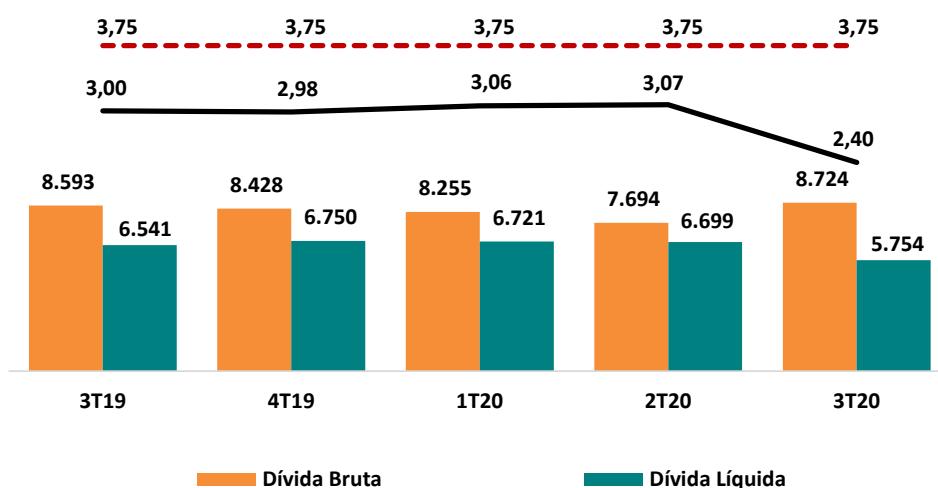
A atual robustez do Caixa traz à Companhia a tranquilidade necessária para fazer frente às incertezas de curto-prazo advindas da pandemia e às amortizações de dívida de 2020 e, também, de 2021.

O indicador de *covenants* Dívida Líquida/EBITDA encerrou o 3T20 em 2,40x, abaixo do registrado no 2T20 (3,07x). Vale lembrar que o EBITDA para fins de *covenants* das dívidas da Companhia e suas subsidiárias exclui efeitos não-caixa, tais como Equivalência Patrimonial, Provisões, VNR e Outras Receitas/Despesas Operacionais.

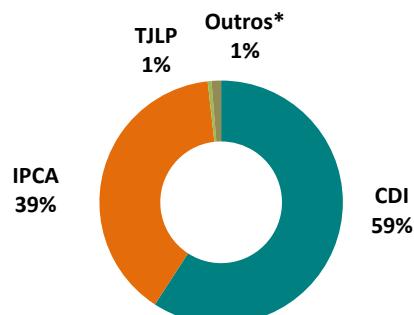
Atualmente, a Companhia está em bem abaixo do limite de *covenants* estabelecido contratualmente para a maioria dos contratos, que é de 3,75x.

Com relação ao indicador EBITDA/Juros, a Companhia encerrou o 3T20 no patamar de 4,18x, acima do limite contratual mínimo para a maioria dos contratos, de 2,0x.

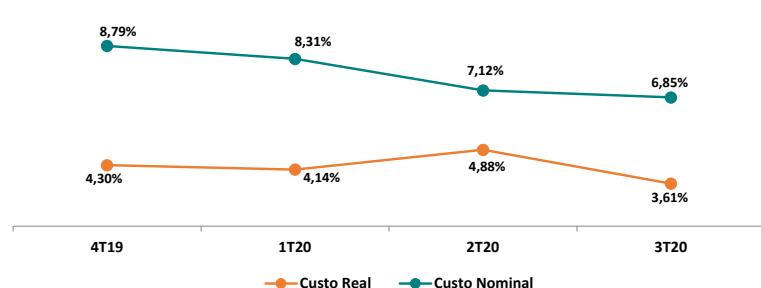
**Dívida bruta e líquida consolidada
(R\$ milhões)**



Indexadores da dívida¹



Custo da dívida



¹Considerando Hedge

*Equivalente ao somatório do custo fixo, libor e variação do dólar

Memória de cálculo dos *covenants* dos contratos de dívida (R\$ milhões)

Cálculo dos Covenants - R\$ MM	set/20	jun/20	mar/20	dez/19	set/19
Empréstimos e Financiamentos	+	4.864	4.875	4.837	4.334
Custos de Operações Financeiras de Empréstimos	-	(49)	(53)	(57)	(55)
Encargos Devidos de Empréstimos e Financiamentos	+	90	41	79	28
Debêntures	+	5.210	4.143	4.519	4.487
Custos de Operações Financeiras de Debêntures	-	(87)	(60)	(66)	(71)
Encargos Devidos de Debêntures	+	120	63	108	43
Operação de Swap	+	(1.425)	(1.315)	(1.166)	(338)
Dívida Bruta	=	8.724	7.694	8.255	8.428
Disponibilidades	-	2.969	995	1.534	1.678
Dívida Líquida (a)	=	5.754	6.699	6.721	6.750
EBITDA CVM (12 meses)		1.030	1.602	1.754	1.875
Equivalência Patrimonial (12 meses)	-	(44)	37	(50)	(38)
Provisões (12 meses)	-	(1.393)	(1.718)	(1.586)	(1.540)
Outras Receitas/Despesas Operacionais (12 meses)	-	(42)	(47)	(49)	(49)
Valor justo do ativo indenizável da concessão (12 meses)	+	(114)	(60)	(154)	(153)
Outras Receitas - crédito PIS/COFINS (12 meses)	-	-	1.086	1.086	1.086
EBITDA para Covenants (12 meses) (b)	=	2.395	2.184	2.199	2.262
Juros (c)		572	628	649	669
Dívida Líquida/EBITDA para covenants (a/b)		2,40	3,07	3,06	2,98
Limite Superior Contratual Dívida Líquida/EBITDA		3,75	3,75	3,75	3,75
EBITDA para covenants/Juros (b/c)		4,18	3,48	3,39	3,38
Limite Inferior Contratual EBITDA/Juros		2,00	2,00	2,00	2,00

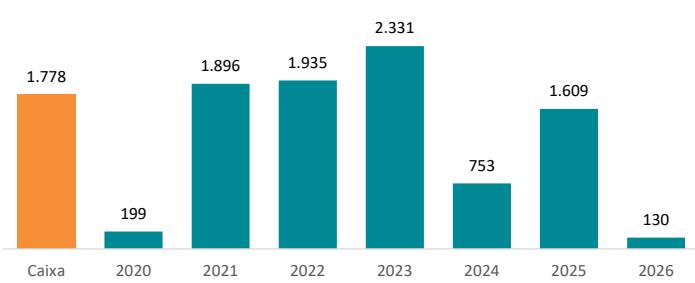
Ratings corporativos

Ratings	Escala		Data de Publicação
	Nacional	Internacional	
Fitch	A+	BB-	24/04/2020
Standard & Poors	AA+	-	15/07/2019
Moody's	A2.br	Ba3	30/09/2020

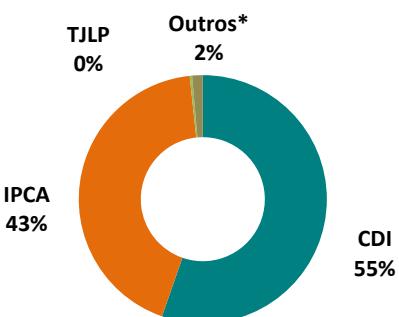
8.2. Abertura do Endividamento

Light SESA

Amortização¹(R\$MM)
prazo médio: 2,6 anos

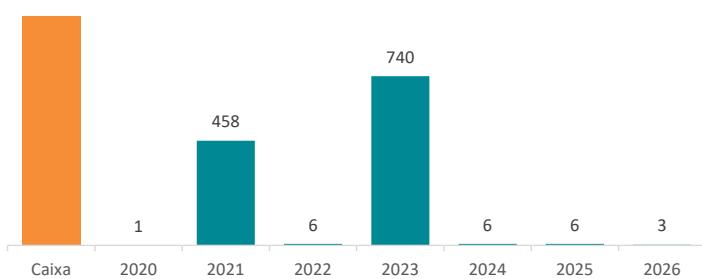


Indexadores de Dívida²

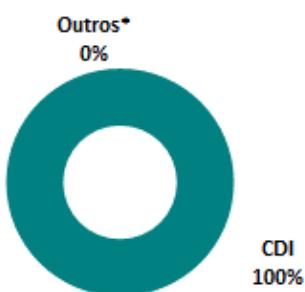


Light Energia

Amortização¹ (R\$MM)
prazo médio: 2,0 anos



Indexadores da dívida²



¹ Principal de empréstimos e financiamentos e debêntures.

² Considerando Hedge

*Equivalente ao somatório do custo fixo, libor e variação do dólar

9. Investimento Consolidado

Investimento Consolidado (R\$MM)	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Distribuição	210	202	4,4%	544	522	4,2%
Engenharia	125	135	-7,4%	342	369	-7,2%
Comercial	86	67	28,1%	201	153	31,7%
Ativos Não Elétricos	23	19	21,5%	58	46	27,1%
Geração (Light Energia & Lajes)	20	16	26,0%	38	34	10,5%
Total	253	236	7,2%	640	602	6,3%
Aportes	1	23	-97,1%	1	50	-98,6%
Belo Monte	-	-	-	0	0	0,0%
Itaocara	1	23	-97,1%	1	23	-97,1%
Guanhães	-	-	-	-	21	-
Axxiom	-	-	-	-	6	-
Total do Investimento (incluindo aportes)	254	259	-2,1%	641	652	-1,7%

O Capex consolidado da Companhia, excluindo os aportes, foi 7,2% maior que o realizado no 3T19. No 3T20, destacamos a intensificação dos investimentos no combate às perdas, como normalização de clientes, novos projetos com foco na incorporação de energia e melhoria da qualidade da medição eletrônica.

10. Mercado de Capitais

As ações da Light S.A. (LIGT3) estavam cotadas a R\$14,50 ao final de setembro/20. O valor de mercado da Companhia encerrou o trimestre em R\$4,4 bilhões.

Performance da ação da Light vs. Ibovespa vs. IEE

Base 100 em 01/09/19



Informações do Mercado	3T20	3T19
Média do Volume Negociado - LIGT3 (R\$MM)	41,0	27,4
Média da Cotação por ação - LIGT3 (R\$ / ação)	16,59	19,6
ADTV 90 dias (R\$MM)	45,5	48,0
Variação no preço - LIGT3	-12,5%	23,7%
Variação no preço - IEE	-2,3%	13,3%
Variação no preço - IBOV	-0,5%	4,8%

11. Desempenho nas questões ambientais, sociais e de governança (ESG)

Nosso compromisso com a sustentabilidade teve início em 2005, quando a Light aderiu ao Novo Mercado da B3, e foi ratificado em 2007 com a adesão ao Pacto Global das Nações Unidas. Desde 2007, integramos a carteira do ISE B3, que agrupa as empresas listadas com as melhores práticas de sustentabilidade corporativa do Brasil.

Seguem indicadores selecionados com base na análise dos principais aspectos ESG abordados pelo mercado ou pelos frameworks existentes (GRI, SASB, PRI, ISE etc.):

Principais Indicadores	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
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 (m³)	4,09	6,28	-34,9%	13,39	22,01	-39,2%
Consumo de energia elétrica por empregado (MWh)	5,33	6,05	-12,0%	15,85	18,44	-14,0%
Social						
Colaboradores próprios	5.407	4.732	14,3%	5.407	4.732	14,3%
Colaboradores terceirizados	6.157	7.435	-17,2%	6.157	7.435	-17,2%
% de mulheres na Light	18,4%	22,2%	-3,8 p.p.	18,4%	22,2%	-3,8 p.p.
% de mulheres em cargos de liderança	27,2%	22,8%	4,4 p.p.	27,2%	22,8%	4,4 p.p.
Média de horas de treinamento por empregado	12,9	7,4	74,3%	39,4	22,1	78,3%
Taxa de rotatividade	3,2%	2,7%	0,5 p.p.	10,4%	5,8%	4,6 p.p.
Taxa de frequência de acidentes	2,48	2,69	-7,8%	2,14	3,54	-39,5%
Taxa de gravidade de acidentes	79	160	-50,6%	66	134	-50,7%
Reclamações por total de clientes	7,65%	11,94%	-4,3 p.p.	27,62%	59,20%	-31,6 p.p.
Governança						
% de conselheiros independentes	77,8%	55,6%	22,2 p.p.	77,8%	55,6%	22,2 p.p.
% de mulheres na Alta Administração	26,7%	20,0%	6,7 p.p.	26,7%	20,0%	6,7 p.p.
Ações em poder da Alta Administração	37.750	45.200	-16,5%	37.750	45.200	-16,5%
Idade média da Alta Administração	53	52	1,9%	53	52	1,9%
Outros						
Rede de distribuição (km)	79.164	78.417	1,0%	79.164	78.417	1,0%
Investimento em Eficiência Energética (R\$ MM)	8,07	5,32	51,6%	27,31	19,07	43,2%
Investimento em P&D (R\$ MM)	4,19	7,17	-41,5%	15,48	20,53	-24,6%
Universalização do acesso à energia elétrica	100%	100%	0,0 p.p.	100%	100%	0,0 p.p.

Entre as principais variações verificadas, destacamos:

- Redução nas taxas de frequência e de gravidade de acidentes, em virtude do fortalecimento de uma cultura corporativa que preza pela prevenção e conscientização da relevância da segurança nas atividades de campo.
- Redução no número de terceiros com aumento de funcionários próprios em função da primarização de atividades de campo e do redimensionamento de equipes alocadas por fornecedores.
- Aumento na média de horas de treinamento para formação dos novos funcionários ingressos pelo programa de primarização e, também, para maior disseminação da cultura com foco em resultado.
- Redução das reclamações, decorrente da implantação e revisão de processos ligados ao relacionamento e experiência do cliente.

- Aumento do investimento em eficiência energética com maior disponibilização de recursos na Chamada Pública de Projetos, em atendimento à obrigação regulatória. Os projetos realizados estão alinhados à estratégia da Companhia e ao compromisso com o uso eficiente dos recursos naturais.
- Aumento importante na participação de mulheres em cargos de liderança, apesar da redução do percentual no quadro geral de funcionários da Light. Isso se deve ao processo de primarização de agentes de relacionamento, eletricistas e técnicos, no qual candidatos homens são predominantes.

ANEXO I – Ativos de Geração

Parque Gerador Atual					
Usinas Hidrelétricas Existentes	Capacidade Instalada (MW) ¹	Garantia Física (MWm) ¹	Início Operacional	Ano de Vencimento da Concessão / Autorização	% de Participação da Light
Fontes Nova	132	99	1940	2026	100%
Nilo Peçanha	380	334	1953	2026	100%
Pereira Passos	100	49	1962	2026	100%
Ilha dos Pombos	187	109	1924	2026	100%
Santa Branca	56	30	1999	2026	100%
Elevatórias	-	-101	-	-	-
PCH Lajes	18	17	2018	2026	100%
PCH Paracambi	13	10	2012	2031	51%
Belo Monte	280	114	2016	2045	2,49%
Guanhães	22	12	2018	2047	51%
Total	1188	672	-	-	-

¹Participação proporcional da Light

ANEXO II- Conciliação EBITDA CVM

EBITDA CVM (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Lucro/Prejuízo Líquido (A)	136	1.519	-91,0%	258	1.694	-84,8%
IR/CS (B)	(23)	(2)	1231,9%	(616)	(139)	344,2%
IR/CS DIFERIDO (C)	(51)	(747)	-93,1%	493	(747)	-
EBT (A - (B + C))	210	2.268	-90,7%	381	2.580	-85,2%
Depreciação e Amortização (D)	(148)	(147)	0,9%	(445)	(440)	1,2%
Despesa Financeira Líquida (E)	(207)	1.277	-	(333)	1.015	-
EBITDA CVM ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	566	1.138	-50,3%	1.159	2.004	-42,2%

ANEXO III – Demonstração de Resultado

Light SESA

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Receita Operacional Bruta	4.496	5.228	-14,0%	13.014	14.839	-12,3%
Fornecimento de Energia	3.348	3.262	2,7%	10.299	11.272	-8,6%
CVA	265	62	325,4%	255	94	171,4%
Receita de Construção	230	182	26,8%	571	529	8,0%
Outras Receitas	653	636	2,7%	1.890	1.859	1,7%
Deduções da Receita Operacional	(1.637)	(1.664)	-1,6%	(5.072)	(5.812)	-12,7%
Receita Operacional Líquida	2.859	3.564	-19,8%	7.942	9.028	-12,0%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(2.117)	(1.858)	13,9%	(5.998)	(6.076)	-1,3%
Custo/Despesa Operacional	(349)	(420)	-16,8%	(1.258)	(1.155)	9,0%
Pessoal	(87)	(92)	-5,3%	(292)	(296)	-1,4%
Material	(8)	(5)	52,0%	(20)	(17)	19,3%
Serviços de terceiros	(113)	(136)	-17,0%	(341)	(392)	-12,9%
Provisões	(152)	(202)	-24,4%	(641)	(509)	25,9%
Outros	11	15	-27,1%	35	58	-39,3%
EBITDA Ajustado	393	1.286	-69,4%	686	1.797	-61,8%
Depreciação e amortização	(134)	(133)	1,2%	(402)	(397)	1,4%
Outras receitas/despesas operacionais	(12)	(17)	-31,4%	(21)	(27)	-23,6%
Resultado do Serviço	247	1.136	-78,3%	263	1.373	-80,9%
Resultado Financeiro	(116)	1.274	-	(226)	993	-
Receita Financeira	105	1.731	-94,0%	857	1.821	-52,9%
Despesa Financeira	(220)	(457)	-51,8%	(1.083)	(828)	30,8%
Resultado antes dos impostos	131	2.410	-94,6%	38	2.367	-98,4%
IR/CS	(20)	2	-	(604)	2	-
IR/CS Diferido	(25)	(819)	-97,0%	602	(809)	-
Lucro/Prejuízo Líquido	87	1.593	-94,6%	35	1.558	-97,7%

Light Energia

Demonstração do resultado (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Receita Operacional Bruta	298	319	-6,5%	825	882	-6,5%
Suprimento - Venda de energia própria	219	229	-4,3%	672	693	-3,1%
Suprimento - Energia de Curto Prazo	77	87	-11,7%	147	181	-18,7%
Outras - TUSD	2	2	-6,5%	6	7	-13,1%
Outras	0	1	-93,3%	1	1	-59,4%
Deduções da Receita Operacional	(34)	(36)	-5,4%	(101)	(104)	-3,1%
Receita Operacional Líquida	265	284	-6,7%	725	778	-6,9%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(62)	(220)	-71,7%	(210)	(311)	-32,4%
Custo/Despesa Operacional	(13)	(10)	27,8%	(33)	(34)	-3,8%
Pessoal	(6)	(7)	-10,0%	(18)	(19)	-8,4%
Material	(0)	(0)	108,9%	(1)	(1)	31,9%
Serviços de terceiros	(4)	(3)	34,7%	(12)	(11)	13,1%
Provisões	(0)	2	-	2	2	25,1%
Outros	(1)	(2)	-27,8%	(4)	(5)	-18,9%
EBITDA Ajustado	190	54	249,5%	481	433	11,2%
Depreciação e amortização	(14)	(14)	-1,6%	(42)	(42)	-0,1%
Outras receitas/despesas operacionais	(0)	-	-	(1)	(1)	-3,9%
Resultado do Serviço	176	40	339,2%	438	390	12,5%
Equivalência Patrimonial	(0)	87	-	(0)	5	-
Resultado Financeiro	(94)	(5)	1792,2%	(113)	(8)	1267,3%
Receita Financeira	46	87	-46,6%	435	146	198,5%
Despesa Financeira	(140)	(91)	52,9%	(547)	(154)	255,8%
Resultado antes dos Impostos	82	122	-33,0%	325	386	-15,8%
IR/CS	(0)	13	-	(1)	(91)	-99,0%
IR/CS Diferido	(26)	(22)	18,3%	(104)	(32)	228,2%
Lucro/Prejuízo Líquido	56	114	-51,0%	220	263	-16,6%

ANEXO IV – Resultado Financeiro

Light S.A.

Resultado Financeiro (R\$ MM)	3T20	3T19	Variação 3T20/3T19	9M20	9M19	Variação 9M20/9M19
Receitas Financeiras	150	1.827	-91,8%	1.291	2.000	-35,5%
Juros sobre Aplicações Financeiras	10	31	-69,3%	34	63	-46,2%
Operações de Swap	107	279	-61,7%	1.127	358	214,7%
Acréscimo Moratório sobre débitos	20	16	22,7%	56	60	-7,0%
Atualização de ativos e passivos financeiros do setor	3	25	-89,5%	31	15	99,1%
Atualização de ICMS Base Cálculo PIS/COFINS	5	1.461	-99,6%	-	1.461	-
Outras Receitas Financeiras	5	13	-61,6%	18	42	-57,6%
Despesas Financeiras	(357)	(550)	35,2%	(1.624)	(984)	64,9%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(80)	(105)	-23,3%	(260)	(343)	-24,2%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(50)	(69)	-27,2%	(181)	(180)	0,5%
Variação Monetária	(29)	(10)	193,8%	(46)	(75)	-38,0%
Variação Cambial	(91)	(251)	-63,8%	(883)	(204)	334,1%
Variação Cambial Itaipu	(5)	(11)	-54,7%	(63)	(4)	1647,2%
Atualização de provisões para contingências	(3)	(6)	-49,8%	(11)	(13)	-11,1%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(4)	(4)	1,2%	(8)	(11)	-25,5%
Juros sobre Tributos	(0)	(3)	-99,3%	(0)	(7)	-95,2%
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	(5)	(1)	341,2%	(6)	(3)	74,7%
Atualização do GSF	(89)	0	-	(150)	(23)	552,4%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(0)	(89)	-99,9%	(15)	(124)	-88,1%
Total	(207)	1.277	-	(333)	1.015	-

ANEXO V – Balanço Patrimonial

Light S.A. (R\$ milhões)

ATIVO	3T20	4T19
Circulante	7.352	5.354
Caixa e equivalentes de caixa	269	996
Títulos e valores mobiliários	2.701	682
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	2.902	2.537
Estoques	64	60
Tributos e contribuições a recuperar	675	81
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	167	135
Ativos financeiros do setor	-	550
Despesas pagas antecipadamente	17	23
Serviços prestados a receber	36	31
Instrumentos financeiros derivativos swap	225	-
Outros créditos	297	260
Não Circulante	18.225	18.490
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	944	1.113
Tributos e contribuições a recuperar	4.774	6.257
Tributos diferidos	431	36
Despesas pagas antecipadamente	-	0
Instrumentos financeiros derivativos swap	1.200	373
Depósitos vinculados a litígios	252	273
Ativos financeiros do setor	-	113
Ativo financeiro da concessão	4.941	4.748
Ativo de contrato	888	497
Investimentos	557	579
Imobilizado	1.594	1.587
Intangível	2.540	2.837
Ativo de direito de uso	104	77
Ativo Total	25.577	23.844
PASSIVO	3T20	4T19
Circulante	6.190	5.178
Fornecedores	2.679	2.546
Tributos e contribuições a pagar	166	172
Imposto de renda e contribuição social a pagar	1	38
Empréstimos e financiamentos	1.453	551
Debêntures	1.002	836
Passivos financeiros do setor	97	-
Dividendos a pagar	-	315
Obrigações trabalhistas	109	86
Obrigações por arrendamento	45	32
Outros débitos	638	600
Não Circulante	12.577	12.436
Empréstimos e financiamentos	3.452	3.756
Debêntures	4.241	3.623
Instrumentos financeiros derivativos swap	-	35
Tributos e contribuições a pagar	201	348
Tributos diferidos	303	400
Passivos financeiros do setor	82	-
Participações societárias a descoberto	22	22
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	497	543
Obrigações por arrendamento	63	48
Valores a serem restituídos a consumidores	3.666	3.606
Outros débitos	49	54
Patromônio Líquido	6.810	6.231
Capital Social	4.051	4.051
Reserva de capital	9	3
Reservas de lucros	2.273	1.958
Ajustes de avaliação patrimonial	308	320
Outros resultados abrangentes	(101)	(101)
Lucros acumulados	270	-
Passivo Total	25.577	23.844

Light SESA (R\$ milhões)

ATIVO	3T20	4T19
Circulante	5.219	3.780
Caixa e equivalentes de caixa	121	554
Títulos e valores mobiliários	1.657	327
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	2.139	1.824
Estoques	58	56
Tributos e contribuições a recuperar	673	77
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	116	89
Ativos financeiros do setor	-	550
Despesas pagas antecipadamente	17	21
Instrumentos financeiros derivativos swap	112	-
Serviços prestados a receber	34	31
Outros créditos	292	252
Não Circulante	15.896	16.402
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	923	1.090
Tributos e contribuições	4.774	6.257
Tributos diferidos	400	-
Depósitos vinculados a litígios	248	269
Instrumentos financeiros derivativos swap	800	249
Ativos financeiros do setor	-	113
Ativo financeiro de concessões	4.941	4.748
Ativo de contrato	888	497
Investimentos	29	29
Ativos de direito de uso	102	74
Imobilizado	254	245
Intangível	2.536	2.833
Ativo Total	21.114	20.182
PASSIVO	3T20	4T19
Circulante	4.166	3.715
Fornecedores	1.192	1.242
Tributos e contribuições a pagar	149	165
Imposto de renda e contribuição social a pagar	0	1
Empréstimos e financiamentos	976	540
Debêntures	1.000	833
Dividendos a pagar	-	274
Obrigações trabalhistas	98	77
Passivo financeiro do setor	97	-
Obrigações por arrendamento	43	30
Outros débitos	610	552
Não Circulante	11.482	11.310
Empréstimos e financiamentos	2.706	2.896
Debêntures	4.229	3.609
Instrumentos Financeiros derivativos swap	-	18
Passivo financeiro do setor	82	-
Tributos e contribuições a pagar	201	348
Tributos diferidos	-	202
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	493	540
Obrigações por arrendamento	63	46
Valores a serem restituídos a consumidores	3.666	3.606
Outros débitos	41	46
Patrimônio Líquido	5.467	5.158
Capital Social	4.146	4.146
Reservas de capital	7	7
Reserva especial	274	-
Reservas de lucro	1.101	1.101
Outros resultados abrangentes	(97)	(97)
Prejuízos acumulados	35	-
Passivo Total	21.114	20.182

Light Energia (R\$ milhões)

ATIVO	3T20	4T19
Circulante	1.948	1.427
Caixa e equivalentes de caixa	96	342
Títulos e valores mobiliários	930	338
Concessionárias, permissionárias e clientes	792	734
Tributos e contribuições a recuperar	5	2
Serviços prestados	1	-
Estoques	6	4
Instrumentos financeiros derivativos swap	112	-
Despesas pagas antecipadamente	0	2
Outros créditos	5	5
Não Circulante	1.842	1.570
Instrumentos financeiros derivativos swap	400	124
Depósitos vinculados a litígios	4	3
Investimentos	136	136
Imobilizado	1.299	1.301
Intangível	1	2
Ativos de direito de uso	2	3
Ativo Total	3.790	2.998
PASSIVO	3T20	4T19
Circulante	2.079	1.392
Fornecedores	1.467	1.285
Tributos e contribuições a pagar	14	4
Imposto de renda e contribuição social	0	37
Empréstimos e financiamentos	477	11
Debêntures	3	3
Dividendos a pagar	84	-
Obrigações trabalhistas	8	7
Obrigações por arrendamento	2	1
Outros débitos	26	45
Não Circulante	1.072	1.102
Empréstimos e financiamentos	745	860
Debêntures	12	15
Tributos diferidos	303	199
Instrumentos financeiros derivativos swap	-	16
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	3	3
Obrigações por arrendamento	1	2
Outros débitos	7	8
Patromônio Líquido	639	503
Capital social	77	77
Reservas de lucro	25	25
Proposta de dividendos adicionais	-	84
Ajustes de avaliação patrimonial	332	320
Outros resultados abrangentes	(4)	(4)
Lucros acumulados	208	-
Passivo Total	3.790	2.998

ANEXO VI – Fluxo de Caixa

Light S.A. (R\$ milhões)

R\$ MM	9M20	9M19
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	1,671	239
Caixa gerado (aplicado) nas operações	1,021	1,322
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	381	2,580
Provisão esperada para créditos de liquidação duvidosa	519	515
Depreciação e amortização	445	440
Perda na venda ou baixa de intangível, imobilizado, investimento e arrendamento	23	45
Perdas cambiais e monetárias de atividades financeiras	930	278
Provisão e atualização financeira para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios e baixas e atualização financeira de depósitos vinculados a litígios	155	278
Ajuste a valor presente e antecipações de recebíveis	(0)	(1)
amortização dos custos	414	523
Juros sobre obrigações de arrendamento	5	6
Variação swap	(1,127)	(358)
Resultado de equivalência patrimonial	16	10
Atualização financeira dos créditos de PIS e COFINS sobre ICMS	(25)	(2,480)
Opções de ações outorgadas (stock option)	6	2
Perda em investimentos avaliados pelo custo	-	1
Valor justo do ativo financeiro da concessão	(72)	(111)
Constituição e atualização de ativos e passivos financeiros do setor	(650)	(404)
Variações nos Ativos e Passivos	650	(1,083)
Títulos e valores mobiliários	(14)	(128)
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(715)	(113)
Dividendos recebidos	7	3
Tributos, contribuições e impostos a recuperar	946	(118)
Ativos e passivos financeiros do setor	1,492	295
Estoques	(4)	(4)
Serviços prestados a receber	(4)	9
Despesas pagas antecipadamente	6	6
Depósitos vinculados a litígios	3	(11)
Outros créditos	(37)	(226)
Fornecedores	144	148
Obrigações trabalhistas	22	24
Tributos, contribuições e impostos a pagar	(764)	(68)
Pagamento das provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	(183)	(227)
Outros débitos	32	(176)
Instrumentos financeiros derivativos swap	40	13
Juros pagos	(274)	(427)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(47)	(84)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	(2,650)	(1,130)
Recebimento pela venda de participação	-	14
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(52)	(40)
Aquisições de bens do ativo intangível e do ativo de contrato	(592)	(563)
Aumento de capital nas investidas	(1)	(50)
Resgate de aplicações financeiras	1,298	1,513
Aplicações financeiras	(3,302)	(2,004)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	252	640
Recebimento pela emissão de ações	-	1,825
Pagamento de obrigações por arrendamento	(33)	(28)
Captação e custos de captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	1,465	1,212
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(1,180)	(2,370)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	(728)	(251)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	996	707
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	269	456

Light SESA (R\$ milhões)

R\$ MM	9M20	9M19
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	1,344	(202)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	37	2,366
Provisão esperada para créditos de liquidação duvidosa	519	237
Depreciação e amortização	402	397
Perda na venda ou baixa de intangível, imobilizado, investimento e arrendamento	23	43
Perdas (ganhos) cambiais e monetárias de atividades financeiras	592	224
Provisão e atualização financeira para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas, regulatórios, baixas e atualização financeira de depósito vinculados a litígios.	154	279
Ajuste a valor presente e antecipações de recebíveis	(0)	(1)
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	371	460
Juros sobre obrigações de arrendamentos	5	6
Efeito dos créditos de Pis e Cofins sobre ICMS	(25)	(2,480)
Ganho (Perda) em investimentos avaliados pelo custo	-	1
Variação swap	(712)	(242)
Valor justo do ativo financeiro de concessão	(72)	(111)
Constituição e atualização de ativos e passivos financeiros do setor	(650)	(404)
Variações nos Ativos e Passivos	698	(976)
Títulos e valores mobiliários	99	(107)
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(668)	(128)
Tributos, contribuições e impostos líquido	176	(181)
Ativos e passivos financeiros do setor	1,492	295
Estoques	(2)	(3)
Serviços prestados a receber	(3)	9
Despesas pagas antecipadamente	4	4
Depósitos vinculados a litígios	4	(10)
Outros ativos	(39)	(38)
Fornecedores	(37)	(56)
Obrigações estimadas	21	23
Pagamento das provisões fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	(183)	(227)
Outros passivos	53	(297)
Instrumenstos financeiro Swap	29	108
Juros pagos	(247)	(369)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	(2,036)	(677)
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(14)	(8)
Aquisições de bens do ativo intangível e do ativo de contrato	(592)	(563)
Resgate de aplicações financeiras	1,516	1,049
Aplicações financeiras	(2,945)	(1,155)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	259	678
Aumento de capital	-	1,832
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	1,965	878
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(1,674)	(2,006)
Pagamento de obrigações por arrendamento	(31)	(27)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	(434)	(202)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	554	491
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	121	289

Light Energia (R\$ milhões)

R\$ MM	9M20	9M19
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	387	448
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	325	386
Depreciação e amortização	42	42
Perda na venda ou baixa de intangível / imobilizado	0	0
Perdas cambiais e monetárias (os) de atividades financeiras	338	54
Provisão de contingências e atualizações	0	(2)
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	50	63
Rendimentos sobre mutuo	7	-
Variação swap	(416)	(116)
Resultado de equivalência patrimonial	1	(5)
Variações nos Ativos e Passivos	39	25
Títulos e valores mobiliários	(4)	(20)
Concessionárias e permissionárias	(58)	(32)
Estoques	(2)	(1)
Despesas pagas antecipadamente	1	2
Depósitos vinculados a litígios	(0)	(1)
Outros créditos	(0)	(2)
Fornecedores	182	158
Obrigações trabalhistas	1	1
Tributos, contribuições e impostos líquidos	7	(2)
Provisões	(0)	(0)
Outros débitos	(20)	8
Instrumentos financeiros derivativos swap	11	5
Juros pagos	(34)	(58)
Juros recebidos	(7)	-
Imposto de renda e contribuição social pagos	(38)	(34)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	(626)	(403)
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(38)	(32)
Aquisições de bens do ativo intangível	(0)	(0)
Resgate de aplicações financeiras	354	457
Aplicações financeiras	(942)	(808)
Aumento de capital nas investidas	-	(21)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	(7)	(29)
Pagamento de obrigações por arrendamento financeiro	(1)	(1)
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	-	334
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(5)	(361)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	(246)	16
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	342	90
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	96	105

3Q20 | EARNINGS



RESULTS

INVESTOR
RELATIONS
ri.light.com.br/en
ri@light.com.br

RESULTS PRESENTATION

NOVEMBER 13, 2020

Portuguese and English (Simultaneous Translation)
2:00 pm (Brasília) - 12:00 pm (EST)
Zoom ID: 825 1455 0094

EBITDA
R\$587 MM

NET INCOME
R\$136 MM

NET DEBT
R\$5,754 MM

Rio de Janeiro, November 12, 2020.

Even under the effects of the pandemic, Light delivers good results in all business lines

Turnaround plan continues to generate positive and consistent results, with emphasis on the continued decrease in OPEX and judicial contingencies, and liability management initiatives

Financial Highlights

- **Consolidated EBITDA totaled R\$587 million in 3Q20**, an increase of R\$296 million, or 101.8%, compared to 3Q19 recurrent. This increase is mainly explained by the good performance of Distribution Business and Generation Business.
- **EBITDA of Light SESA was a positive R\$393 million**, an increase of R\$193 million compared to the same period in the previous year, especially due to the decrease in PMS and judicial contingencies, although PECLD has deteriorated, due to the **pandemic**.
- **EBITDA of Light Energia totaled R\$193 million**, 249.5% higher than the 3Q19 result, due to the lower exposure to GSF and the lower PLD, in addition to the higher allocation of physical guarantees in 3Q20.
- **Consolidated net profit in the quarter totaled R\$ 136 million**, vs. a loss of R\$ 11 million in 3Q19. We highlight the **profit of R\$87 million** from the **Distribution Business in the 3Q20**, compared to a loss of R\$44 million in the same quarter of the previous year.
- The consolidated PMSO was R\$25 million below that of 3Q19, down 9.2%. The consolidated PMS decreased R\$25 million, or 10.1%, in 3Q20. In the year, PMS accumulated a significant drop of R\$64 million, excluding extraordinary effects recognized in the 1st semester.
- PECLD in 3Q20 totaled R\$173 million (vs. R\$93 million in 3Q19), representing **3.8% of gross revenue (12 months)**. The ratio was 0.5 p.p. above that of June/20, due to the worsening in the collection that resulted from the restrictions and consequent energy cuts determined by ANEEL, which was resumed by the Company only in September/20, and to the progress of the customer regularization initiatives.
- **Net Debt/EBITDA closed the 3Q20 at 2.40x**, lower than the value found in 2Q20 (3.07x) and below the 3.75x threshold, established as a covenant in most debt agreements. **Net debt at the end of September/20 was R\$5,754 million**.
- **Consolidated cash at the end of the quarter was R\$2,969 million**, compared to a debt maturity of R\$200 million by the year end. The 19th and 20th Debentures of Light SESA issues were settled in 3Q20, totaling R\$1,100 million.

Financial Highlights (R\$ MN)	3Q20	3Q19 Recurring	% Change 3Q20/3Q19 Recurring	9M20	9M19 Recurring	% Change 9M20/9M19 Recurring
Net Revenue*	2,948	3,754	-21.5%	8,199	9,565	-14.3%
PMOS	215	237	9.2%	673	699	-5.9%
EBITDA	587	291	101.8%	1,198	1,230	-2.6%
EBITDA Margin**	19.9%	7.8%	12.2 p.p.	14.6%	12.9%	-1.7 p.p.
Net Income	136	(11)	-	258	164	57.3%
Net Debt/EBITDA - covenants (x)	2.40	2.98	-19.5%	2.40	2.98	-19.5%
PECLD/ROB	3.3%	1.8%	1.5 p.p.	3.3%	1.8%	1.5 p.p.
CAPEX Light	253	236	7.2%	640	602	6.3%
Net operating cash generation	1,345	(161)	-	1,671	239	599.0%

* Does not consider construction revenue.

Operating Highlights

- **Total loss on the grid load (12 months) for the 3Q20 was 25.99%, 0.7 pp above** the result observed in June/20, of 25.29%. With regard to the volume of losses (12 months), there was an increase of 262 GWh in 3Q20 (9,087 GWh), compared to 2Q20 (8,825 GWh). The total loss volume in the 9M20 saw a sizable decrease of 648 GWh, 1,144 GWh of which in the Possible Area.
- The non-technical losses over low voltage market (12 months) closed 3Q20 at 51.54%, 2.0 p.p. higher over June/20.
- The grid load increased 0.9% compared to 3Q19, which is mainly explained by the higher average temperature in the 3Q20 and by higher consumption by free customers.
- The billed market recorded a 3.0% retraction, driven by the commercial segment, which continued to be impacted by the **pandemic** despite the recovery of the residential and industrial segments.
- In September/20, Light **continued to record good results in the quality of the services provided**, in line with the best and largest distributors in the country. **DEC (12 months) totaled 6.19 hours in 3Q20**, a 3.6% decrease compared to that reported in 2Q20, while **FEC (12 months) totaled 4.29x in 3Q20**, a 0.5% increase compared to June/20 results. **Both indicators were below the limits established by ANEEL**.
- The 14.3% increase in the number of own employees is explained by the strategy of back-hiring labor linked to loss-combating activities, as well as to emergencies and new connections. This strategy remains essential for the delivery of our operating results.

Operational Highlights	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Grid Load* (GWh)	8,099	8,023	0.9%	25,635	28,059	-8.6%
Billed Market (GWh)	6,018	6,205	-3.0%	19,049	20,826	-8.5%
Sold Energy - Generation (MWm)	518	552	-6.2%	362	541	-33.0%
Commercialized Energy - Com (MWm)	627	704	-10.9%	596	663	-10.1%
Total Loss/Grid Load (12 months)	25.99%	25.93%	0.06 p.p.	25.99%	25.93%	0.06 p.p.
DEC - Hours (12 Months)	6.19	8.40	-26.3%	6.19	8.40	-26.3%
FEC - Times (12 Months)	4.29	4.36	-1.6%	4.29	4.36	-1.6%
Number of own staff	5,407	4,732	14.3%	5,407	4,732	14.3%
Number of outsourced staff	6,157	7,435	-17.2%	6,157	7,435	-17.2%

* Own Load + Use of Network

Disclaimer

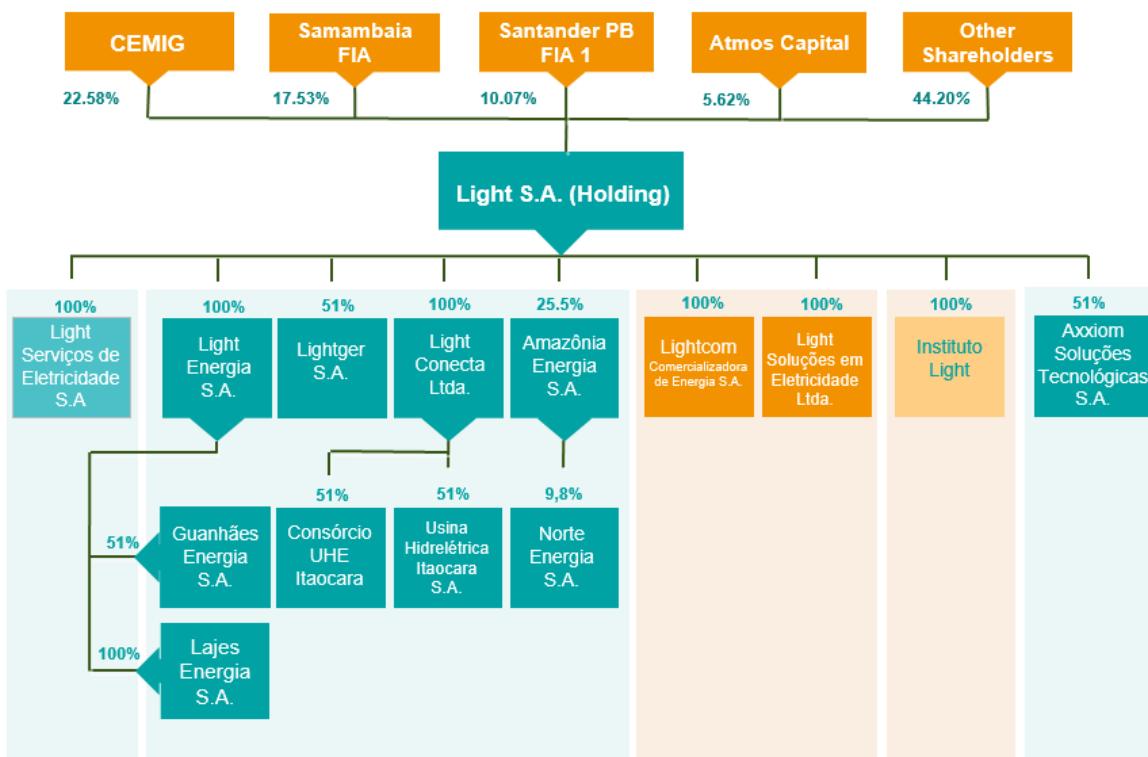
Operating information and Management's expectations regarding the Company's future performance have not been reviewed by independent auditors. Forward-looking statements are subject to risks and uncertainties. Such statements are based on the beliefs and assumptions of our Management and information to which the Company currently has access. Forward-looking statements include information about our current intentions, beliefs or expectations, as well as those of the members of the Company's Board of Directors and Executive Officers. Forward-looking statements and information also include information about potential or assumed results of operations, as well as statements that are preceded or followed by, or include the terms "believe," "may," "will," "continue," "expect," "predict," "intend," "estimate" or similar word. Forward-looking statements are not guarantees of performance. They involve risks, uncertainties and assumptions because they relate to future events and therefore depend on circumstances that may or may not occur. Future results and the creation of value for shareholders may significantly differ from those expressed or suggested by the forward-looking statements. Many of the factors that will determine these results and amounts are beyond the control of or cannot be predicted by LIGHT S.A.

Table of Content

Table of Content	3
1. Profile and Corporate Structure	4
2. Material Events in the Period	5
2.1 Accession to the Covid Account	5
2.2 Settlement of the 19th issuance of debentures of Light Sesa	5
2.3 Settlement of the 20th issuance of debentures of Light Sesa	5
2.4 Hydrological Risk Agreement (GSF)	5
2.5 Change in the Board of Directors.....	5
3. Subsequent Events	7
3.1 Change in the Statutory Audit Committee	7
3.2 Change in the Board of Executive Officers	7
3.3 Sale/Acquisition of ownership interest	7
4. Light S.A - Consolidated	9
4.1 Consolidated Financial Performance	9
4.2 Consolidated Adjusted EBITDA.....	10
4.3. Consolidated Net Income	11
5. Light SESA - Distribution	12
5.1. Operational Performance	12
5.1.1. Total Light SESA Market (Captive + Free + Concessionaires).....	12
5.1.2. Energy Balance.....	15
5.1.3. Energy Loss	16
5.1.4. Collection	19
5.1.5. Operating Quality	20
5.2. Financial Performance of Light SESA	21
5.2.1. Net Revenue of Light SESA.....	21
5.2.2. Costs and Expenses of Light SESA	22
5.2.2.1. Manageable Costs and Expenses of Light SESA	22
5.2.2.2. Non-Manageable Costs and Expenses of Light SESA	23
5.2.3. Variation Offset Account – CVA	24
5.2.4. Statement of Financial Result of Light SESA	24
6. Light Energia – Generation	26
6.1. Operational Performance	26
With as measures taken to ensure the health and safety of Company staff in the midst of the pandemic, the power plants of Light Energia continued to operate normally.....	26
6.1.1. Energy Purchases and Sales	26
6.1.2. Level of Energy Contracted/Non-contracted in MWh (Light Energia + Lightcom)	28
6.2. Financial Performance of Light Energia	28
6.2.1. Net Revenue and Costs and Expenses of Light Energia	28
6.2.2. Statement of Financial Result of Light Energia	29
6.2.3. Net Income (Loss) of Light Energia	29
7. Lightcom - Trading	30
7.1. Operational Performance of Lightcom	30
7.2. Financial Performance of Lightcom	30
The Seller recorded an EBITDA of R\$9 million in 3Q20 vs. an EBITDA of R\$42 million in 3Q19 (ex Renova Provision), due to the lower volume traded in the quarter, as explained above and in line with the Company's expectation. The Net Income totaled R\$6 million.	30
8. Indebtedness	31
8.1. Light S.A	31
8.2. Debt Breakdown.....	35
9. Consolidated Investment	36
10. Capital Markets.....	37
11. Performance in environmental, social and governance issues (ESG)	38
ANNEX I – Generation Assets.....	40
ANNEX II- CVM EBITDA Reconciliation	41
ANNEX III – Income Statement	42
ANNEX (IV) - Statement of Financial Result	44
ANNEX V – Balance Sheet	45
ANNEX IV - Cash Flow	48

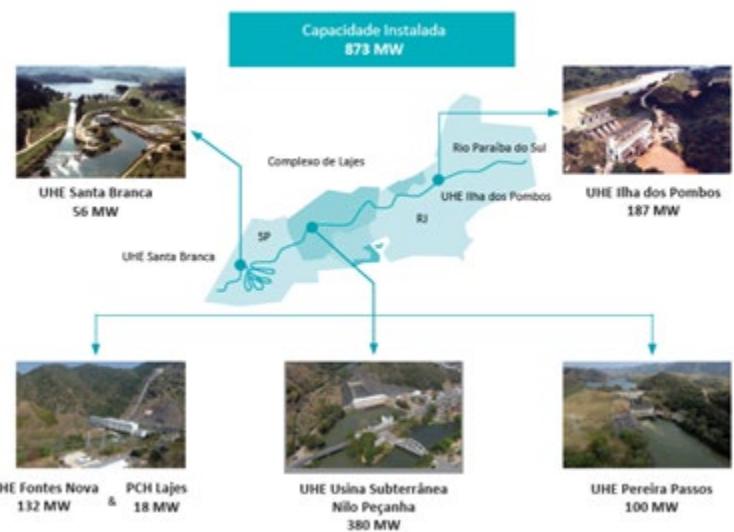
1. Profile and Corporate Structure

Light is an integrated company of the energy industry in Brazil, headquartered in Rio de Janeiro, operating in the energy generation, distribution and trading segments.



The State of Rio de Janeiro has an area of 43,781 km² and a population of approximately 17.2 million people. The Company's concession area corresponds to 26% (11,307,000 km²) of the State and covers 11 million people, or 64% of its population. Of the 92 municipalities in the state – which represent a total of 7 million energy consumers – the Company operates in 31 municipalities and has a base of around 4.4 million customers.

The Company's generating complex comprises five hydropower plants and a small-scale hydropower plant, totaling 873 MW of installed capacity. They are: (i) Fontes Nova, Nilo Peçanha, Pereira Passos and PCH Lajes, comprising the Lajes Complex (in Piraí); (ii) Ilha dos Pombos, in the municipality of Carmo/RJ and (iii) Santa Branca, in the municipality of Santa Branca/SP. The Lajes Complex also includes two pumping plants: Santa Cecília and Vigário. Considering the participation in PCH Paracambi, PCH Guanhães and UHE Belo Monte, the Company's total installed capacity reaches 1,188 MW.



2. Material Events in the Period

2.1 Accession to the Covid Account

On July 3, Light Sesa joined Covid Account. The full amount, of R\$1.326 billion, was requested to Aneel. This amount is being released in monthly installments, and until September/20 we received R\$1.128 billion. The release of funds follows the schedule below:

(R\$ million)					
July/20	Aug/20	Sep/20	Oct/20	Nov/20	Dec/20
885	126	117	91	54	53

Considering that the coming months will see the definition of the economic rebalancing system provided for in the Concession Agreement, Light Sesa, together with other distributors, will continue to work to recognize the extraordinary effects of the pandemic as financial assets in our operating result.

2.2 Settlement of the 19th issuance of debentures of Light Sesa

On July 29, the 19th. issuance of debentures of Light Sesa was settled, in the total amount of R\$500 million. The debentures will be remunerated at IPCA + 5.80% p.a. and mature on 7/15/2025. The funds will be allocated to investments related to the implementation, expansion, renovation or improvement of energy distribution infrastructure.

2.3 Settlement of the 20th issuance of debentures of Light Sesa

On September 01, the 20th. issuance of debentures of Light Sesa was settled, in the total amount of R\$600 million. The debentures will be remunerated at IPCA + 5.09% p.a. and mature on 8/15/2025. The funds will be allocated to the implementation, expansion, renovation or improvement of the energy distribution infrastructure, as described in the deed of issue.

2.4 Hydrological Risk Agreement (GSF)

On September 8, Law No. 14.052 was sanctioned by the President of the Republic, which establishes new conditions for the renegotiation of hydrological risk (GSF) for agents in the free market, contemplating the retroactive effects of hydraulic displacement, motivated by generation out-of-order of merit (GFOM), energy imports without physical guarantee, delay in the entry of transmission lines, and anticipation of the physical guarantee of key hydropower plants.

On September 23, ANEEL established Public Consultation No. 56 to improve the regulations regarding the renegotiation of the GSF. Light Energia, together with other generators and class associations, made contributions to properly recognize the retroactive effects of hydraulic displacement.

Subsequently, on October 16 with the completion of the regulation issued by ANEEL, the CCEE made a preliminary determination subject to changes as to the extension of concession terms and the amount to be recognized as a regulatory asset of the plants impacted by the GSF. According to these calculations, concessions of Light Energia assets may be extended from 14 to 16 months and be recognized as intangible assets for approximately R\$281 million.

2.5 Change in the Board of Directors

On September 24, the Company's Board of Directors elected Mr. Reynaldo Passanezi Filho as its member for the remaining term of office of the other directors. On September 28, Mr. Firmino Ferreira Sampaio Neto was

elected at the Special General Meeting as a member of the Board of Directors. On October 8, Mr. Firmino Sampaio and Mr. David Zylbersztajn were elected, respectively, chairman and vice-chairman of the Board of Directors, which now is comprised as follows:

BOARD OF DIRECTORS**Firmino Ferreira Sampaio Neto***Chairman***David Zylbersztajn***Vice-chairman***Carlos Alberto da Cruz****Carlos Márcio Ferreira****Carlos Parcias Jr.****Hélio Paulo Ferraz****Patrícia Bentes****Reynaldo Passanezi Filho****Ricardo Reisen de Pinho**

3. Subsequent Events

3.1 Change in the Statutory Audit Committee

On October 8, the Board of Directors elected Mr. David Zylbersztajn to the Statutory Audit Committee, which now is comprised as follows:

STATUTORY AUDIT COMMITTEE
Ricardo Reisen de Pinho.
<i>Coordinator</i>
Carlos Marcio Ferreira
Carlos Alberto da Cruz
David Zylbersztajn
Hélio Paulo Ferraz

3.2 Change in the Board of Executive Officers

On October 8, the Board of Directors elected Mr. Raimundo Nonato Alencar de Castro to the position of Executive Officer Chairman of the Company. Mr. Roberto Caixeta Barroso, current executive officer of the Company, has now temporarily accumulated the position of Executive Officer of Investor Relations. The Company's Board of Executive Officers now has the following composition:

BOARD OF EXECUTIVE OFFICERS
Raimundo Nonato Alencar de Castro
Roberto Caixeta Barroso
Alessandra Genu Dutra Amaral
Dalmer Alves de Souza
Déborah Meirelles Rosa Brasil
Marcus Auguste Pimenta

3.3 Sale/Acquisition of ownership interest

On October 22, Samambaia Master FIA IE announced that, due to the sale of shares, it now holds a 17.53% interest in the Company's share capital.

On the same date, Mr. Carlos Alberto Sicupira announced that he acquired, through a private operation, shares issued by the Company that represents 5.0% of our share capital. At the time, he informed that he also indirectly owns shares and derivatives of exclusively financial settlement referenced to shares of the Company, thus making up the total of 9.90% of the share capital.

On October 28, Atmos Capital reported that it now holds 5.62% of the Company's share capital.

On November 4, Mr. Carlos Alberto Sicupira announced that he transferred the totality of the Company's shares held directly by him, representing 5.00% of the Company's share capital. At the time, he informed that he now

owned indirectly, shares and derivatives with exclusively financial settlement, referenced in shares of the Company, that represents 10.07% of its share capital.

Also on November 4, Santander PB FIA 1 reported that it now holds 10.07% of the Company's share capital.

4. Light S.A - Consolidated

4.1 Consolidated Financial Performance

The amounts shown for 3Q19 Recurrent and 9M19 Recurrent in items 4.1, 4.2 and 4.3 disregard the non-recurring and extraordinary effects of the favorable decision in a judicial proceeding regarding the exclusion of ICMS from the base of PIS/COFINS, and impacts related to Renova.

Income Statement (R\$ MN)	3Q20	3Q19 Recurring	3Q19	% Change 3Q20/3Q19 Recurring	9M20	9M19 Recurring	9M19	% Change 9M20/9M19 Recurring
Gross Operating Revenue	4,627	4,379	5,466	5.7%	13,390	14,410	15,518	-7.1%
Deductions	(1,679)	(1,711)	(1,711)	-1.9%	(5,191)	(5,953)	(5,953)	-12.8%
Net Operating Revenue	2,948	2,668	3,754	10.5%	8,199	8,457	9,565	-3.1%
Operating Expense	(2,509)	(2,524)	(2,817)	-0.6%	(7,446)	(7,668)	(7,961)	-2.9%
PMSO	(215)	(237)	(252)	-9.2%	(673)	(699)	(715)	-3.7%
Personnel	(98)	(103)	(103)	-5.2%	(323)	(327)	(327)	-1.2%
Material	(8)	(5)	(5)	60.5%	(21)	(18)	(18)	19.8%
Outsourced Services	(119)	(141)	(141)	-15.8%	(357)	(407)	(407)	-12.3%
Others	9	13	(3)	-29.0%	28	52	36	-46.4%
Purchased Energy	(1,993)	(1,940)	(1,940)	2.7%	(5,690)	(6,022)	(6,022)	-5.5%
Depreciation	(148)	(147)	(147)	1.0%	(445)	(440)	(440)	1.2%
Provisions	20	(106)	(106)	-	(119)	(270)	(270)	-55.9%
PECLD*	(173)	(93)	(371)	86.4%	(519)	(237)	(515)	119.3%
Adjusted EBITDA**	587	291	1,084	101.8%	1,198	1,230	2,044	-2.6%
Financial Result*	(207)	(116)	1,277	78.5%	(333)	(378)	1,015	-11.9%
Other Operating Income / Expenses	(12)	(17)	(17)	-29.8%	(22)	(29)	(29)	-24.4%
Non Operating Revenues								
Social Contributions and Income Tax	(23)	-	(2)	-	(616)	(140)	(139)	338.8%
Deferred Income Tax	(51)	(0)	(747)	-	493	(0)	(747)	-
Equity Income	(10)	(21)	71	-53.6%	(16)	(10)	(10)	56.3%
Net Income	136	(11)	1,519	-	258	164	1,694	57.3%

Obs: Does not consider Construction Revenue/Cost

* Items that were adjusted in 3Q19 Recurring and 9M19 Recurring

** Adjusted EBITDA is calculated based on net income before income tax and social contribution, equity income, other operating income / expenses, net financial expenses, depreciation and amortization.

The effects mentioned above impacted the lines in the amounts identified below:

- Favorable decision in a judicial proceeding regarding the exclusion of ICMS from the PIS/COFINS base:

Recurrent 3Q19 Adjustments	R\$ MN
Operating Revenue – PIS/COFINS	1,086
Financial Result – PIS/COFINS	1,393
Deferred IR/CS – PIS/COFINS	(843)

- Impacts related to Renova:

Recurrent 3Q19 Adjustments	R\$ MN
Others (PMSO) – Renova	(16)
PECLD – Renova	(278)
Deferred IR/CS – Renova	94
Equity Income – Renova	92

Additionally, in 9M19 Recurrent, Operating Revenue was adjusted by R\$ 22 million related to impacts related to Renova recognized before 3Q19.

4.2 Consolidated Adjusted EBITDA⁴

Adjusted EBITDA by Segment (R\$ MN)	3Q20	3Q19 Recurring	3Q19	% Change 3Q20/3Q19 Recurring	9M20	9M19 Recurring	9M19	% Change 9M20/9M19 Recurring
Distribution	393	200	1,286	96.1%	686	711	1,797	-3.5%
Generation	190	54	54	249.5%	481	433	433	11.2%
Trading	9	42	(236)	-79.8%	44	119	(159)	-62.7%
Others and eliminations	(4)	(5)	(21)	-18.3%	(14)	(33)	(27)	-57.2%
Total	587	291	1,084	101.5%	1,198	1,230	2,044	-2.6%
EBITDA Margin (%)	19.9%	10.9%	28.9%	9.00 p.p.	14.6%	14.5%	21.4%	0.07 p.p.

Consolidated EBITDA at the end of 3Q20 was R\$587 million, 101.5% higher than 3Q19 Recurrent, at R\$291 million. This increase is due, in large part, to the improved EBITDA of the Distribution Business and the Generation Business.

EBITDA of Distribution Business increased 96.1%, from R\$200 million in the 3Q19 Recurrent to R\$393 million in the 3Q20, being positively impacted by an improved Contribution Margin (R\$123 million), with positive impacts of the VNR energy and supply, by the lowering of the PMS (R\$25 million) and by reversals in the provisions for contingencies (R\$60 million). As a negative impact, we can highlight a worsening of R\$80 million in PECLD due to the deterioration of collection as a result of the pandemic, and the advancement of customers regularization initiatives.

On the Generation Business side, EBITDA totaled R\$190 million in the 3Q20, an increase of 249.5% compared to that presented in 3Q19, of R\$54 million. The improvement is due to lower exposure to GSF and lower PLD, in addition to a higher allocation of physical guarantees in 3Q20, leading to a lower cost of Resale Energy (R\$157 million).

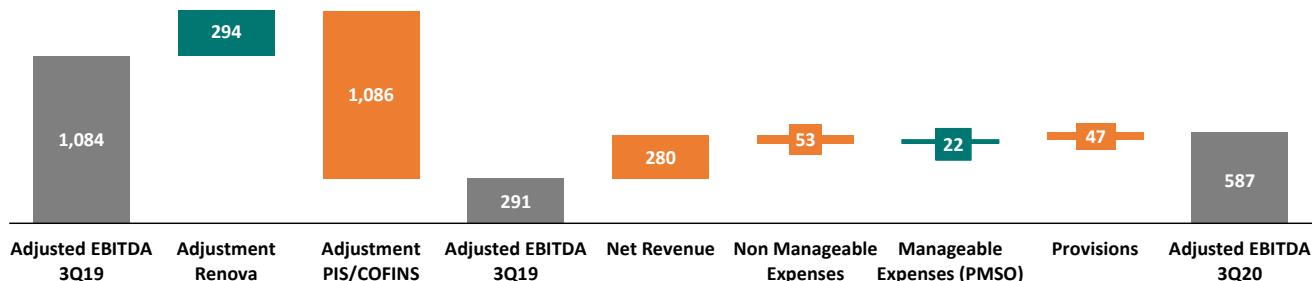
Below, we highlight the estimated economic impact generated exclusively by the pandemic on the Distribution Business EBITDA. In the quarter, we observed a negative effect of R\$29 million associated with the reduction in billing of tariff components regarding Installment B and Non-technical losses⁵, and the increase of R\$23 million from PECLD. Thus, we estimate that the total effect on the economic result in 3Q20 is a negative R\$52 million and, in the accumulated result for the year, a negative R\$264 million.

Impact on EBITDA (R\$ MN)	2Q20	3Q20	9M20
Installment B + Non-technical losses	(119)	(29)	(148)
PECLD	(93)	(23)	(116)
Total	(212)	(52)	(264)

⁴ The Adjusted EBITDA is calculated based on net income before income and social contribution taxes, equity income, other operating incomes/expenses, net financial expenses, depreciation and amortization.

⁵ The methodology used for this estimate uses the market billed in the same month of 2019 as a pre-pandemic reference. If the average growth rate of the last 10 years were applied to this reference market, the impact on the quarter's EBITDA would be even greater, at R\$38 million.

Consolidated Adjusted EBITDA
3Q19/3Q20 - R\$MN

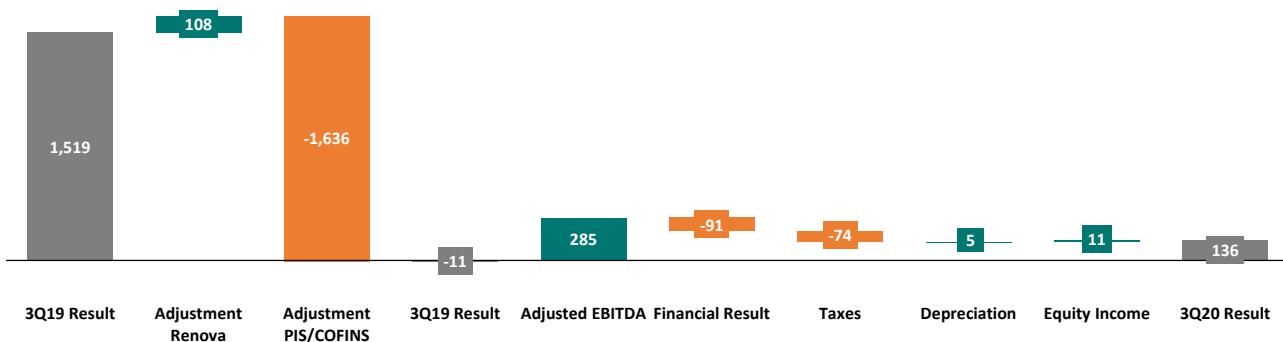


4.3. Consolidated Net Income

Consolidated Net Income/Loss by Segment (R\$ MN)	3Q20	3Q19 Recurring	3Q19	% Change 3Q20/3Q19 Recurring	9M20	9M19 Recurring	9M19	% Change 9M20/9M19 Recurring
Distribution	87	(44)	1,593	-	35	(79)	1,558	-
Generation	56	22	114	153.6%	220	263	263	-16.6%
Trading	6	32	(151)	-81.9%	30	96	(87)	-68.5%
Others and eliminations	(12)	(21)	(37)	-41.5%	(27)	(58)	(51)	-53.3%
Total	136	(11)	1,519	-	258	223	1,694	15.8%
EBITDA Margin (%)	4.6%	-0.4%	40.5%	5.03 p.p.	3.1%	-3.7%	17.7%	6.85 p.p.

The Company posted a R\$136 million profit in 3Q20, against a R\$11 million loss in the 3Q19 Recurrent, mainly due to the results of the Distribution and Generation Businesses. The Distribution Business recorded a profit of R\$87 million, against a loss of R\$44 million in the 3Q19 Recurrent, due to the factors mentioned above. Regarding the Generation Business, there was an increase of 153.6% in net income compared to 3Q19, even with a Statement of Financial Result R\$89 million lower when comparing the quarters.

Consolidated Net Income
3Q19/3Q20 - R\$MN



5. Light SESA - Distribution

5.1. Operational Performance

Operating Highlights	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19
Nº of Consumers (thousand) ¹	4,328	4,431	-2.3%
Nº of Employees	5,151	4,481	15.0%
Nº of Outsourced Employees	5,778	7,070	-18.3%
Average tariff ² - R\$/MWh	854.2	826.1	3.4%
Average tariff ² - R\$/MWh (w/out taxes)	605.1	583.1	3.8%
Average bilateral contracts price* - R\$/MWh	238.2	224.0	6.3%
Average energy purchase cost with Spot** - R\$/MWh	262.5	226.2	16.0%

¹ Considers the number of active contracts

² Captive market and free market

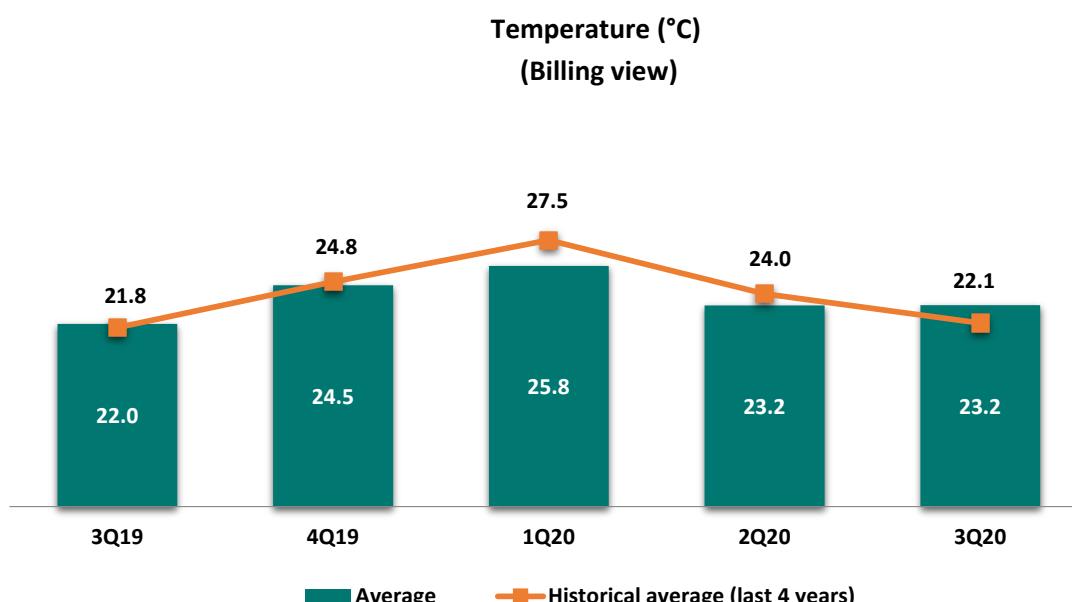
* Does not include purchase in the spot market and hydrological risk. The denominator is the amount of contractual energy.

**Does not include hydrological risk. The denominator is the verified load.

The 15% increase in the number of own employees is the result of back-hiring labor in loss-combating activities, and also on emergencies and new connections. Back-hiring has achieved its objective, generating productivity gains, allowing for better ethical control and management of field teams. In addition, the larger number of employees has been essential for the quality of the service provided, even during the pandemic.

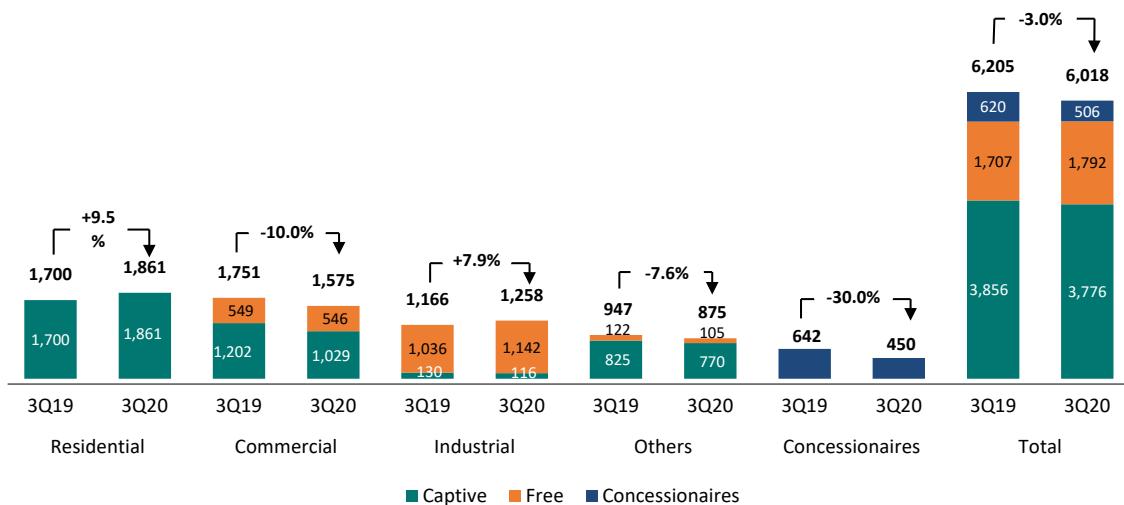
The increase in the average price of energy purchase agreements totaled 6.3%, mainly due to the devaluation of the real against the dollar. There was also a 16.0% increase in the average cost of energy purchase (which does not include hydrological risk) over the 3Q19, due to the decrease in revenues from Spot sales.

5.1.1. Total Light SESA Market (Captive + Free + Concessionaires)



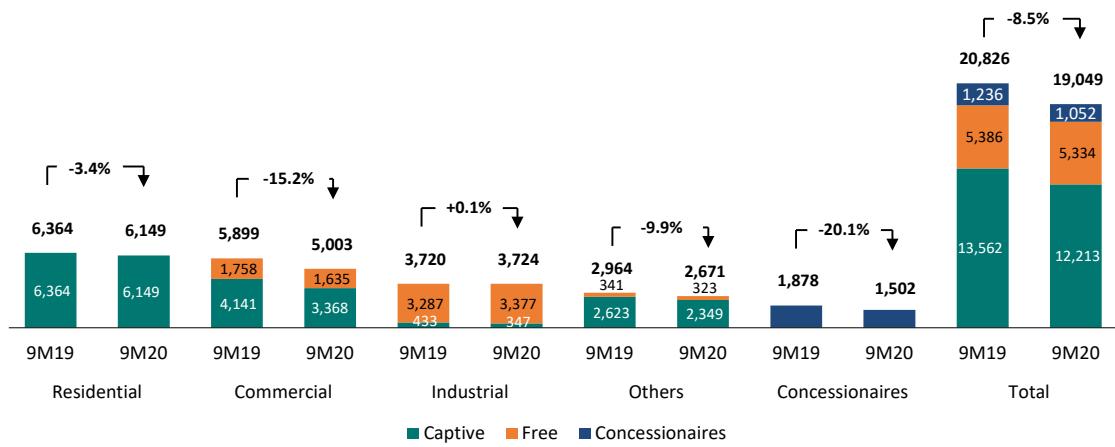
Billed market (GWh)

3Q20⁶



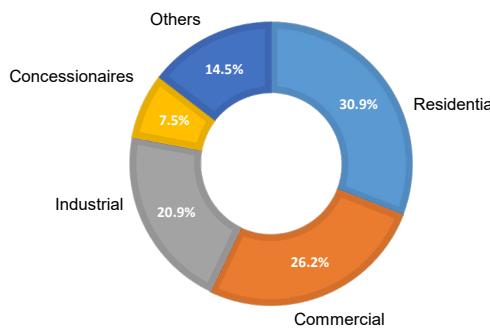
Billed market (GWh)

9M20

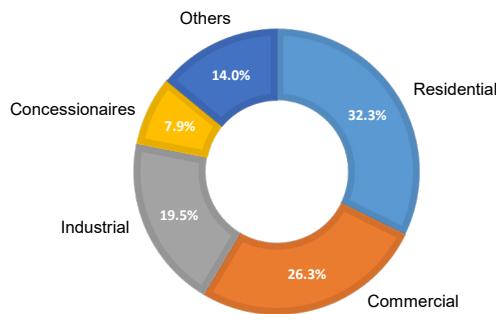


⁶ Data related to the free market are associated with the measured energy of the customers and not necessarily with the amounts billed in the period.

**Energy market
3Q20**



**Energy market
9M20**



The total energy market in 3Q20 totaled 6,018 GWh, 3.0% lower than 3Q19, since it was negatively impacted by the effects of the measures against the Covid-19 pandemic in the Commercial category, and positively by the higher average temperature recorded in 3Q20, especially in the Residential category.

The economic impact of the market decrease in 3Q20 due to Covid-19, according to a methodology similar to that used by Aneel in the Public Consultation to determine the resources of the Covid Account, is estimated at approximately R\$29 million. In the year, the impact totals approximately R\$148 million⁷.

The volume in the Residential category was 1,861 GWh in the 3Q20, an increase of 9.5% compared to the same quarter of 2019. This increase is mainly due to the higher average temperature in the quarter (an average of 23.2° C vs. 22.1° C in the 3Q19). As an example, in the month of September 2020 the average temperature was 2.2° C higher compared to the same month of 2019 and at the same level as the average temperature recorded in March 2020 (25.3° C), a typical tropical summer month in our concession area.

Results in the Commercial category, including captive and free customers, dropped 10.0% compared to 3Q19. This result already shows an improvement compared to the figures released in 2Q20, but it still remains negatively influenced by the effects of the pandemic, since many commercial establishments have not yet resumed their activities or are now operating at reduced hours.

Results in the Industrial market increased 7.9% in the 3Q20 compared to 3Q19, especially due to the increase in consumption of customers in the steel segment.

The Others category saw decrease of 7.6% in 3Q20, still impacted by the effects of the pandemic, mainly on the Public Power and Traction (metro and train) segments.

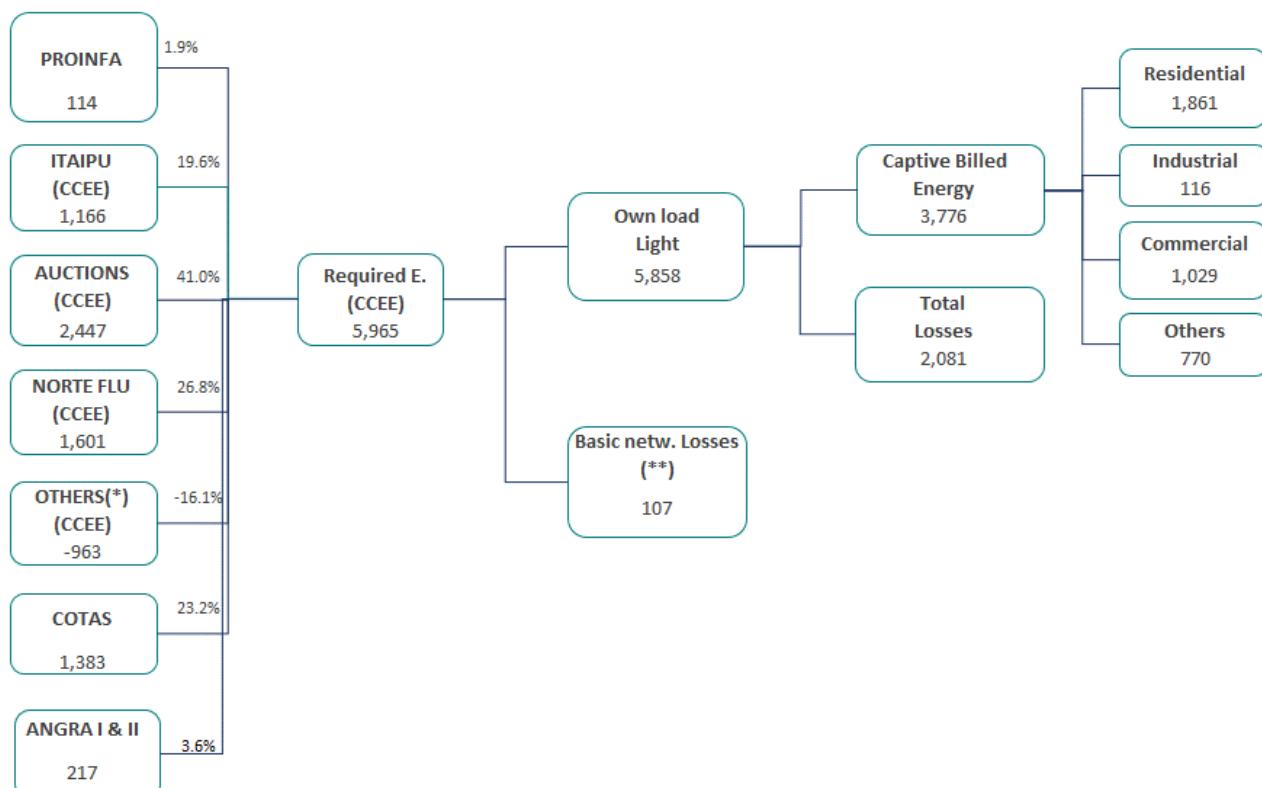
The free market ended the quarter representing 29.9% of the total market of the Distribution Business. The migration of captive customers to the free market is neutral for the Company's margin, since energy continues to be transported by the concessionaire, which is remunerated by TUSD. In 3Q20, we saw an increase of 45 free customers compared to June/20, closing the period with a total of 1,131 customers.

⁷ The methodology adopted uses the billed market as a reference in the same month of 2019. If the average growth rate of the last 10 years were applied to this reference market, the impact would be even greater, of R\$ 166 million

5.1.2. Energy Balance

Energy Distribution Balance (GWh)

3rd quarter of 2020



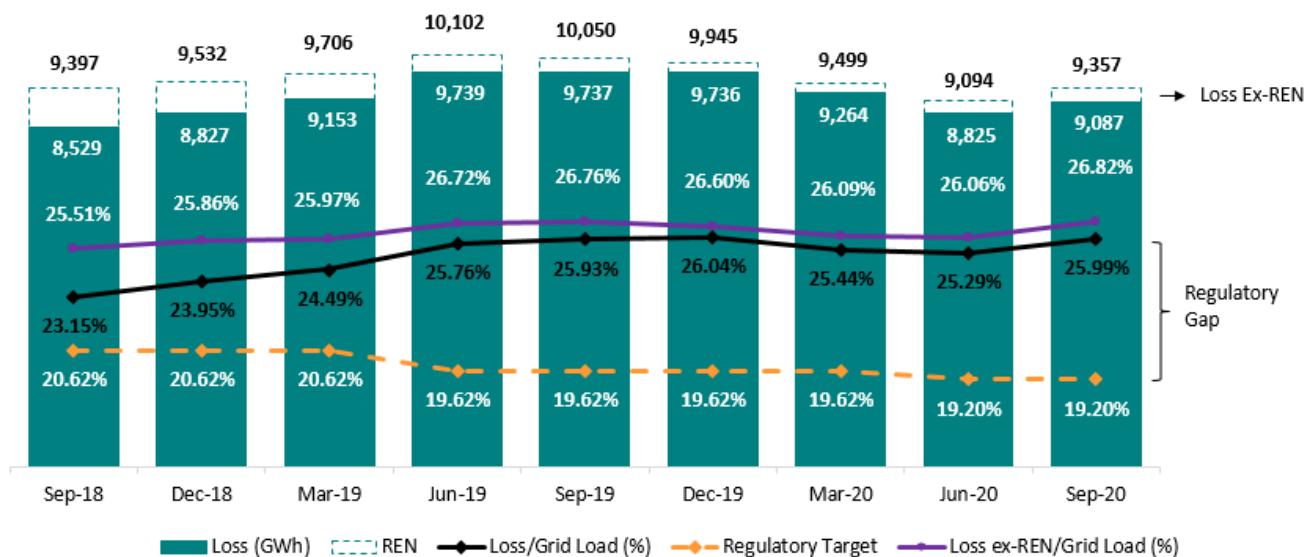
(*) Others = Purchases in Spot - Sales in Spot.

Energy Balance (GWh)	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
= Grid Load						
- Energy transported to utilities	450	642	-30.0%	1,502	1,878	-20.1%
- Energy transported to free customers	1,792	1,707	5.0%	5,334	5,386	-1.0%
= Own Load	5,858	5,674	3.2%	18,799	20,795	-9.6%
- Billed Energy (Captive Market)	3,776	3,856	-2.1%	12,213	13,562	-9.9%
Low Voltage Market	2,881	2,882	-0.1%	9,451	10,251	-7.8%
Medium and High Voltage Market	896	974	-8.0%	2,762	3,311	-16.6%
= Total Loss	2,081	1,818	14.5%	6,586	7,234	-9.0%

5.1.3. Energy Loss

Changes in Total Losses

12 months



In the 3Q20 we recorded an increase of 262 GWh in total losses (12 months), or 3.0%, when compared to 2Q20. Total ex-REN losses (12 months) followed this trend, being 263 GWh higher compared to 2Q20, an increase of 2.9%. However, both indicators were below the values recorded in 1Q20.

The total loss on grid load indicator ended 3Q20 at 25.99%, an increase of 0.70 p.p. compared to 2Q20. There was also an increase in the total loss ex-REN (12 months) in 3Q20, which closed at 26.82%, or 0.76 p.p. above the 2Q20 indicator (26.06%). The Company is 6.79 p.p. above the percentage threshold for regulatory transfer in the tariff, of 19.20%, according to parameters defined by Aneel in the March/17 Tariff Review (RTP), adjusted according to reference market levels for the next 12 months, as approved by Aneel at the time of the March/20 tariff readjustment (IRT).

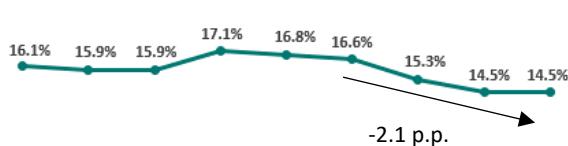
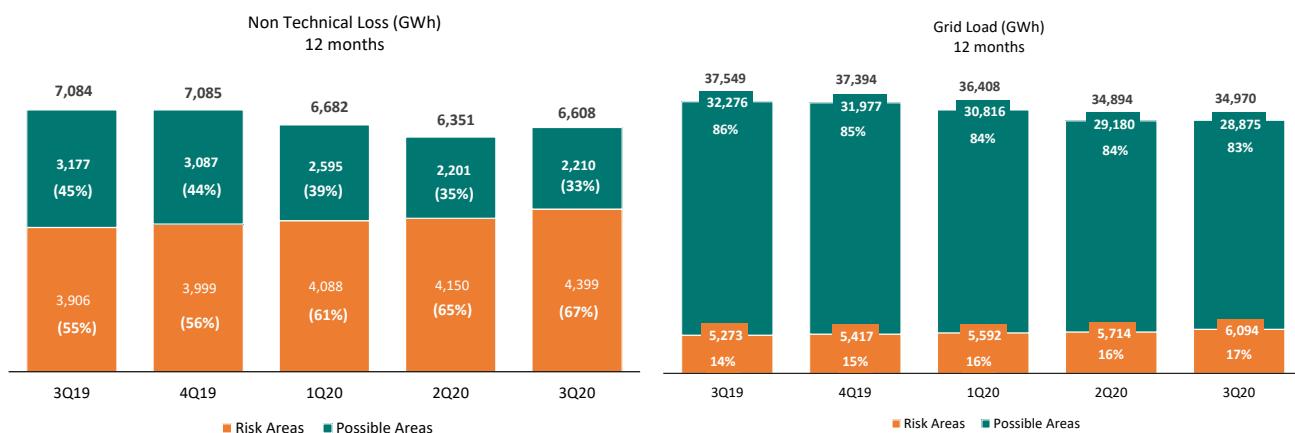
As we will show below, this increase is due exclusively to the increase in losses in the Risk Areas, where the Company's operations are extremely restricted and there is a history of wasteful consumption. Although the Total Grid Load of 3Q20 (12 months) remained in line with that of 2Q20, we realize that this dynamic is not observed in the separation between Risk Area and Possible Area. While in the Possible Area there was a 305 GWh decrease in the Grid Load (12 months), in the Risk Area there was an increase of 380 GWh. The Grid Load in the Possible Area was negatively impacted by the measures to fight the pandemic, while the Grid Load in the Risk Area increased, due to the higher temperatures recorded in 3Q20, especially in the month of September/20. It should be considered that, historically, around 80% of energy is stolen in this area, and losses followed the growth of the load in the Risk Area, with an increase of 249 GWh, while in the Possible Area, non-technical losses have remained practically stable in the quarter.

The high temperature in the month of September also negatively impacted losses for an additional reason – Unbilled Energy. This is a billing estimate for the last days of the month, which ends up not following the load during spikes in temperature, as the one observed in September. We estimate that this impact was in the order of 100 GWh in total losses (12 months) in this quarter, although it will be offset in subsequent quarters. Nevertheless, we continued to improve initiatives within the structured plan at the end of 2019 (diagnosis by

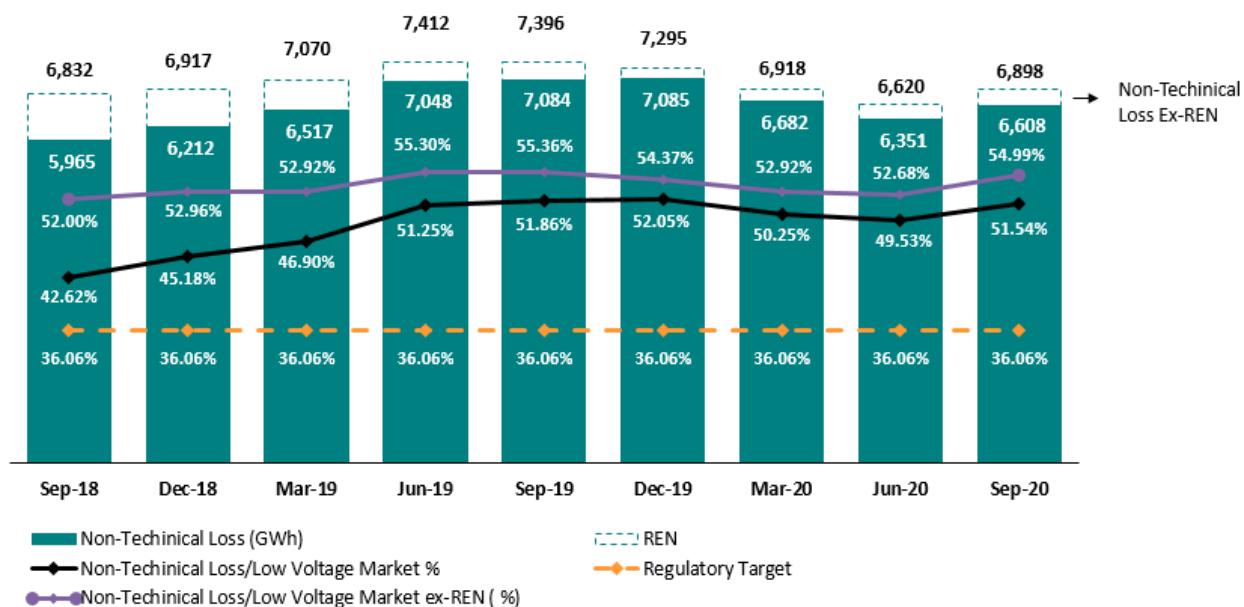
regional, improvements in the process of identifying targets for inspections and normalizations, better training of teams, among other initiatives).

At the end of 3Q20, non-technical losses (12 months) in the risk areas saw a considerable increase in GWh, from 4,150 GWh in 2Q20 to 4,431 GWh in 3Q20. Thus, with the drop in losses in the possible areas, losses in the risk areas now represent 67% of the total non-technical losses. We recall that in 1Q20, we completed the installation of all border meters in risk areas, bringing more robustness to the data.

In the possible areas – the focus of our operations – non-technical losses closed the quarter at 2,210 GWh (33%), a slight increase of 9 GWh compared to 2Q20. The indicator of total losses/grid load (12 months) in these areas remained practically flat, in line with our strategy of decreasing losses in possible areas. In 9M20, total losses/grid load in the possible areas, where Light can operate, decreased 2.1 p.p.



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

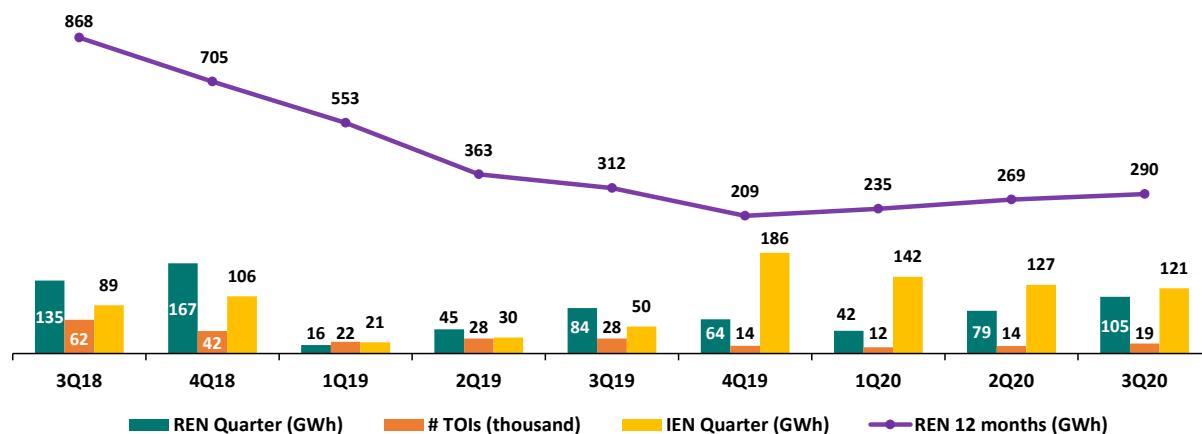


Observing the non-technical loss/Low Voltage Market (ex-REN) indicator, of 54.99%, it shows an increase in the comparison with the 2Q20 (52.68%), mainly due to the temperature and of Unbilled Energy, as explained above.

IEN (Energy Incorporation) in 3Q20 totaled 131 GWh, 91 GWh above that recorded in 2Q19. This increase is in line with the main pillar of the plan to combat losses, which is focusing on incorporating energy. The volume of REN (12 months), in turn, showed a sustainable increase of 7.8% in the quarter compared to 2Q20, reaching 290 GWh (12 months), as a result of the initiatives previously described.

The number of TOIs has remained at a low level in the last quarters and recovered energy has been increasing, resulting from the increased productivity of field initiatives. This is the result of the hire-back strategy, improvements to training and better ethical control, in addition to greater precision in the identification of targets.

Quarterly Changes in IEN and REN in the Last 12 Months (GWh) and Number of TOIs (thousands)

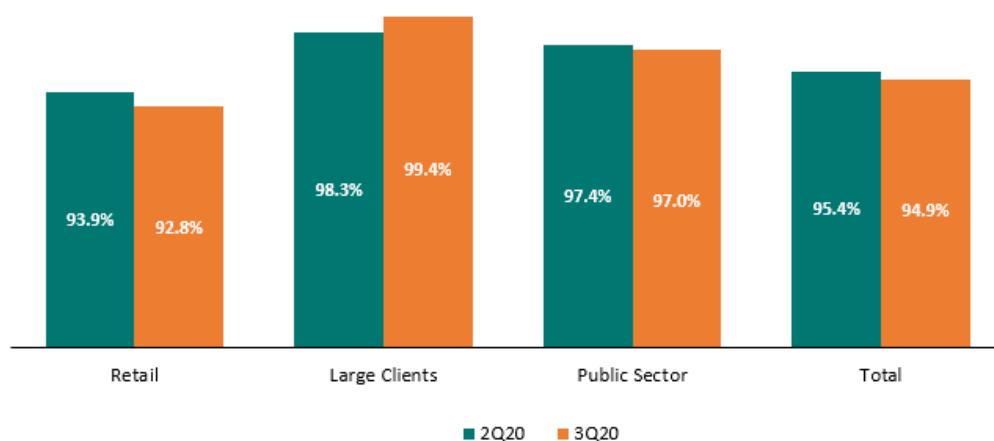


In GWh	3Q18	4Q18	1Q19	2Q19	3Q19	4Q19	1Q20	2Q20	3Q20
Gross REN	172	210	51	78	114	104	66	94	125
(-) cancellations	37	43	35	33	30	40	24	15	20
(=) Net REN	135	167	16	45	84	64	42	79	105

* Refer to cancellations of bills pursuant to court

5.1.4. Collection

Collection Rate by Segment (12 months)
(Considering REN overdue bills)

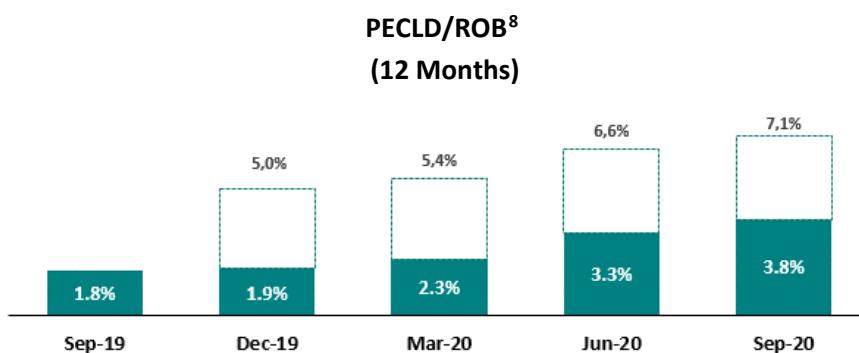


Total collection (12 months) in 3Q20 reached 94.9%, 0.5 p.p. below 2Q20 (95.4%) and 3.1 p.p. lower compared to 3Q19.

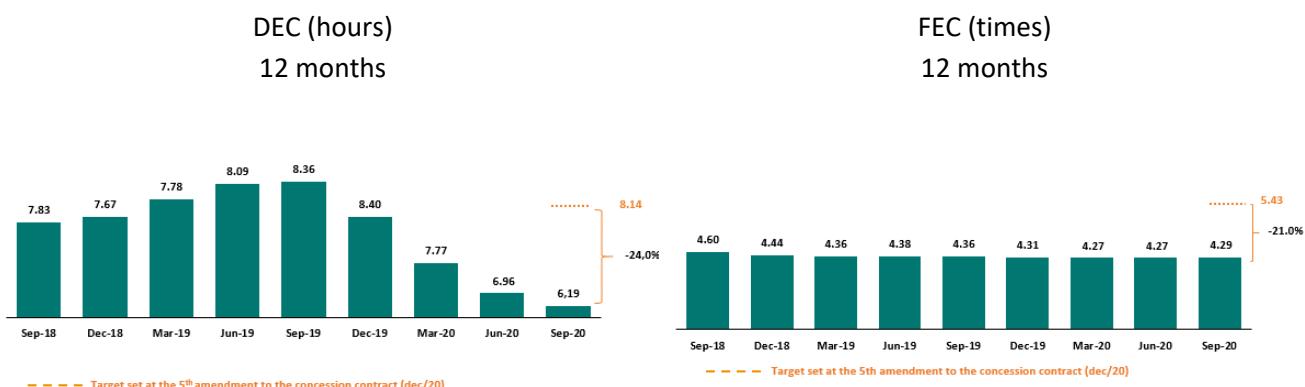
The decrease in collection is mainly due to pandemic impacts and the restriction to suspend the services (cutting) until 07/31/20, according to ANEEL Normative Resolution 878. During the period in which this restriction was in force, the distributors remain without one of their most effective tools for addressing default, in addition to the economy downturn, compromising the performance of the collection for the period. During the month of August/20, the Company intensified the contact with its default customers with the purpose of regularizing existing debts. In September/20, the cutting activity was resumed, with more than 92,000 of energy cuts being executed, most of which had their situation regularized over the course of the month itself.

The deterioration of the collection continues to be mitigated by the high base of customers using electronic means of payment, which, even with the flexibility of the isolation measures during 3Q20, remained in line with the last quarter, at approximately 85% of revenues for the period.

The adjusted PECLD on Gross Operating Revenue (12 months) index for the period ended September/20 totaled 3.8%, 0.5 p.p. above the 2Q20 index, reflecting the effect of the non-receipt expectation associated with the higher default verified during the pandemic. The estimate of the isolated effect of Covid-19 in PECLD, considering the aging of the accounts receivable from March to September/2020, is approximately R\$116 million. The PECLD (12 months), considering the non-recurrent effect for 4Q19, totaled 7.1% of ROB.



5.1.5. Operating Quality



In September/20, Light continued to record good results in the quality of the service provided. This performance was only possible due to the strategy of primarization of the field teams, the multidisciplinary of the teams (multiskill), and the low rate of absenteeism during the pandemic, in addition to other management measures.

The DEC (12 months) for September/20 totaled 6.19 hours, a decrease of 3.6% compared to June/20, again a historic record for the Company. This performance is mainly the result of the continuity of the execution of the multiannual investment plan, and the actions for modernization of networks and substations, associated with continuous operational improvements and the more assertive direction of maintenance actions.

⁸ Gross revenue of Captive Market + Free Market.

The FEC (12 months) in September/20 totaled 4.29x, an increase of 0.5% compared to the result of the previous quarter.

Both the DEC and FEC performed in September/20 below the limits established by ANEEL in the concession agreement. The DEC indicator for the period ended the quarter at 24.0% below the 8.14 hours limit, and the FEC 21.0% below the 5.43x limit.

5.2. Financial Performance of Light SESA

Income Statement (R\$ MN)	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Net Operating Revenue	2,629	3,383	-22.3%	7,372	8,499	-13.3%
Operating Expense	(2,382)	(2,246)	6.0%	(7,109)	(7,126)	-0.2%
Adjusted EBITDA	393	1,286	-69.4%	686	1,797	-61.8%
Financial Result	(116)	1,274	-	(226)	993	-
Result before taxes and interest	131	2,410	-94.6%	38	2,367	-98.4%
Income Tax/Social Contribution	(45)	(818)	-94.5%	(2)	(808)	-99.7%
Net Income/Loss	87	1,593	-94.6%	35	1,558	-97.7%
EBITDA Margin*	15.0%	38.0%	-23.08 p.p.	9.3%	21.1%	-11.84 p.p.

* Does not consider construction revenue

5.2.1. Net Revenue of Light SESA⁹

Net Revenue (R\$ MN)	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Captive Customers and Network Use (TUSD)	2,125	2,151	-1.2%	6,934	7,141	-2.9%
Non billed Energy	137	(22)	-	21	(45)	-
CCRBT Account	11	76	-85.3%	26	89	-70.5%
CVA	265	62	325.4%	255	94	171.4%
Others	82	1,116	-92.7%	117	1,220	-90.4%
Concession Right of Use	69	15	373.7%	72	111	-35.1%
Others Revenues	13	1,101	-98.8%	45	1,110	-95.9%
Subtotal	2,629	3,383	-22.3%	7,372	8,499	-13.3%
Construction Revenue*	230	182	26.8%	571	529	8.0%
Total	2,859	3,564	-19.8%	7,942	9,028	-12.0%

* The subsidiary Light SESA book revenues and costs, with zero margin, related to services of construction or improvement in infrastructure used in providing electricity distribution services.

Net revenue in 3Q20, disregarding the revenue construction, totaled R\$2,629 million, 22.3% below that recorded in 3Q19. Recalling that in 3Q19, the Company accounted for a revenue of R\$1,086 million related to the recognition of the right to exclude ICMS from the PIS/COFINS calculation base in the line Others Revenues. Excluding this extraordinary and non-recurrent effect, the net revenue for 3Q20 would have been 14.5% higher than that of 3Q19, with the following highlights:

- The unbilled energy have a positive amount of R\$137 million, compared to a negative amount of R\$22 million in the same period of the previous year, due to the smaller difference in the average temperature recorded between June and September 2020 compared to the same months of 2019.
- Positive CVA at R\$265 million in 3Q20, an increase of 325.4% compared to 3Q19, which total amount was R\$62 million, due to the sale of the over-contracting in Spot to a PLD lower than the Pmix, the increase of the expenses of Basic Network, the largest expense with Itaipu, among others.

⁹ On December 10, 2014, the four amendment to the concession agreement for distribution was signed by the Company, granting the right and the duty that the remaining balances of any deficiency or refund for tariff at the end of the concession shall be added or deducted from the indemnity amount, which allowed the recognition of balances of such regulatory assets and liabilities.

- VNR of R\$69 million in 3Q20 compared to R\$15 million in 3Q19, due to the IPCA increase that occurred in the period.

5.2.2. Costs and Expenses of Light SESA

Costs and Expenses (R\$ MN)	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Non-Manageable Costs and Expenses	(1,887)	(1,676)	12.5%	(5,427)	(5,547)	-2.2%
Energy Purchase Costs	(1,926)	(1,806)	6.6%	(5,757)	(5,994)	-4.0%
Costs with Charges and Transmission	(367)	(236)	55.4%	(836)	(664)	25.9%
PIS/COFINS Credit on purchase	202	179	13.2%	567	535	5.8%
Crédito ICMS sobre compra de Energia	203	187	8.7%	599	576	4.0%
Manageable Costs and Expenses	(495)	(570)	-13.1%	(1,681)	(1,579)	6.5%
PMSO	(197)	(218)	-9.8%	(617)	(646)	-4.4%
Personnel	(87)	(92)	-5.3%	(292)	(296)	-1.4%
Material	(8)	(5)	52.0%	(20)	(17)	19.3%
Outsourced Services	(113)	(136)	-17.0%	(341)	(392)	-12.9%
Others	11	15	-27.1%	35	58	-39.3%
Provisions - Contingencies	21	(108)	-	(121)	(272)	-55.4%
Provisions - PECLD	(173)	(93)	85.6%	(519)	(237)	119.3%
Depreciation and Amortization	(134)	(133)	1.2%	(402)	(397)	1.4%
Non Operating Result	(12)	(17)	-31.4%	(21)	(27)	-23.6%
Total costs without Construction Revenue	(2,382)	(2,246)	6.0%	(7,109)	(7,126)	-0.2%
Construction Revenue	(230)	(182)	26.8%	(571)	(529)	8.0%
Total Costs	(2,612)	(2,428)	7.6%	(7,680)	(7,655)	0.3%

5.2.2.1. Manageable Costs and Expenses of Light SESA

In this quarter, manageable costs/expenses totaled R\$495 million, 13.1% below that recorded in 3Q19.

The PMSO recorded a 9.8% drop (R\$21 million) compared to 3Q19. The decrease was a consequence of management measures implemented, such as primarization and better control of third-party spending.

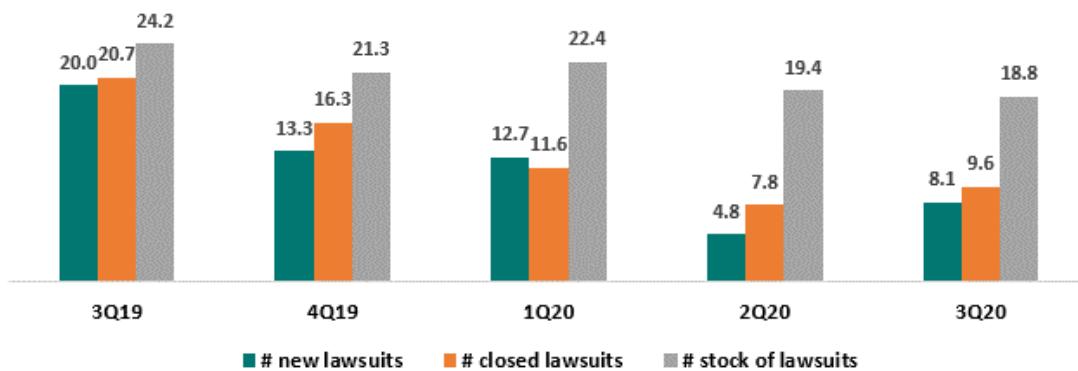
Expenses with PMS, which measures the Company's effective effort to reduce its manageable expenses, decreased R\$25.4 million, or 10.9%, compared to the same quarter of the previous year.

With the advance of the primarization of field teams and the consequent increase in productivity, expenses with Personnel and Services was R\$28.0 million below 3Q19, or 12.3%.

The provisions/contingencies ended the quarter with a positive amount of R\$21 million, against a negative amount of R\$108 million in 3Q19. This result is mainly due to the decrease of 52.8% in JEC provisions. and the reversal of civil and labor provisions (Others), which were R\$26.7 million and R\$33.2 million, respectively. Such reversals were due to the model of hiring the new legal counsels JEC and the review of civil and labor lawsuits involving third parties.

Provisions (R\$ MN)	3Q20	3Q19	Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	Change 9M20/9M19
JEC	(24)	(51)	-52.8%	(79)	(147)	-46.3%
Civil	15	(30)	-	(64)	(90)	-29.0%
Others	30	(27)	-	21	(35)	-
Total	21	(108)	-	(121)	(272)	-55.4%

With respect to JEC provisions, which are directly impacted by the filing of new lawsuits, in the quarterly comparison (3Q20 vs. 3Q19), there is a 59% decrease in the number of new actions, and 47% in the amount of these provisions. This decrease in the filing of new lawsuits is a reflection of the improvement of operational and customer relationship procedures.



We observed a substantial retraction in the number of customer complaints in 3Q20, compared with 3Q19, on all relationship fronts: -32% in the call center and agencies, -24% in the Ombudsman's and -24% at ANEEL. Such indicators show the trend of decrease in the filing of new lawsuits against the Company.

5.2.2.2. Non-Manageable Costs and Expenses of Light SESA

Non-Manageable Costs and Expenses (R\$ MN)	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Use of Basic Network and ONS Charges	(347)	(216)	60.6%	(779)	(610)	27.8%
Connection Charges - Transmission	(19)	(20)	-2.4%	(57)	(55)	4.4%
Itaipu	(421)	(305)	38.0%	(1,175)	(870)	35.0%
Transported Energy - Itaipu	(38)	(31)	22.7%	(98)	(88)	11.8%
TPP Norte Fluminense	(656)	(606)	8.2%	(1,936)	(1,819)	6.5%
PROINFA	(34)	(42)	-18.3%	(102)	(131)	-22.2%
Assured energy Quotas	(174)	(168)	3.4%	(500)	(479)	4.4%
Nuclear Quotas	(60)	(55)	9.4%	(180)	(164)	9.4%
Energy auction	(440)	(482)	-8.9%	(1,403)	(1,513)	-7.3%
Contracts by Availabilities	(189)	(267)	-29.2%	(638)	(883)	-27.8%
Contracts by Quantity	(250)	(215)	16.3%	(765)	(630)	21.4%
Costs with Charges and Transmission	(104)	(118)	-11.5%	(363)	(930)	-61.0%
Sale/ Purchase (Spot)	81	270	-70.1%	(449)	(180)	150.1%
Hydrological Risk	(65)	(264)	-75.6%	(193)	(380)	-49.3%
Effects of Contracts by Availabilities	(75)	(94)	-20.8%	(255)	(270)	-5.8%
ESS	2	7	-78.2%	113	(10)	-
Other	0	(21)	-	1	(37)	-
PIS / COFINS Credit on Purchase	202	179	13.2%	567	535	5.8%
ICMS Credit on Purchase	203	187	8.7%	599	576	4.0%
Total	(1,887)	(1,676)	12.5%	(5,427)	(5,547)	-2.2%

Non-manageable costs and expenses in 3Q20 were R\$1,887 million, R\$211 million, or 12.5% higher compared to the same period of the previous year.

The main variations occurred within the short-term market line (CCEE), among them we highlight:

- i. The lowest receipt of sales in Spot in 3Q20, R\$81 million, against R\$270 million, due to the increase in load and the lowest PLD in the period.

- ii. Less expense with Hydrological risk, due to the higher GSF and lower PLD in the period, resulting from the improvement of the energy framework of the interconnected system, reducing the need for thermoelectric generation.

The main causing for non-manageable costs and expenses was again the devaluation of the Real against the U.S. dollar, which contributed to an increase in expenses with acquisition of energy from Itaipu (R\$116 million) and Norte Fluminense (R\$50 million) plants. The Quota agreements, Angra and CCEARs were also adjusted. Although these expenses increase have a present cash effect, they comprise regulatory assets to be offset in the next tariff adjustment, in March/21.

5.2.3. Variation Offset Account – CVA

Net Regulatory Assets/ Liabilities(R\$ MN)	3Q20	2Q20	1Q20	4Q19	3Q19
Regulatory Assets	619	1,465	1,197	1,077	1,380
Regulatory Liabilities	(799)	(784)	(577)	(415)	(560)
Net Regulatory Assets/ Liabilities	(180)	681	620	662	819

The balance in the compensation account in charge of items of Installment A – CVA at the end of 3Q20 totaled a negative amount of R\$180 million, and comprises (i) the amount of the CVA and the financial items approved by ANEEL and passed on to tariff in the March/20 tariff adjustment, which will be invoiced and repaid in the following months, (ii) the formation of CVA not yet passed on to the tariff, mostly comprised in the accrual from January to September/20, which will be considered by ANEEL in the tariff process of March/21, and (iii) the record of a liability associated with the amounts received from Covid Account, and which should be reverted as a negative financial component until the tariff processes of 2022.

5.2.4. Statement of Financial Result of Light SESA

Financial Result (R\$ MN)	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Financial Revenues	105	1,731	-94.0%	857	1,821	-52.9%
Income from Financial Investments	7	18	-62.4%	19	30	-36.6%
Swap Operations	67	205	-67.5%	712	242	193.5%
Interest on energy accounts and debt installments	20	16	22.7%	56	60	-7.0%
Restatement of Sector's Assets and Liabilities	3	25	-89.5%	29	14	99.0%
Restatement of ICMS calculation basis of PIS/COFINS	5	1,461	-99.6%	-	1,461	-
Others Financial Revenues	3	6	-40.6%	15	12	25.6%
Financial Expenses	(220)	(457)	-51.8%	(1,083)	(828)	30.8%
Debt Expenses (Local Currency)	(84)	(102)	-17.9%	(266)	(328)	-19.0%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(35)	(52)	-32.2%	(126)	(132)	-3.9%
Monetary Variation	(29)	(10)	193.6%	(46)	(75)	-37.9%
Exchange Rate Variation	(56)	(186)	-69.7%	(545)	(150)	264.6%
Swap Operations	-	-	-	-	(1)	-
Itaipu Exchange Rate Variation	(5)	(11)	-54.7%	(63)	(4)	1647.2%
Restatement of provision for contingencies	(3)	(6)	-44.0%	(11)	(12)	-6.1%
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(4)	(3)	4.2%	(8)	(10)	-24.8%
Interest and Fines on Taxes	(0)	(3)	-99.3%	(0)	(7)	-96.5%
Installment Payment - Fines and Interest Rates Law 11	(5)	(1)	341.2%	(6)	(3)	74.7%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	1	(83)	-	(11)	(106)	-89.3%
Total	(116)	1,274	-	(226)	993	-

The statement of financial result in 3Q20 was a negative amount of R\$116 million, vs. a negative amount of R\$187 million in 3Q19, already excluded the extraordinary and non-recurrent amount of R\$1,461 million related to the financial adjustment of the amount related to the favorable decision to exclude the ICMS from the

PIS/COFINS tax base. This decrease in the financial cost occurred mainly due to a decrease of R\$18 million in the line of expenses with debt charges in local currency, and a decrease of R\$17 million in the line of expenses with debt charges in Foreign Currency, the result of successful liability management initiatives conducted since the completion of the follow-on in July/19 and a decrease of the CDI. Comparing the result in 9M20 with a negative amount of R\$226 million, versus the result in 9M19 with a negative amount of R\$468 million (excluding the effect of PIS/COFINS in 3Q19), the decrease in the financial cost totaled R\$242 million, a decrease of 51.7%.

6. Light Energia – Generation

Operating Highlights	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19
Nº of Employees	219	215	1.9%
Installed capacity (MW)	1,188	1,188	0.0%
Light Energia	873	873	0.0%
Participation ¹	315	315	0.0%
Assured energy (Average MW)	882	741	19.1%
Light Energia ²	747	605	23.4%
Participation	136	136	0.0%

¹Proportional stake in associates: Renova, Belo Monte, Guanhães and PCH Paracambi.

² Net assured energy of pumping and internal losses

6.1. Operational Performance

With all measures taken to ensure the health and safety of Company staff in the midst of the pandemic, the power plants of Light Energia continued to operate normally.

6.1.1. Energy Purchases and Sales

Energy Sale (MWh)	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Sales (Free Contracting Environment + Spot)	547	569	-3.8%	547	609	-10.2%
Purchase (Free Contracting Environment + Spot)	51	238	-78.7%	92	142	-35.2%

*Valores incluem a plantas de: Fontes Nova, Nilo Peçanha, Pereira Passos, Ilha dos Pombos, Santa Branca and PVH Lajes

In 3Q20, there was a decrease of 79% in energy purchase in ACL and in Spot, equivalent to an average 187 MW, mainly due to the average GSF of 3Q20 (66%), which was higher than the average GSF of 3Q19 (52%) and to the season policy of the current year with allocation of higher volume of physical guarantee in 3Q20.

This common decrease effect of the PLD and the increase of the GSF were the result of the systemic effect of the pandemic on the country's energy demand, leading to the improvement of the energy conditions of the interconnected system and the decrease of the need for thermoelectric generation.

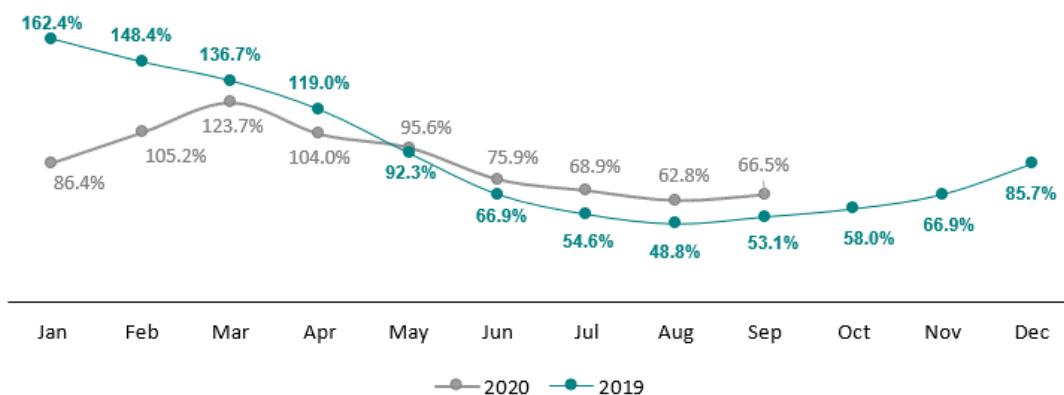
Light Energia is supported by a decision that relieves it from making payments for any exposures in CCEE's monthly settlements. Within this mechanism, it avoids paying energy in the Spot market, protecting its cash flow. However, the total cost and revenue is regularly provisioned in the result. The balance in outstanding liability in September/20, referring to the period from May/15 to September/20, was approximately R\$1.445 billion in the line short-term market trading. On the other hand, the Generator has a balance to be received of R\$644 million, resulting in a net liability, in September/20, of R\$801 million.

On September 8, Law No. 14,052 was sanctioned by the President of the Republic, which establishes new conditions for renegotiation of hydrological risk (GSF) for the free market agents, covering the retroactive effects of hydraulic displacement, motivated by the generation outside the order of merit (GFOM), import of energy without in rem guarantee, delay in the entry of transmission lines and anticipation of the in rem guarantee of structuring hydroelectric plants.

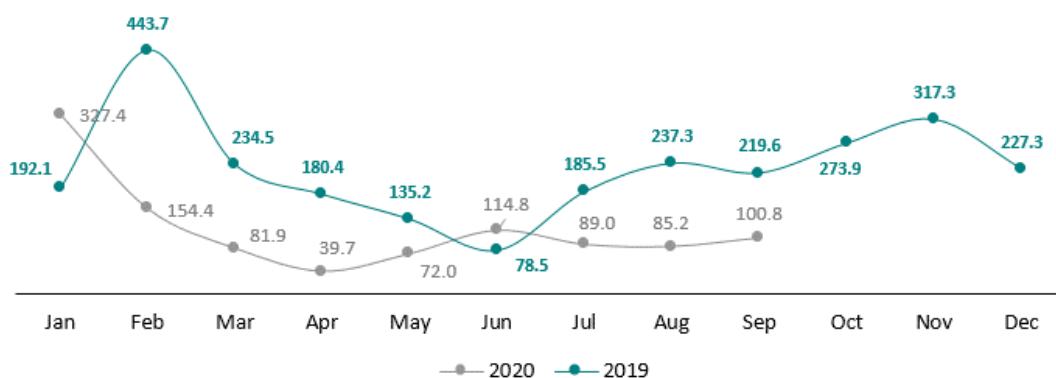
On September 23, ANEEL opened Public Consultation No. 56 to improve the regulations regarding the renegotiation of the GSF. Light Energia, together with other generators and professional associations, has made contributions to adequately recognize the retroactive effects of hydraulic displacement.

Subsequently, on October 16, CCEE determined, preliminary and subject to changes with the conclusion of the regulation by ANEEL, the extension of concession deadlines and the amount to be recognized as regulatory asset of the plants impacted by the GSF. According to these calculations, assets of Light Energia may have their concessions extended from 14 to 16 months and recognize approximately R\$281 million as intangible assets.

GSF - Generation Scaling Factor



**Average Monthly PLD Southeast/Midwest
(R\$/MWh)**



6.1.2. Level of Energy Contracted/Non-contracted in MWm (Light Energia + Lightcom)



6.2. Financial Performance of Light Energia

Income Statement (R\$ MN)	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Net Operating Revenue	265	284	-6.7%	725	778	-6.9%
Operating Expense	(89)	(244)	-63.5%	(286)	(389)	-26.3%
Adjusted EBITDA	190	54	249.5%	481	433	11.2%
Financial Result	(94)	(5)	1792.2%	(113)	(8)	1267.3%
Result before taxes and Equity Income	82	35	134.2%	325	381	-14.7%
Income Tax/Social Contribution	(26)	(9)	203.5%	(105)	(122)	-14.0%
Equity Income	(0)	87	-	(0)	5	-
Net Income/Loss	56	114	-51.0%	220	263	-16.6%
EBITDA Margin	71.7%	19.2%	52.58 p.p.	66.4%	55.6%	10.81 p.p.

6.2.1. Net Revenue and Costs and Expenses of Light Energia

Net Revenue (R\$ MN)	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Generation Sale (ACL)	195	204	-4.3%	589	610	-3.6%
Short-Term	68	78	-12.2%	130	160	-19.0%
Others	2	3	-23.3%	6	8	-20.3%
Total	265	284	-6.7%	725	778	-6.9%

Operating Costs and Expenses (R\$ MN)	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Personnel	(6)	(7)	-10.0%	(18)	(19)	-8.4%
Material and Outsourced Services	(5)	(4)	39.3%	(13)	(12)	14.2%
Purchased Energy / CUSD / CUST	(62)	(220)	-71.7%	(210)	(311)	-32.4%
Depreciation	(14)	(14)	-1.6%	(42)	(42)	-0.1%
Non Operating Result	(0)	-	-	(1)	(1)	-3.9%
Others (includes provisions)	(2)	0	-	(2)	(3)	-42.2%
Total	(89)	(244)	-63.5%	(286)	(389)	-26.3%

In the quarter, there was a decrease of 6.7% (R\$19 million) in the net revenue, compared to the same period of the previous year, due mainly to the decrease in the volume of energy available for sale. Sales in the spot market¹⁰ were made at a lower amount of average PLD SE/CO (R\$91.6/MWh in 3Q20 vs. R\$214,1/MWh in 3Q19).

The costs and expenses closed the 3Q20 at R\$89 million, R\$155 million below the amount recorded in 3Q19, due to the lower GSF in the period.

Expenses with PMS were in line with the same quarter of the previous year.

¹⁰ For the purposes of accounting at CCEE, at the end of each month it is used a reference the GSF=1. In the subsequent month, CCEE informs the adjustment needed for billing, according to the actual GSF calculated.

6.2.2. Statement of Financial Result of Light Energia

Financial Result (R\$ MN)	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Financial Revenues	46	87	-46.6%	435	146	198.5%
Income from Financial Investments	2	11	-82.1%	12	29	-59.0%
Swap Operations	40	75	-46.1%	416	116	257.1%
Restatement of Parcel A and other Financial Items	4	-	-	7	-	-
Financial Expenses	(140)	(91)	52.9%	(547)	(154)	255.2%
Debt Expenses (Local Currency)	(0)	(3)	-83.8%	(1)	(15)	-90.2%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(15)	(17)	-12.4%	(54)	(48)	12.6%
Exchange Rate Variation	(35)	(65)	-46.9%	(338)	(54)	526.5%
Restatement of provision for contingencies	(0)	(0)	1600.0%	(0)	(0)	42.0%
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(0)	(0)	-51.9%	(0)	(1)	-39.9%
Restatement of GSF	(89)	(5)	1774.2%	(150)	(28)	435.3%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	(1)	(1)	-39.8%	(3)	(9)	-65.0%
Total	(94)	(5)	1792.2%	(113)	(9)	1223.5%

In 3Q20, the statement of financial result was a negative amount of R\$94 million, compared to a negative result of R\$5 million in the same period of the previous year. The main reason for this worsening was the adjustment of the GSF passive installment, which is corrected by the IGP-M, which increased 17.9% in the period.

6.2.3. Net Income (Loss) of Light Energia

Net Income/Loss (R\$MN)	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Light Energia (without Stakes)	56	26	114.2%	221	259	-14.7%
Guanhães - Equity Income	(0)	(5)	-91.5%	(1)	5	-
Renova Energia -Equity Income	-	92	-	-	-	-
Net Result	56	114	-51.0%	220	264	-16.7%

Light Energia, excluding participation, made a net profit of R\$56 million in 3Q20 against a profit of R\$26 million in 3Q19. With Renova's sale in October 2019, Light Energia no longer has Equity Income exposure related to this asset.

7. Lightcom - Trading

7.1. Operational Performance of Lightcom

Operating Highlights	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Volume Sold - MWm	627	704	-10.9%	596	663	-10.1%
Average Selling Price (Net of Taxes) - R\$/MWh	176.6	191	-7.3%	184.1	186.6	-1.3%

The volume traded in 3Q20 registered a decrease of 10.7% compared to 3Q19. The main reasons for this negative change were the end of the term of some long-term agreements with final consumers, and a decrease in short-term trading, due to a 57% decrease in the average PLD SE/CO in this quarter (R\$91.6/MWh in 3Q20 vs. R\$214.1/MWh in 3Q19).

The average sale price in this period decreased 7.6% compared to that charged in 3Q19, due to the lower market price for short-term operations.

7.2. Financial Performance of Lightcom

Income Statement (R\$ MN)	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Net Operating Revenue	245	296	-17.4%	721	833	-13.4%
Energy Supply	244	296	-17.4%	721	810	-11.0%
Others	0	0	-33.0%	0	22	-98.3%
 Operating Expenses	 (236)	 (532)	 -55.6%	 (677)	 (992)	 -31.7%
Personnel	(1)	(1)	22.7%	(4)	(3)	28.4%
Material and Outsourced Services	(0)	(0)	37.5%	(1)	(0)	89.4%
Others	(0)	(0)	-48.6%	(1)	(1)	8.6%
Purchased Energy	(235)	(253)	-7.3%	(672)	(710)	-5.4%
Provisions - PECLD Renova	-	(278)	-	-	(278)	-
 Adjusted EBITDA	 9	 (236)	 -	 44	 (159)	 -
EBITDA Margin	3.5%	-79.6%	83.05 p.p.	6.2%	-19.1%	25.25 p.p.
 Recurring EBITDA	 9	 -	 -	 -	 -	 -
Recurring EBITDA Margin	3.5%	0.0%	3.49 p.p.	0.0%	0.0%	0.00 p.p.
 Financial Result	 0	 7	 -95.4%	 2	 27	 -93.3%
Financial Revenue	0	8	-95.3%	2	29	-93.0%
Financial Expense	(0)	(0)	-93.2%	(0)	(1)	-87.8%
 Result Before Taxes and Interests	 9	 (228)	 -	 46	 (132)	 -
 Net Income/Loss	 6	 (151)	 -	 30	 (87)	 -

The Seller recorded an EBITDA of R\$9 million in 3Q20 vs. an EBITDA of R\$42 million in 3Q19 (ex Renova Provision), due to the lower volume traded in the quarter, as explained above and in line with the Company's expectation. The Net Income totaled R\$6 million.

8. Indebtedness

8.1. Light S.A.

R\$ Million	Cost	Current	%	Non Current	%	Total	%
Light SESA	1,787		100.0%	6,935	100.0%	8,722	100.0%
Domestic Currency	1,335		74.7%	5,463	78.8%	6,799	78.0%
Debentures 8th Issuance	CDI + 1.18%	39.2	2.2%	196	2.8%	235	2.7%
Debentures 9th Issuance - Serie A	CDI + 1.15%	250.0	14.0%	-	0.0%	250	2.9%
Debentures 9th Issuance - Serie B	IPCA + 5.74%	216.8	12.1%	434	6.3%	651	7.5%
Debentures 10th Issuance	115% CDI	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
Debentures 12 ^a Issuance 3	IPCA + 9.09%	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
Debentures 13 ^a Issuance	IPCA + 7.44%	-	0.0%	505	7.3%	505	5.8%
Debentures 15 ^a Issuance 1	IPCA + 6.83%	-	0.0%	569	8.2%	569	6.5%
Debentures 15 ^a Issuance 2	CDI + 2.20%	-	0.0%	160	2.3%	160	1.8%
Debentures 16 ^a Issuance 1	CDI + 0.90%	-	0.0%	133	1.9%	133	1.5%
Debentures 16 ^a Issuance 2	CDI + 1.25%	-	0.0%	423	6.1%	423	4.8%
Debentures 16 ^a Issuance 3	CDI + 1.35%	-	0.0%	63	0.9%	63	0.7%
Debentures 17 ^a Issuance 1	CDI + 1.50%	-	0.0%	500	7.2%	500	5.7%
Debentures 17 ^a Issuance 2	CDI + 1.75%	-	0.0%	50	0.7%	50	0.6%
Debentures 17 ^a Issuance 4	IPCA + 5.25%	-	0.0%	153	2.2%	153	1.8%
Debentures 18 ^a	CDI + 2.51%	400.0	22.4%	-	0.0%	400	4.6%
Debentures 19 ^a	IPCA + 5.8%	-	0.0%	503	7.3%	503	5.8%
Debentures 20 ^a	CA + 5.0867 ^b	-	0.0%	601	8.7%	601	6.9%
Promissory notes - 5 ^a PN Sesa	CDI + 1.25%	100.0	5.6%	200	2.9%	300	3.4%
CCB IBM 2017	CDI	0.7	0.0%	-	0.0%	1	0.0%
CCB IBM 2019	CDI	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
BNDES (CAPEX) TJLP **	TJLP + 2.78%	17.0	0.9%	-	0.0%	17	0.2%
BNDES (CAPEX) SELIC **	Selic + 2.78%	11.5	0.6%	-	0.0%	12	0.1%
BNDES (CAPEX) TLP **	IPCA + 6.14%	42.1	2.4%	193	2.8%	235	2.7%
BNDES (CAPEX) Prefixed **	6.00%	13.9	0.8%	41	0.6%	55	0.6%
BNDES Olimpíadas TJLP **	TJLP + 2.89%	7.4	0.4%	1	0.0%	9	0.1%
BNDES Olimpíadas SELIC **	SELIC + 2.58%	2.7	0.1%	0	0.0%	3	0.0%
BNDES Olimpíadas Prefixed **	3.50%	1.6	0.1%	4	0.1%	5	0.1%
FINEP - Innovation and Research	4.00%	23.2	1.3%	15	0.2%	39	0.4%
FIDC 2018 Série A	CDI + 1.20%	185.1	10.4%	606	8.7%	791	9.1%
FIDC 2018 Série B	IPCA + 5.75%	86.2	4.8%	237	3.4%	323	3.7%
Others	-	(61.9)	-3.5%	(123)	-1.8%	(185)	-2.1%
Mutual Liability	-	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
Foreign Currency *	451.3		25.3%	1,472	21.2%	1,923	22.0%
Tesouro Nacional	64.05% CDI	-	0.0%	15	0.2%	15	0.2%
Citibank	CDI + 1.50%	451.3	25.3%	-	0.0%	451	5.2%
Notes Units	142.79% CDI	-	0.0%	1,467	21.1%	1,467	16.8%
Others	-	-	0.0%	(10)	-0.1%	(10)	-0.1%
Light Energia	457.6		100.0%	757.4	100.0%	1,215.0	100.0%
Domestic Currency	6.3		1.4%	29.1	3.8%	35.5	2.9%
Debentures 3rd Issuance	CDI + 1.18%	2.5	0.5%	12.5	1.7%	15.0	1.2%
BNDES Lajes	TJLP + 2.95%	3.9	0.8%	16.7	2.2%	20.6	1.7%
Others	-	(0.0)	0.0%	(0.1)	0.0%	(0.1)	0.0%
Foreign Currency	451.3		98.6%	728.3	96.2%	1,179.5	97.1%
Citibank	CDI + 1.30%	451.3	98.6%	-	0.0%	451.3	37.1%
Notes Units	143.01% CDI	-	0.0%	733.3	96.8%	733.3	60.4%
Others	-	-	0.0%	(5.0)	-0.7%	(5.0)	-0.4%
Light Conecta	0.2		100.0%	0.3	100.0%	0.5	100.0%
BNDES - Conecta (Domestic Currency)**	TJLP + 0.53	0.2	100.0%	0.3	100.0%	0.5	100.0%
Total	2,244			7,693		9,938	

* Costs were considered in Reais, according to their respective swap contracts

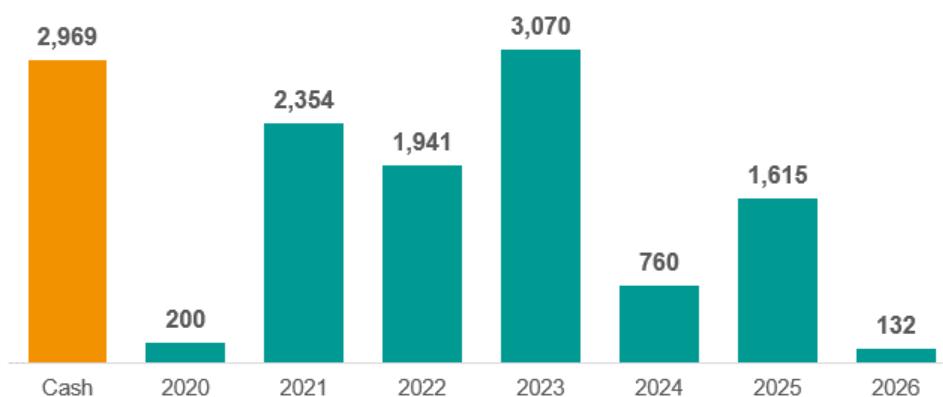
** It was considered the average cost of tranches for each operation

R\$ MN	Light SESA	Light Energia	Conecta	Others Light S.A.	Light S.A. 3Q20	Light S.A. 2Q20	Δ %
Domestic Currency	6,799	35	1	0	6,835	5,894	16.0%
Foreign Currency	1,923	1,180	0	0	3,103	3,010	3.1%
Loans and Financing	3,614	1,200	1	0	4,814	4,822	-0.2%
Debentures	5,108	15	0	0	5,123	4,082	25.5%
Interest	189	22	0	0	211	104	102.1%
Swap Operations	(913)	(512)	0	0	(1,425)	(1,315)	8.3%
Gross Debt	7,998	725	1	0	8,724	7,694	13.4%
Cash and Cash Equivalents	1,778	1,025	15	152	2,969	995	198.6%
Net Debt	6,220	(300)	(14)	(152)	5,754	6,699	-14.1%

The net debt consolidated at the end of 3Q20 was R\$5,754 million, 14.1% below the position recorded in 2Q20, of R\$6,699 million.

Repayment of loans, financing and debentures (R\$MN)

Average maturity: 2.6 years



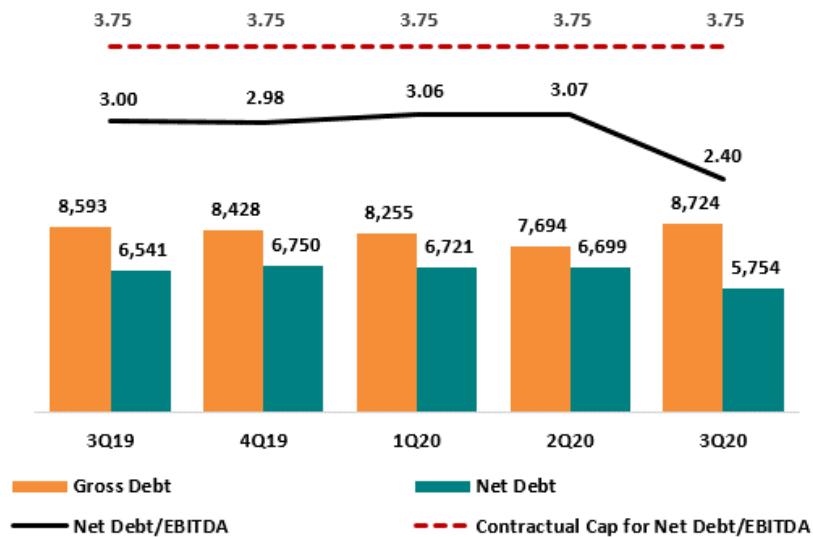
Cash's current strength brings to the Company the tranquility necessary to deal with the short-term uncertainties resulting from the pandemic and debt repayment in 2020 and, also, in 2021.

The Net Debt/EBITDA ratio covenants closed 3Q20 at 2.40x, below those recorded in 2Q20 (3.07x). It is worth remembering that EBITDA for the purposes of the Company's and its subsidiaries' debt covenants excludes non-cash effects, such as Equity Income, Provisions, VNR and Other Operating Revenue/Expenses.

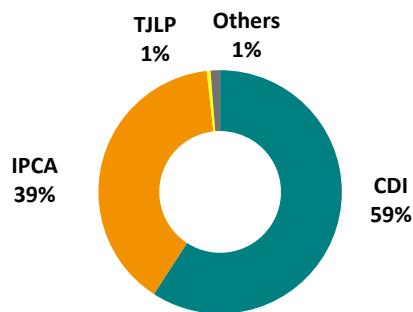
Currently, the Company is quite below the covenants limit contractually established for most of the agreements, which is 3.75x.

Regarding EBITDA/Interest ratio, the Company ended the 3Q20 at 4.18x, above the minimum contractual limit for most of the agreement of 2.0x.

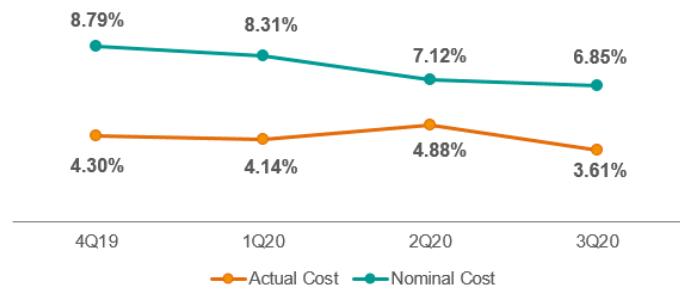
Consolidated gross and net debt (R\$ million)



Debt Indexers¹



Debt costs



Memory of Covenants calculation of debt agreements
(R\$ million)

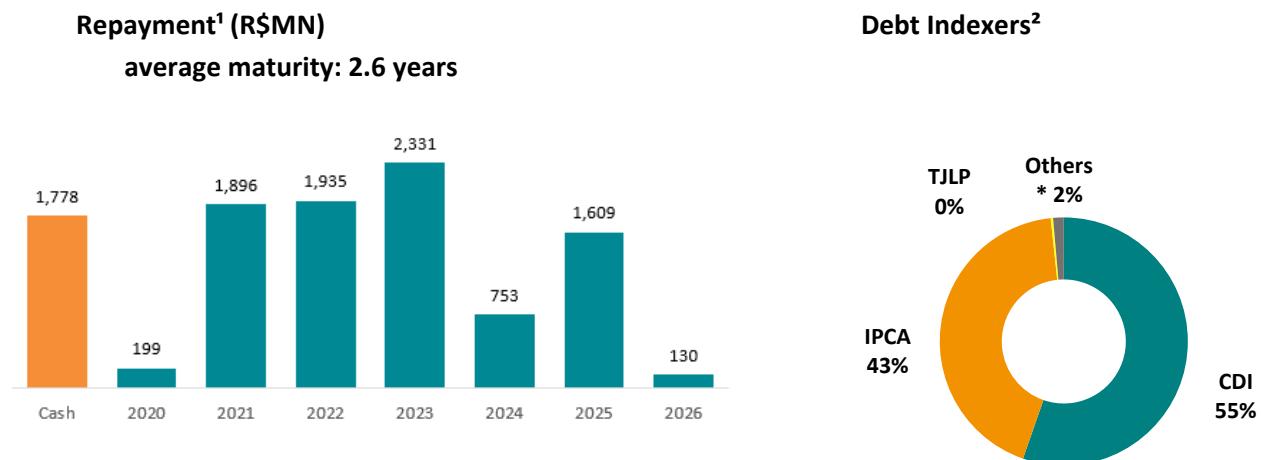
Covenants Multiple - R\$ MN		sep/20	jun/20	mar/20	dec/19	sep/19
Loans and Financing	+	4,864	4,875	4,837	4,334	5,417
Loans and Financing Cost	-	(49)	(53)	(57)	(55)	(68)
Interest related to Loans and Financing	+	90	41	79	28	88
Debentures	+	5,210	4,143	4,519	4,487	3,788
Debentures Cost	-	(87)	(60)	(66)	(71)	(65)
Interest related to Debentures	+	120	63	108	43	107
Swap Operations	+	(1,425)	(1,315)	(1,166)	(338)	(673)
Gross Debt	=	8,724	7,694	8,255	8,428	8,593
Cash	-	2,969	995	1,534	1,678	2,052
Net Debt (a)	=	5,754	6,699	6,721	6,750	6,541
EBITDA CVM (12 months)		1,030	1,602	1,754	1,875	2,358
Equity Income (12 months)	-	(44)	37	(50)	(38)	(31)
Provision (12 months)	-	(1,393)	(1,718)	(1,586)	(1,540)	(919)
Other Operational Revenues/Expenses (12 months)	-	(42)	(47)	(49)	(49)	(85)
Regulatory Assets and Liabilities (12 months)	+	(114)	(60)	(154)	(153)	(124)
Other Revenue -PIS/COFINS credit		-	1,086	1,086	1,086	-
EBITDA for Covenants (12 months) (b)	=	2,395	2,184	2,199	2,262	2,183
Interests (c)		572	628	649	669	699
		-	-	-	-	-
Net Debt/EBITDA for Covenants (a/b)		2.40	3.07	3.06	2.98	3.00
Contractual Cap for Dívida Líquida/EBITDA		3.75	3.75	3.75	3.75	3.75
EBITDA for Covenants/Interest (b/c)		4.18	3.48	3.39	3.38	3.12
Contractual Lower Limit for EBITDA/Juros		2.00	2.00	2.00	2.00	2.00

Corporate ratings

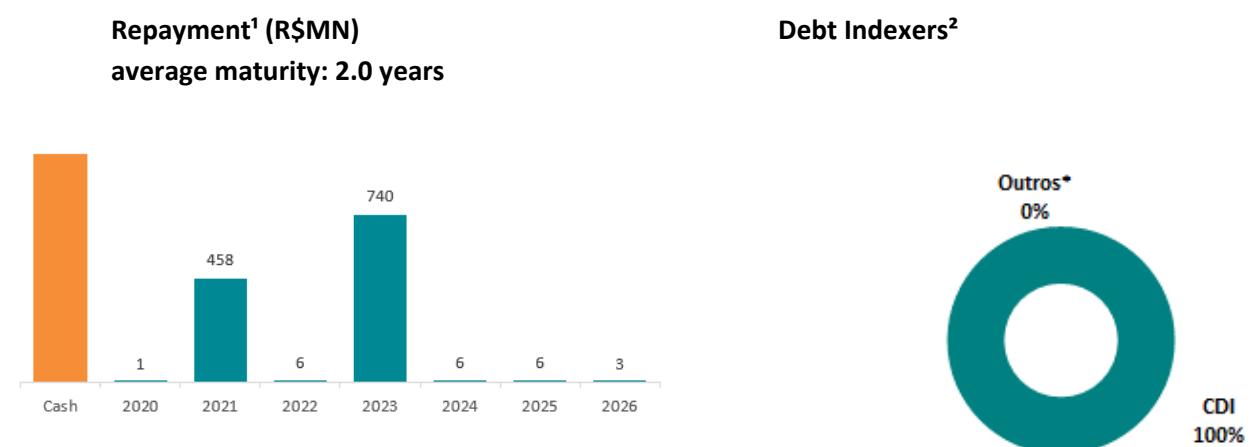
Ratings	Grade		Date
	National	Foreign	
Fitch	A+	BB-	04/24/2020
Standard & Poors	AA+	-	07/15/2019
Moody's	A2.br	Ba3	09/30/2020

8.2. Debt Breakdown.

Light SESA



Light Energia



¹ Principal of loans and financing and debentures.

² Takes into account Hedge

*Equivalent to the sum of fixed cost, Libor and change of U.S. dollar

9. Consolidated Investment

Capex (R\$ MM)	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Distribution	210	202	4.4%	544	522	4.2%
Engineering	125	135	-7.4%	342	369	-7.2%
Commercial	86	67	28.1%	201	153	31.7%
Non-electrical Assets	23	19	21.5%	58	46	27.1%
Generation	20	16	26.0%	38	34	10.5%
Total	253	236	7.2%	640	602	6.3%
Capital Contribution	1	23	-97.1%	1	50	-98.6%
Belo Monte	-	-	-	0	0	0.0%
Itaocara	1	23	-97.1%	1	23	-97.1%
Guanhães	-	-	-	-	21	-
Axxiom	-	-	-	-	6	-
Total Capex (includes transfers to subsidiaries)	254	259	-2.1%	641	652	-1.7%

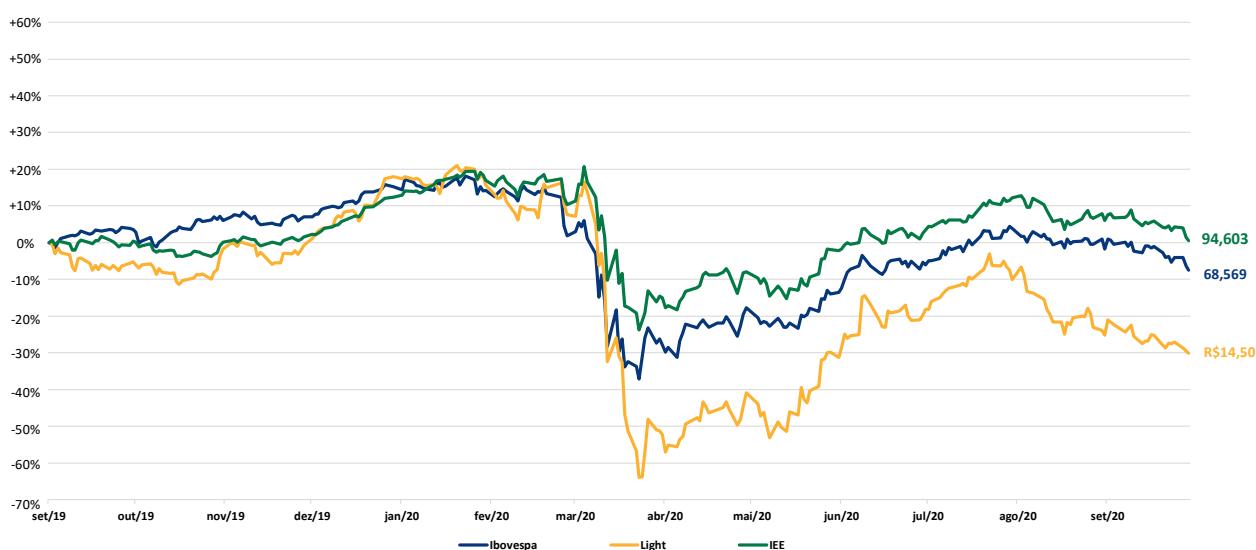
The Company's consolidated Capex, excluding contributions, was 7.2% higher than in 3Q19. In 3Q20, highlighting the intensification of investments to fight against losses, such as normalization of customers, new projects with focus on the incorporation of energy and improvement of the quality of electronic measurement.

10. Capital Markets

The shares of Light S.A. (LIGT3) were quoted at R\$14.50 at the end of September/20. The Company's market value ended the quarter at R\$4.4 billion.

Performance of Light's shares vs. Ibovespa vs. IEE

On a 100 base on 09/01/19



Market Information	3Q20	3Q19
Traded Volume Average – LIGT3 (R\$MN)	41	27.4
Shares Average – LIGT3 (R\$ / share)	16.6	19.6
ADTV 90 days (R\$MN)	45.5	48
Price Change – LIGT3	-12.5%	23.7%
Price Change – IEE	-2.3%	13.3%
Price Change - IBOV	-0.5%	4.8%

11. Performance in environmental, social and governance issues (ESG)

Our commitment to sustainability began in 2005, when Light joined B3's New Market, which was ratified in 2007 with the adhesion to the United Nations Global Compact. Since 2007, we have integrated the ISE B3 portfolio, which comprises the listed companies with the best corporate sustainability practices in Brazil.

The following indicators are selected based on the analysis of the main ESG aspects addressed by the market or by existing frameworks (GRI, SASB, PRI, ISE, etc.):

Main Indicators	3Q20	3Q19	Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	Change 9M20/9M19
Environmental						
% of sites certified SGI (Light Energia)	100%	100%	0.0 p.p.	100%	100%	0.0 p.p.
% of sites certified SGA (Light SESA)	88%	88%	0.0 p.p.	88%	88%	0.0 p.p.
% of generation from renewable sources	100%	100%	0.0 p.p.	100%	100%	0.0 p.p.
Water consumption by employee (m³)	4.09	6.28	-34.9%	13.39	22.01	-39.2%
Energy consumption by employee (MWh)	5.33	6.05	-12.0%	15.85	18.44	-14.0%
Social						
Own staff	5,407	4,732	14.3%	5,407	4,732	14.3%
Outsourced staff	6,157	7,435	-17.2%	6,157	7,435	-17.2%
% of women at Light	18.4%	22.2%	-3.8 p.p.	18.4%	22.2%	-3.8 p.p.
% of women in management positions	27.2%	22.8%	4.4 p.p.	27.2%	22.8%	4.4 p.p.
Average hours of employees training	12.9	7.4	74.3%	39.4	22.1	78.3%
Turnover rate	3.2%	2.7%	0.5 p.p.	10.4%	5.8%	4.6 p.p.
Accident frequency rate	2.48	2.69	-7.8%	2.14	3.54	-39.5%
Accident severity rate	79	160	-50.6%	66	134	-50.7%
Complaints by total customers	7.65%	11.94%	-4.3 p.p.	27.62%	59.20%	-31.6 p.p.
Governance						
% of independent directors	77.8%	55.6%	22.2 p.p.	77.8%	55.6%	22.2 p.p.
% of women in Top Management	26.7%	20.0%	6.7 p.p.	26.7%	20.0%	6.7 p.p.
Shares held by Top Management	37.750	45.200	-16.5%	37.750	45.200	-16.5%
Average age of Top Management	53	52	1.9%	53	52	1.9%
Others						
Distribution network (km)	79.164	78.417	1.0%	79.164	78.417	1.0%
Investments in Energy Efficiency (R\$ MN)	8.07	5.32	51.6%	27.31	19.07	43.2%
Investments in P&D (R\$MN)	4.19	7.17	-41.5%	15.48	20.53	-24.6%
Universal access to electricity	100%	100%	0.0 p.p.	100%	100%	0.0 p.p.

Among the main changes verified, we highlight:

- Decrease in the rates of frequency and severity of accidents, due to the strengthening of a corporate culture that values the prevention and awareness of the relevance of safety in field activities.
- Decrease in the number of third parties with increase of own employees due to the primarization of field activities and the resizing of teams aspersing by vendors.
- Increase in the average of hours of training for formation of new employees hired for the primarization program, and also for greater dissemination of the culture with focus in results.
- Decrease in the claims resulting from the implantation and revision of processes linked to the customer relationship and experience.

- Increase of investment in power efficiency with greater availability of resources in the Public Call for Projects in compliance with regulatory requirements. The projects carried out are in line to the strategy of the Company and to the commitment with the efficient use of the natural resources.
- Significant increase in the participation of women in leadership positions, despite the decrease of the percentage of women in the Light staff. This is due to the procedure of primarization of relationship agents, electricians and technician, where male candidates are predominant.

ANNEX I – Generation Assets

Existing Power Plants	Current Generation Park					Light's stake
	Installed Capacity (MW) ¹	Assured Energy (MWm) ¹	Operation Start	Concession / Authorization Expiration Date		
Fontes Novas	132	99	1940	2026	100%	
Nilo Peçanha	380	334	1953	2026	100%	
Pereira Passos	100	49	1962	2026	100%	
Ilha dos Pombos	187	109	1924	2026	100%	
Santa Branca	56	30	1999	2026	100%	
Elevatórias	-	-101	-	-	-	
PCH Lajes	18	17	2018	2026	100%	
PCH Paracambi	13	10	2012	2031	51%	
Belo Monte	280	114	2016	2045	2.49%	
Guanhães	22	12	2018	2047	51%	
Total	1188	672	-	-	-	-

¹Light's proportional interest

ANNEX II- CVM EBITDA Reconciliation

CVM EBITDA (R\$ MN)	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Net Operating Revenue (A)	136	1,519	-91.0%	258	1,694	-84.8%
Social Contributions & Income Tax (B)	(23)	(2)	1231.9%	(616)	(139)	344.2%
Deferred Income Tax (C)	(51)	(747)	-93.1%	493	(747)	-
EBT (A - (B + C))	210	2,268	-90.7%	381	2,580	-85.2%
Depreciation (D)	(148)	(147)	0.9%	(445)	(440)	1.2%
Financial Expenses Revenue (E)	(207)	1,277	-	(333)	1,015	-
CVM EBITDA ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	566	1,138	-50.3%	1,159	2,004	-42.2%

ANNEX III – Income Statement

Light SESA

Income Statement (R\$ MN)	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Operating Revenues	4,496	5,228	-14.0%	13,014	14,839	-12.3%
Electricity Sales	3,348	3,262	2.7%	10,299	11,272	-8.6%
CVA	265	62	325.4%	255	94	171.4%
Construction Revenues	230	182	26.8%	571	529	8.0%
Other Revenues	653	636	2.7%	1,890	1,859	1.7%
Deductions From Operating Revenues	(1,637)	(1,664)	-1.6%	(5,072)	(5,812)	-12.7%
Net Operating Revenues	2,859	3,564	-19.8%	7,942	9,028	-12.0%
Electricity Costs	(2,117)	(1,858)	13.9%	(5,998)	(6,076)	-1.3%
Operating Expenses	(349)	(420)	-16.8%	(1,258)	(1,155)	9.0%
Personnel	(87)	(92)	-5.3%	(292)	(296)	-1.4%
Material	(8)	(5)	52.0%	(20)	(17)	19.3%
Third party services	(113)	(136)	-17.0%	(341)	(392)	-12.9%
Provisions	(152)	(202)	-24.4%	(641)	(509)	25.9%
Others	11	15	-27.1%	35	58	-39.3%
Adjusted EBITDA	393	1,286	-69.4%	686	1,797	-61.8%
Depreciation and amortization	(134)	(133)	1.2%	(402)	(397)	1.4%
Other operating revenues/expenses	(12)	(17)	-31.4%	(21)	(27)	-23.6%
Operating Income	247	1,136	-78.3%	263	1,373	-80.9%
Net Financial Result	(116)	1,274	-	(226)	993	-
Financial Revenues	105	1,731	-94.0%	857	1,821	-52.9%
Financial Expenses	(220)	(457)	-51.8%	(1,083)	(828)	30.8%
Income before tax	131	2,410	-94.6%	38	2,367	-98.4%
Income Tax / Social Contribution	(20)	2	-	(604)	2	-
Deferred Taxes	(25)	(819)	-97.0%	602	(809)	-
Net Income	87	1,593	-94.6%	35	1,558	-97.7%

Light Energia

Income Statement (R\$ MN)	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Operating Revenues	298	319	-6.5%	825	882	-6.5%
Energy supply - Energy sales	219	229	-4.3%	672	693	-3.1%
Energy supply - Spot	77	87	-11.7%	147	181	-18.7%
Others - TUSD	2	2	-6.5%	6	7	-13.1%
Others	0	1	-93.3%	1	1	-59.4%
Deductions from Operating Revenues	(34)	(36)	-5.4%	(101)	(104)	-3.1%
Net Operating Revenues	265	284	-6.7%	725	778	-6.9%
Electricity Costs	(62)	(220)	-71.7%	(210)	(311)	-32.4%
Operating Expenses	(13)	(10)	27.8%	(33)	(34)	-3.8%
Personnel	(6)	(7)	-10.0%	(18)	(19)	-8.4%
Material	(0)	(0)	108.9%	(1)	(1)	31.9%
Third party services	(4)	(3)	34.7%	(12)	(11)	13.1%
Provisions	(0)	2	-	2	2	25.1%
Others	(1)	(2)	-27.8%	(4)	(5)	-18.9%
Adjusted EBITDA	190	54	249.5%	481	433	11.2%
Depreciation and amortization	(14)	(14)	-1.6%	(42)	(42)	-0.1%
Other operating revenues/expenses	(0)	-	-	(1)	(1)	-3.9%
Operating income	176	40	339.2%	438	390	12.5%
Equity Income	(0)	87	-	(0)	5	-
Net Financial Result	(94)	(5)	1792.2%	(113)	(8)	1267.3%
Financial Revenues	46	87	-46.6%	435	146	198.5%
Financial Expenses	(140)	(91)	52.9%	(547)	(154)	255.8%
Income before Tax	82	122	-33.0%	325	386	-15.8%
Income Tax / Social Contribution	(0)	13	-	(1)	(91)	-99.0%
Deferred Taxes	(26)	(22)	18.3%	(104)	(32)	228.2%
Net Income	56	114	-51.0%	220	263	-16.6%

ANNEX (IV) Statement of Financial Result

LIGHT S.A.

Financial Result (R\$ MN)	3Q20	3Q19	% Change 3Q20/3Q19	9M20	9M19	% Change 9M20/9M19
Financial Revenues	150	1,827	-91.8%	1,291	2,000	-35.5%
Income from Financial Investments	10	31	-69.3%	34	63	-46.2%
Swap Operations	107	279	-61.7%	1,127	358	214.7%
Moratory Increase / Debts Penalty	20	16	22.7%	56	60	-7.0%
Restatement of Sector's Assets and Liabilities	3	25	-89.5%	31	15	99.1%
Restatement of ICMS calculation basis of PIS/COFINS	5	1,461	-99.6%	-	1,461	-
Others Financial Revenues	5	13	-61.6%	18	42	-57.6%
Financial Expenses	(357)	(550)	35.2%	(1,624)	(984)	64.9%
Debt Expenses (Local Currency)	(80)	(105)	-23.3%	(260)	(343)	-24.2%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(50)	(69)	-27.2%	(181)	(180)	0.5%
Monetary Variation	(29)	(10)	193.8%	(46)	(75)	-38.0%
Exchange Rate Variation	(91)	(251)	-63.8%	(883)	(204)	334.1%
Itaipu Exchange Rate Variation	(5)	(11)	-54.7%	(63)	(4)	1647.2%
Restatement of provision for contingencies	(3)	(6)	-49.8%	(11)	(13)	-11.1%
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(4)	(4)	1.2%	(8)	(11)	-25.5%
Interest and Fines on Taxes	(0)	(3)	-99.3%	(0)	(7)	-95.2%
Installment Payment - Fines and Interest Rates Law 11.941/09 (REFIS)	(5)	(1)	341.2%	(6)	(3)	74.7%
Restatement of GSF	(89)	0	-	(150)	(23)	552.4%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	(0)	(89)	-99.9%	(15)	(124)	-88.1%
Total	(207)	1,277	-	(333)	1,015	-

ANNEX V – Balance Sheet

Light S.A. (R\$ million)

ASSETS	3Q20	4Q19
Current	7,352	5,354
Cash and cash equivalent	269	996
Marketable securities	2,701	682
Receivable accounts	2,902	2,537
Inventories	64	60
Taxes and contributions recoverable	675	81
Income tax and social contribution recoverable	167	135
Sector's financial assets	-	550
Prepaid expenses	17	23
Receivables from services rendered	36	31
Swap derivative financial instruments	225	-
Other current assets	297	260
Non-current	18,225	18,490
Receivable accounts	944	1,113
Taxes and contributions recoverable	4,774	6,257
Deferred taxes	431	36
Swap derivative financial instruments	1,200	373
Deposits related to litigation	252	273
Sector's financial assets	-	113
Concession financial asset	4,941	4,748
Contractual asset	888	497
Investments	557	579
Fixed assets	1,594	1,587
Intangible	2,540	2,837
Right of use asset	104	77
Total Assets	25,577	23,844
LIABILITIES	3Q20	4Q19
Current	6,190	5,178
Suppliers	2,679	2,546
Taxes and contributions	166	172
Income tax and social contribution payable	1	38
Loans and financing	1,453	551
Debentures	1,002	836
Passivos financeiros do setor	97	-
Dividends payable	-	315
Labor obligations	109	86
Leasing	45	32
Other obligations	638	600
Non-current	12,577	12,436
Loans and financing	3,452	3,756
Debentures	4,241	3,623
Swap derivative financial instruments	-	35
Taxes and contributions	201	348
Deferred taxes	303	400
Sector financial liabilities	82	-
Uncovered equity income	22	22
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	497	543
Leasing	63	48
Amounts to be refunded to consumers	3,666	3,606
Other obligations	49	54
Shareholders' Equity	6,810	6,231
Capital Stock	4,051	4,051
Capital reserves	9	3
Profit reserves	2,273	1,958
Asset valuation adjustments	308	320
Other comprehensive income	(101)	(101)
Retained Earnings	270	-
Total Liabilities	25,577	23,844

Light SESA (R\$ million)

ASSTES	3Q20	4Q19
Current	5,219	3,780
Caixa e equivalentes de caixa	121	554
Marketable securities	1,657	327
Receivable accounts	2,139	1,824
Inventories	58	56
Taxes and contributions recoverable	673	77
Income tax and social contribution recoverable	116	89
Sector's financial assets	-	550
Prepaid expenses	17	21
Swap derivative financial instruments	112	-
Receivables from services rendered	34	31
Other current assets	292	252
Non-current	15,896	16,402
Receivable accounts	923	1,090
Taxes and contributions recoverable	4,774	6,257
Deferred taxes	400	-
Deposits related to litigation	248	269
Swap derivative financial instruments	800	249
Sector's financial assets	-	113
Concession financial asset	4,941	4,748
Contractual asset	888	497
Investments	29	29
Fixed assets	102	74
Intangible	254	245
Right of use asset	2,536	2,833
Total Assets	21,114	20,182
LIABILITIES	3Q20	4Q19
Current	4,166	3,715
Suppliers	1,192	1,242
Taxes and contributions	149	165
Income tax and social contribution payable	0	1
Loans and financing	976	540
Debentures	1,000	833
Dividends payable	-	274
Labor obligations	98	77
Sector financial liabilities	97	-
Leasing	43	30
Other obligations	610	552
Non-current	11,482	11,310
Loans and financing	2,706	2,896
Debentures	4,229	3,609
Swap derivative financial instruments	-	18
Sector financial liabilities	82	-
Taxes and contributions	201	348
Deferred taxes	-	202
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	493	540
Leasing	63	46
Amounts to be refunded to consumers	3,666	3,606
Other obligations	41	46
Shareholders' Equity	5,467	5,158
Capital Stock	4,146	4,146
Capital reserves	7	7
Special reserves	274	-
Profit reserves	1,101	1,101
Other comprehensive income	(97)	(97)
Retained Earnings	35	-
Total Liabilities	21,114	20,182

Light Energia (R\$ million)

ATIVO	3Q20	4Q19
Circulante	1,948	1,427
Cash and cash equivalent	96	342
Marketable securities	930	338
Receivable accounts	792	734
Recoverable taxes and contributions	5	2
Provided services	1	-
Inventories	6	4
Swap derivative financial instruments	112	-
Prepaid expenses	0	2
Other current assets	5	5
Non-current	1,842	1,570
Swap derivative financial instruments	400	124
Contingency deposits	4	3
Investments	136	136
Fixed assets	1,299	1,301
Intangible	1	2
Right of use asset	2	3
Total Assets	3,790	2,998
LIABILITIES	3Q20	4Q19
Current	2,079	1,392
Suppliers	1,467	1,285
Taxes and contributions payable	14	4
Income tax and social contribution	0	37
Loans and financing	477	11
Debentures	3	3
Dividends payable	84	-
Labor obligations	8	7
Leasing	2	1
Other obligations	26	45
Non-current	1,072	1,102
Loans and financing	745	860
Debentures	12	15
Deferred taxes	303	199
Derivative financial instruments swap	-	16
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	3	3
Leasing obligations	1	2
Other obligations	7	8
Shareholders' Equity	639	503
Capital Stock	77	77
Capital reserves	25	25
Proposed additional dividends	-	84
Asset valuation adjustments	332	320
Other comprehensive income	(4)	(4)
Accumulated Profits (losses)	208	-
Total Liabilities	3,790	2,998

ANNEX IV - Cash Flow

Light S.A. (R\$ million)

R\$ MN	9M20	9M19
Net cash generated by operating activities	1,671	239
Cash generated by (used in) operations	1,021	1,322
Net income before income tax and social contribution	381	2,580
Allowance for doubtful accounts	519	515
Depreciation and amortization	445	440
Loss from the sale or write-off of intangible assets/property, plant and equipment/investment	23	45
Exchange and inflation adjustment losses from financial activities	930	278
Financial provisions and update for tax, civil, labor and regulatory risks and financial update of deposits related to litigation	155	278
Adjustment to present value and prepayment of receivables	(0)	(1)
Interest expense on loans, borrowings and debentures	414	523
Interest over lease obligations	5	6
Swap variation	(1,127)	(358)
Equity in the earnings of subsidiaries	16	10
Effect of PIS/COFINS Credits on ICMS	(25)	(2,480)
Stock option granted	6	2
Loss on investments measured at cost	-	1
Fair value of the concession's indemnifiable assets	(72)	(111)
Recognition and restatement of financial assets and liabilities of the sector	(650)	(404)
Changes in assets and liabilities	650	(1,083)
Marketable securities	(14)	(128)
Consumers, concessionaires and permissionaires	(715)	(113)
Dividends received	7	3
Taxes fees and contributions to offset	946	(118)
Financial assets and liabilities of the sector	1,492	295
Inventories	(4)	(4)
Receivables from services rendered	(4)	9
Prepaid expenses	6	6
Deposits related to litigation	3	(11)
Other assets	(37)	(226)
Suppliers	144	148
Labor obligations	22	24
Taxes, fees and contributions payable	(764)	(68)
Payment of provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	(183)	(227)
Other liabilities	32	(176)
Swap derivative financial instruments	40	13
Interest paid	(274)	(427)
Income tax and social contribution paid	(47)	(84)
Net cash used in investing activities	(2,650)	(1,130)
Receivables from sale of equity stakes	-	14
Acquisition of property, plant and equipment	(52)	(40)
Acquisition of intangible and contractual assets	(592)	(563)
Permanent investment acquisitions/financial investments - Investees' contribution	(1)	(50)
Redemption of financial investments	1,298	1,513
Financial investments	(3,302)	(2,004)
Net cash generated by (used in) financing activities	252	640
Receipt for issuing shares	-	1,825
Payment of lease obligations	(33)	(28)
Loans, borrowings and debentures	1,465	1,212
Amortization of loans, borrowings and debentures	(1,180)	(2,370)
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	(728)	(251)
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	996	707
Cash and cash equivalents at the end of the year	269	456

Light SESA (R\$ million)

R\$ MN	9M20	9M19
Cash generated by (used in) operations	1,344	(202)
Net income before income tax and social contribution	37	2,366
Allowance for doubtful accounts	519	237
Depreciation and amortization	402	397
equipment	23	43
Exchange and monetary losses (gains) from financial activities	592	224
Financial provisions and update for tax, civil, labor and regulatory risks and financial update of deposits related to litigation	154	279
Adjustment to present value and prepayment of receivables	(0)	(1)
Interest expense on loans, borrowings and debentures	371	460
Interest over lease obligations	5	6
Effect of PIS/COFINS Credits on ICMS	(25)	(2,480)
Gains (losses) on investments valued at cost	-	1
Swap variation	(712)	(242)
Fair value of the concession's indemnifiable assets	(72)	(111)
Recognition and restatement of financial assets and liabilities of the sector	(650)	(404)
Changes in assets and liabilities	698	(976)
Marketable securities	99	(107)
Consumers, concessionaires and permissionaires	(668)	(128)
Taxes, fees and contributions to offset	176	(181)
Financial assets and liabilities of the sector	1,492	295
Inventories	(2)	(3)
Receivables from services rendered	(3)	9
Prepaid expenses	4	4
Deposits related to litigation	4	(10)
Other assets	(39)	(38)
Suppliers	(37)	(56)
Labor obligations	21	23
Payment of provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	(183)	(227)
Other liabilities	53	(297)
Derivative financial instruments - swaps	29	108
Interest paid	(247)	(369)
Net cash used in investing activities	(2,036)	(677)
Acquisition of property, plant and equipment	(14)	(8)
Acquisition of intangible and contractual assets	(592)	(563)
Redemption of financial investments	1,516	1,049
Financial investments	(2,945)	(1,155)
Net cash generated by (used in) financing activities	259	678
Aumento de capital	-	1,832
Loans, borrowings and debentures	1,965	878
Amortization of loans, borrowings and debentures	(1,674)	(2,006)
Payment of lease obligations	(31)	(27)
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	(434)	(202)
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	554	491
Cash and cash equivalents at the end of the year	121	289

Light Energia (R\$ million)

R\$ MN	9M20	9M19
Net cash generated by operating activities	387	448
Cash generated by (used in) operations	325	386
Net income before income tax and social contribution	42	42
Depreciation and amortization and equipment	0	0
	338	54
Exchange and monetary losses (gains) from financial activities	0	(2)
Provision for contingencies and restatement	50	63
Interest expense on loans, borrowings and debentures	7	-
Swap variation	(416)	(116)
Equity in the earnings of subsidiaries	1	(5)
Changes in assets and liabilities	39	25
Marketable securities	(4)	(20)
Concessionaires and permissionaires	(58)	(32)
Inventories	(2)	(1)
Prepaid expenses	1	2
Deposits related to litigation	(0)	(1)
Other assets	(0)	(2)
Suppliers	182	158
Labor obligations	1	1
Taxes, fees and contributions payable	7	(2)
Provisions	(0)	(0)
Other liabilities	(20)	8
Derivative financial instruments - swaps	11	5
Interest paid	(34)	(58)
Interest received	(7)	-
Income tax and social contribution paid	(38)	(34)
Net cash used in investing activities	(626)	(403)
Acquisition of property, plant and equipment	(38)	(32)
Acquisition of intangible assets	(0)	(0)
Redemption of financial investments	354	457
Financial investments	(942)	(808)
Capital increase in investees	-	(21)
Net Cash Generated By (Used In) Financing Activities	(7)	(29)
Payment of finance lease obligations	(1)	(1)
Loans, borrowings and debentures	-	334
Amortization of loans, borrowings and debentures	(5)	(361)
Net Increase (Decrease) In Cash And Cash Equivalents	(246)	16
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	342	90
Cash and cash equivalents at the end of the year	96	105