

RELEASE | 1T 2020

RE SUL TA DOS

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

APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

8 DE MAIO DE 2020

Português

14h (Brasília) - 13h (EST)

Zoom ID: 819-7605-7007

Inglês

15h (Brasília) - 14h (EST)

Zoom ID: 832-8209-2374



EBITDA
R\$466 MM

LUCRO LÍQUIDO
R\$167 MM

DÍVIDA LÍQUIDA
R\$6.721 MM

Índice Brasil **IBRX**

ISEB3

Índice de
Energia
Elétrica **IEE**

Índice de
Ações com Governança
Corporativa Diferenciada **IGC**

Índice de
Ações com Tag Along
Diferenciado **ITAG**

Rio de Janeiro, 07 de maio de 2020.

Light reduz perda de energia e consolida tendência de melhoria de resultado na Distribuidora

Destaques Financeiros

- **O EBITDA consolidado foi de R\$466 milhões no 1T20**, o que representou uma queda de R\$109 milhões ou 19% em relação ao 1T19. Essa redução pode ser explicada, principalmente, pelos resultados da Geradora em função do GSF, que foi significativamente menos favorável no 1T20 e fez com que se registrasse uma menor venda de energia excedente no trimestre.
- **O EBITDA da Light SESA, por sua vez, cresceu 4,3%** com relação ao mesmo período do ano anterior, refletindo, principalmente, a **queda nas perdas de energia e a redução do PMS**.
- **O lucro líquido consolidado no trimestre foi de R\$167 milhões**, em linha com o valor do 1T19, de R\$164 milhões. Destaca-se o lucro de R\$62 milhões da Distribuidora no 1T20 frente a um prejuízo de R\$25 milhões no mesmo trimestre do ano anterior, em razão do melhor resultado financeiro no período decorrente do ganho com a marcação a mercado das operações de *swap* de dívida.
- **O PMSO, excluído o gasto não-recorrente de R\$12,4 milhões do Programa de Demissão Voluntária (PDV), lançado em outubro/19, ficou R\$3 milhões acima do 1T19. O PMS consolidado, excluído o PDV, reduziu 4,4% no 1T20.**
- **A PECLD no 1T20 foi de R\$123 milhões (vs. R\$73 milhões no 1T19), representando 2,3% da receita bruta (12 meses).** O índice ficou 0,4 p.p. acima do valor registrado em dezembro/19, em razão do avanço das iniciativas de regularização de clientes, conforme a expectativa da Companhia.
- **O indicador de Dívida Líquida/EBITDA finalizou o 1T20 em 3,06x**, acima do valor apurado no 4T19 (2,98x) e abaixo do limite de 3,75x, estabelecido como *covenant* na maioria dos contratos de dívida. **A dívida líquida no final de março/20 ficou em R\$6.721 milhões.**
- **O caixa consolidado fechou o trimestre em R\$1.534 milhões**, frente a um vencimento de dívida de R\$1.207 milhões até o final do ano. Em abril, a Light recebeu **R\$105 milhões de repasse de fundos setoriais, captou R\$400 milhões em debêntures** e, como forma de preservação de caixa, seus **acionistas aprovaram em assembleia a retenção de dividendos referentes a 2019**, que serão pagos em exercícios futuros.

Destaques Financeiros (R\$ MM)	1T20	1T19	Varição 1T20/1T19
Receita Líquida*	2.895	3.179	-8,9%
PMSO	241	225	7,1%
EBITDA Ajustado ¹	466	575	-19,0%
Lucro/Prejuízo Líquido	167	164	1,5%
Dívida Líquida/EBITDA - covenants (x)	3,06	3,70	-17,4%
PECLD/ROB (12 meses)	2,3%	2,1%	0,2 p.p.
CAPEX Light	182	164	11,2%
Geração Líquida de Caixa Operacional	208	154	35,2%

* Desconsiderando receita de construção.

Destaques Operacionais

- **A perda total sobre a carga fio (12 meses) encerrou o 1T20 em 25,44%, 0,6 p.p. abaixo** do resultado observado em dezembro/19, de 26,04%. Com relação ao volume de perda total (12 meses), observa-se uma queda de 472 GWh no 1T20 (9.264 GWh) em comparação com o 4T19 (9.736 GWh). A perda total ex-REN (12 meses) encerrou o trimestre em 26,09%, ou 0,5 p.p. abaixo do 4T19.
- **A perda não-técnica sobre faturamento BT (12 meses) fechou o 1T20 em 50,25%, 1,8 p.p. menor** em relação a dezembro/19.
- **A carga fio caiu 9,1% em relação ao 1T19**, explicada pela queda da temperatura (Δ de -2,6°C), pela redução de perdas e pelos reflexos da Covid-19, percebidos na segunda quinzena de março.
- **Já o mercado faturado registrou uma retração de 6,7%**, que foi menor do que a redução verificada na carga fio, em razão da **redução das perdas**.
- Em março/20, a Light registrou **resultado recorde na qualidade do serviço prestado**, ficando em linha com as melhores e maiores distribuidoras do país. **O DEC (12 meses) foi de 6,96 horas no 1T20**, redução de 10,4% em relação ao reportado no 4T19, enquanto o **FEC (12 meses) foi de 4,27x no 1T20**, em linha com o resultado de dezembro/19. **Ambos os indicadores estão abaixo do limite estabelecido pela ANEEL.**
- **O incremento de 8,7% do número de funcionários próprios** é explicado pela estratégia de primarização de mão-de-obra ligada às atividades de combate à perda, emergência e ligações novas.

Destaques Operacionais	1T20	1T19	Varição 1T20/1T19
Carga Fio* (GWh)	9.855	10.841	-9,1%
Mercado Faturado (GWh)	7.194	7.708	-6,7%
Energia Vendida - Geração (MWh)	611	576	6,1%
Energia Comercializada - Com (MWh)	645	641	0,7%
Perda Total/Carga Fio (12 meses)	25,44%	24,49%	0,96 p.p.
DEC - Horas (12 meses)	6,96	8,09	-14,0%
FEC - Vezes (12 meses)	4,27	4,36	-2,1%
Número de colaboradores próprios	5.246	4.825	8,7%
Número de colaboradores terceirizados	6.729	7.765	-13,3%

* Carga própria + uso da rede.

1- EBITDA Ajustado representa o EBITDA CVM ajustado pela equivalência patrimonial e outras receitas/despesas operacionais. A Companhia adotou o EBITDA Ajustado para realizar as análises descritas ao decorrer deste documento.

Aviso importante

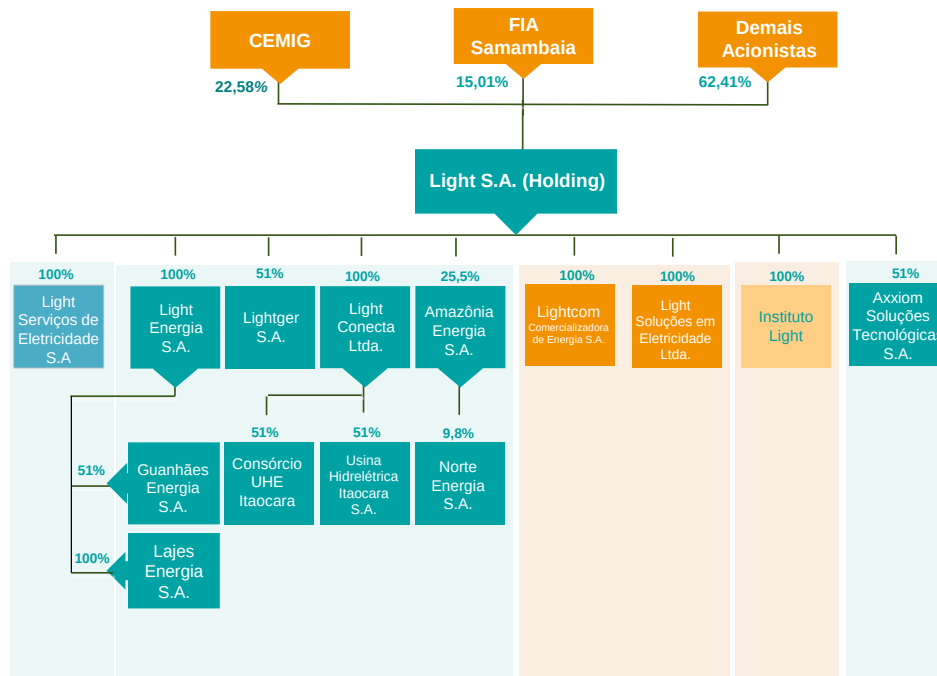
As informações operacionais e as referentes expectativas da Administração quanto a desempenho futuro da Companhia não foram revisadas pelos auditores independentes. As declarações sobre eventos futuros estão sujeitas a riscos e incertezas. Tais declarações têm como base crenças e suposições de nossa 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

1. Perfil e Estrutura Acionária.....	4
2. Eventos relevantes do período.....	5
3. Eventos subsequentes.....	7
4. Impactos da COVID-19.....	9
5.1. Desempenho Financeiro Consolidado.....	11
5.2. EBITDA Ajustado Consolidado.....	12
5.3. Resultado Consolidado.....	13
6. Light SESA - Distribuição.....	14
6.1. Desempenho Operacional.....	14
6.1.1. Mercado.....	14
6.1.2. Balanço Energético.....	17
6.1.3. Perda de Energia.....	18
6.1.4. Arrecadação.....	21
6.1.5. Qualidade Operacional.....	22
5.2. Desempenho Financeiro da Light SESA.....	23
6.2.1. Receita Líquida da Light SESA.....	23
6.2.2. Custos e Despesas da Light SESA.....	24
6.2.2.1. Custos e Despesas Gerenciáveis da Light SESA.....	24
6.2.2.2. Custos e Despesas Não Gerenciáveis da Light SESA.....	25
6.2.3. Conta de Compensação de Variação de Itens da Parcela A – CVA.....	26
6.2.4. Resultado Financeiro da Light SESA.....	26
7. Light Energia – Geração.....	27
7.1. Desempenho Operacional.....	27
7.1.1. Compra e Venda de Energia.....	27
7.1.2. Nível de contratação/descontratação de energia (Light Energia + Light Com).....	29
7.2. Desempenho Financeiro da Light Energia.....	29
7.2.1. Receita Líquida e Custos e Despesas da Light Energia.....	29
7.2.2. Resultado Financeiro da Light Energia.....	30
7.2.3. Resultado Líquido da Light Energia.....	30
8. Light Com - Comercialização.....	31
8.1. Desempenho Operacional da Light Com.....	31
8.2. Desempenho Financeiro da Light Com.....	31
9. Endividamento.....	32
9.1. Light S.A.	32
9.2. Abertura do Endividamento.....	35
10. Investimento Consolidado.....	36
11. Mercado de Capitais.....	37
ANEXO I – Ativos de Geração.....	37
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.

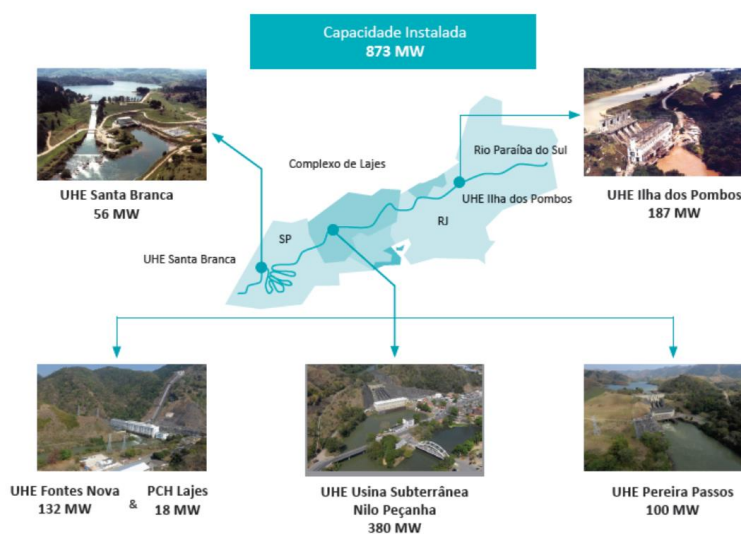


*Estrutura acionária em 17/04/20

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 correspondente 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 Pirai); (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, em Belo Monte e em Guanhães, a Companhia possui um total de 1.188 MW de capacidade instalada.



2. Eventos relevantes do período

2.1 Alteração composição acionária

Em 15 de janeiro, o BNDESPAR comunicou que, entre os dias 26/12/19 e 15/01/20, alienou a totalidade das ações ordinárias que detinha no capital social da Companhia e, portanto, deixou de ser acionista.

Em 16 de janeiro, o FIA Samambaia comunicou que passou a deter 22.730.000 ações ordinárias, representativas de 7,48% do capital social da Light e, em 27 de janeiro, informou que aumentou sua participação para 10,17%.

2.2 Renúncia de Conselheiro de Administração

Em 11 de fevereiro, o Sr. Ivan Monteiro renunciou ao cargo de membro do Conselho de Administração.

2.3 ANEEL define Reajuste Tarifário de 2020 da Light SESA

Em 10 de março, a ANEEL aprovou o reajuste tarifário para a Light SESA com efeito médio de +6,21%. As novas tarifas entraram em vigor a partir de 15 de março de 2020.

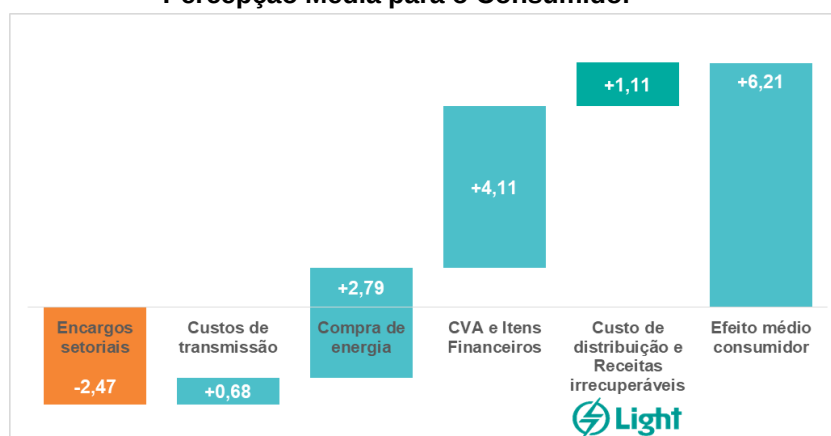
Os consumidores residenciais perceberam um aumento de 5,91%, conforme a tabela a seguir, que também apresenta o impacto a ser percebido pelas demais classes e níveis de tensão.

Percepção Média para o Consumidor		
	LIVRES + CATIVOS	EFEITO MÉDIO
Grupo A	A2 (88 a 138kV)	7,11%
	A4 (2,3 a 25kV)	6,53%
	AS (Subterrâneo)	7,46%
Baixa Tensão	B1 (Residencial)	5,91%
	B2 (Rural)	14,35%
	B3 (Comercial)	6,05%
	B4 (Iluminação Pública)	5,99%
	Grupo A	6,73%
	Baixa Tensão	5,98%
	Grupo A + BT	6,21%

O processo de reajuste tarifário anual consiste no repasse aos consumidores dos custos não gerenciáveis da concessão (Parcela A: compra de energia, encargos setoriais e encargos de transmissão), e na atualização dos custos gerenciáveis (Parcela B) pela variação do IPC-A ajustada pelos componentes do Fator X, que repassa aos consumidores os ganhos de produtividade anuais da concessionária, os ajustes nos custos operacionais definidos na última Revisão Tarifária, além de incorporar os mecanismos de incentivos à melhoria da qualidade.

O gráfico a seguir resume a participação de cada item de custo no efeito médio percebido pelo consumidor.

Percepção Média para o Consumidor



A projeção dos itens não gerenciáveis da Parcela A foi impactada pela redução dos encargos setoriais, devido ao fim do pagamento da CDE Conta ACR e pelo acréscimo do custo de compra de energia. Sobre esse último item, destaca-se o impacto das usinas de Itaipu e Norte Fluminense, cujos contratos são atrelados ao dólar, que aumentou 16% em relação ao último reajuste tarifário. Dessa forma, o preço médio dos contratos de compra de energia (Pmix) passou de R\$210,08/MWh para R\$221,74/MWh.

Observa-se que a retirada dos componentes financeiros do processo tarifário anterior e a inclusão dos novos representou um aumento de 4,11 p.p. Esse acréscimo é explicado pela ocorrência, ao longo de 2019, de despesas sem a devida cobertura tarifária, principalmente relativas à compra de energia e à transmissão (rede básica). Na época, esses custos foram suportados pela Light e agora a ANEEL está repassando aos consumidores, conforme prevê o contrato de concessão.

No que se refere ao repasse das perdas regulatórias, item incluído nos custos de Compra de Energia, foram mantidos os percentuais definidos na última Revisão Tarifária: 36,06% sobre o mercado de baixa tensão para as perdas não técnicas e de 6,34% sobre a carga fio para as perdas técnicas.

Já o reajuste da Parcela B (que cobre os custos e remunera os investimentos da Light), reflete a variação acumulada do IPC-A no período, de 3,94%, deduzida do Fator X resultante da soma de três componentes: Fator X Pd, de 0,54%, associado aos ganhos de produtividade; Componente T, de -0,84%, relativo à trajetória crescente de custos operacionais; e Componente Q, de -0,29%, que captura a melhora dos indicadores de qualidade verificada entre os anos de 2017 e 2018.

IPC-A e composição do Fator X	%
IPC-A	+3,94%
Fator X	-0,59%
<i>Fator X Pd (Produtividade)</i>	+0,54%
<i>Componente T (Trajetória Opex)</i>	-0,84%
<i>Componente Q (Qualidade)</i>	-0,29%
Índice de atualização da Parcela B (IPC-A - Fator X)	+4,53%

Ainda, foram atualizados os valores de compartilhamento com o consumidor associados às receitas com ultrapassagem de demanda, excedente de reativo e outras receitas. Em consequência, o reajuste tarifário gerou um acréscimo total de +4,90% sobre a Parcela B faturada nos últimos 12 meses, resultando em R\$2.827.389 mil.

2.4 Eleição de Diretora de Gestão Empresarial

Em 17 de março, a Sra. Déborah Brasil foi eleita Diretora de Gestão Empresarial, em substituição ao Sr. Claudio Moraes.

A Sra. Déborah é advogada graduada pela UERJ, pós-graduada pelo IBMEC e possui MBA pela FGV. Nos últimos anos, exerceu a função de Diretora Jurídica das Distribuidoras do Grupo Enel, bem como outros cargos no Grupo no Brasil. Anteriormente, trabalhou no Grupo Globo, Oi e Net/Claro.

3. Eventos subsequentes

3.1 Liquidação da 18ª emissão de debêntures da Light Sesa

Em 15 de abril, foi liquidada a 18ª emissão de debêntures da Light Sesa, no valor total de R\$400 milhões. As debêntures serão remuneradas a CDI + 2,51% a.a. e possuem prazo de vencimento de um ano. Os recursos serão destinados ao reforço do capital de giro da Light Sesa.

3.2 Habilitação dos créditos decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS

Em 9 abril, a Receita Federal acatou o pedido de habilitação dos créditos fiscais oriundos do reconhecimento do trânsito em julgado do processo judicial que deu direito à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS, que, em valores atualizados, representam aproximadamente R\$6 bilhões. Esse era o último passo que faltava para que a Light pudesse iniciar a utilização destes créditos fiscais para compensar tributos federais a recolher.

3.2 Mútuo Light Energia para a Light Sesa

Em 14 de abril, a ANEEL aprovou a solicitação de mútuo entre a Light Energia e a Light Sesa, no valor de até R\$500 milhões, com prazo de 24 meses. Os recursos serão destinados ao reforço do capital de giro da Light Sesa. Em 04 de maio, a Light Energia realizou o mútuo para a Light Sesa no valor de R\$500 milhões.

3.3 Alteração composição acionária

Em 17 de abril, o FIA Samambaia comunicou que passou a deter 45.621.300 ações ordinárias da Light (15,01%).

3.4 Fitch reafirmou rating da Light

Em 24 de abril, a agência de classificação de risco de crédito Fitch Ratings reafirmou o rating na escala nacional em A+ (bra) e na escala internacional em BB-, alterando ambos de perspectiva estável para negativa.

3.5 AGO/E e AGE

Em 28 de abril, a Light realizou assembleia de acionistas, que aprovou as demonstrações financeiras de 2019, a destinação do resultado de 2019, que será retido em reserva especial para posterior distribuição, a instalação do Conselho Fiscal com a reeleição dos membros efetivos e suplentes e a fixação da remuneração anual global dos administradores para 2020. Na ocasião, foi aprovada, também, a eleição do Sr. Hélio Paulo Ferraz como membro do Conselho de Administração, em substituição ao Sr. Ivan Monteiro, que renunciou ao cargo em 11 de fevereiro. Dessa forma, o Conselho de Administração da Companhia passa a ter a seguinte composição:

David Zylbersztajn, Presidente
Membro independente

Carlos Marcio Ferreira, Vice-Presidente
Membro independente

Antonio Rodrigues dos Santos e Junqueira

Carlos Alberto da Cruz

Carlos da Costa Parcias Júnior
Membro independente

Helio Paulo Ferraz
Membro independente

Octávio Cortes Pereira Lopes
Membro independente

Patrícia Gracindo Marques de Assis Bentes
Membro independente

Ricardo Reisen de Pinho
Membro independente

No mesmo dia, foi realizada outra assembleia, que aprovou a reforma do Estatuto Social da Companhia. Por esta razão, os diretores passam a coordenar e administrar os processos relativos às seguintes áreas:

NOME / CARGO ESTATUTÁRIO	ÁREAS DE ATUAÇÃO
Ana Marta Horta Veloso <i>Diretora Presidente e</i> <i>Diretora de Relações com Investidores</i>	Relações com Investidores Regulação Recursos Humanos Auditoria Interna, <i>Compliance</i> e Riscos Corporativos Relações Institucionais / Comunicação Governança Corporativa Ouvidoria
Roberto Caixeta Barroso <i>Diretor</i>	Finanças Suprimentos / Patrimônio Tecnologia da Informação
Déborah Meirelles Rosa Brasil <i>Diretora</i>	Jurídico
Alessandra Genu Dutra Amaral <i>Diretora</i>	Energia e Comercialização
Dalmer Alves de Souza <i>Diretor</i>	Planejamento da Distribuição
Marcus Auguste Pimenta <i>Diretor</i>	Operação da Distribuição

4. Impactos da COVID-19

Considerando o avanço da pandemia da Covid-19 e o caráter essencial do serviço prestado pela Light, adotamos algumas medidas para garantir a continuidade do nosso serviço à sociedade e, ao mesmo tempo, assegurar o bem-estar e a saúde dos nossos colaboradores e clientes.

Em 12 de março, implantamos um comitê de crise composto por representantes de diversas áreas da Companhia para monitorar o avanço da pandemia e assessorar a administração na tomada de decisões que garantam o fornecimento de um serviço de qualidade e resguarдем a integridade física dos colaboradores e clientes.

Entre as principais iniciativas, podemos citar a implantação de *home office* para todas as equipes administrativas, o afastamento dos grupos de risco e acompanhamento médico, a disponibilização de álcool em gel em todos os prédios e veículos, distribuição de máscaras de proteção, medição de temperatura dos funcionários e público em geral que ingressam nas dependências da empresa e a antecipação da campanha de vacinação H1N1.

Além dessas medidas, temos priorizado o atendimento das solicitações para os hospitais, seja para nova ligação de energia, seja para aumento de carga/demanda. Estamos nos antecipando às necessidades desses clientes e flexibilizando procedimentos em razão da brevidade requerida nesse tipo de solicitação.

A recomendação de confinamento determinada pela Prefeitura e Estado do Rio de Janeiro, no final de março, para reduzir o contágio pelo novo Coronavírus, levou a uma menor demanda de energia na área de concessão da Light concentrada nas atividades do varejo comercial e na indústria eletrointensiva.

Em 24 de março, a Aneel aprovou medidas para garantir a prestação do serviço de distribuição de energia, como a vedação da suspensão do fornecimento por inadimplência de consumidores residenciais urbanos e rurais (baixa renda, inclusive), além de serviços e atividades essenciais (por exemplo, hospitais). Essa medida não impede cobranças de débitos vencidos, inclusive a negativação dos inadimplentes em cadastros de crédito.

A Aneel permitiu também a suspensão temporária do atendimento presencial ao público. Nesse sentido, a Light interrompeu o atendimento em suas agências comerciais, passando a direcionar e a atender os clientes nos canais digitais, como Agência Virtual, WhatsApp, Facebook e Twitter.

Também no âmbito regulatório, em 8 de abril, foi aprovada a Medida Provisória nº 950 que prevê a destinação de recursos do Tesouro Nacional a um fundo setorial para subsidiar consumidores baixa renda que tenham consumo de no máximo 220 kWh até o final do mês de junho. Essa MP também prevê a discussão de medidas que venham a assegurar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, que hoje está sendo tratado pela ANEEL e pelos Ministérios de Minas e Energia e Economia.

Ainda no mês de abril, com intuito de reforçar o caixa das distribuidoras, a Aneel liberou mais de R\$1,5 bilhão de fundos setoriais, tendo sido recebido pela Light o valor de aproximadamente de R\$105 milhões.

Adicionalmente, a Companhia realizou ações para trazer mais robustez ao seu caixa. A Light SESA emitiu R\$400 milhões em debêntures em abril e recebeu R\$500 milhões de mútuo realizado com a Light Energia em maio.

Principais impactos operacionais registrados em abril em função da Covid-19

	Abril/20	Abril/19	Variação
Carga Fio (GWh)	2.632	3.292	-20,1%
Mercado Faturado (GWh)	1.996	2.347	-15,0%
Arrecadação (%)	92,0%	100,3%	-8,30 p.p.

Valores de abril/20 são preliminares e não auditados

Ações de Responsabilidade Social

Frente aos impactos da pandemia da Covid-19 e atenta às demandas da sociedade, a Light tem realizado diversas ações voltadas à saúde e às necessidades da população.

Destacamos a doação de R\$1,5 milhão para o fundo emergencial da Fiocruz em apoio à produção e aquisição de kits de testes rápidos para diagnóstico da Covid-19 – uma iniciativa em conjunto com outras empresas do setor elétrico, e o fornecimento gratuito de energia para o hospital de campanha montado no bairro do Leblon, Rio de Janeiro, que terá capacidade total de 200 leitos.

Realizamos, também, a doação de 300 mil itens de higiene para as comunidades em que atuamos.

Além disso, intensificamos as ações de comunicação por meio de peças publicitárias, redes sociais e imprensa com o objetivo de nos aproximarmos ainda mais da sociedade, informando sobre a importante função da companhia e as iniciativas no contexto atual.

E, com a suspensão das atividades do Centro Cultural Light, reorientamos a programação educativa para os canais digitais, levando informação e entretenimento a crianças e famílias durante os tempos de confinamento.

5. Light S.A - Consolidado

5.1. Desempenho Financeiro Consolidado

Informações Financeiras Seleccionadas (R\$ MM)	1T20	1T19	Var. %
Receita Operacional Bruta	4.780	5.414	-11,7%
Deduções	(1.885)	(2.236)	-15,7%
Receita Operacional Líquida	2.895	3.179	-8,9%
Despesa Operacional	(2.579)	(2.750)	-6,2%
PMSO	(241)	(225)	7,1%
Pessoal	(123)	(106)	16,4%
Material	(7)	(6)	6,6%
Serviço de Terceiros	(117)	(133)	-12,1%
Outros	5	20	-73,4%
Energia Comprada	(1.993)	(2.230)	-10,6%
Depreciação	(149)	(146)	2,1%
Provisões	(72)	(76)	-5,1%
PECLD	(123)	(73)	68,8%
EBITDA Ajustado*	466	575	-19,0%
Resultado Financeiro	(56)	(191)	-70,6%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(5)	(5)	2,7%
Resultado Antes dos Impostos e Equivalência Patrimonial	256	233	9,5%
IR/CS	(6)	(89)	-92,7%
IR/CS Diferido	(80)	10	-
Equivalência Patrimonial	(2)	9	-
Lucro Líquido	167	164	1,5%

Obs: Não considera Receita/Custo de Construção

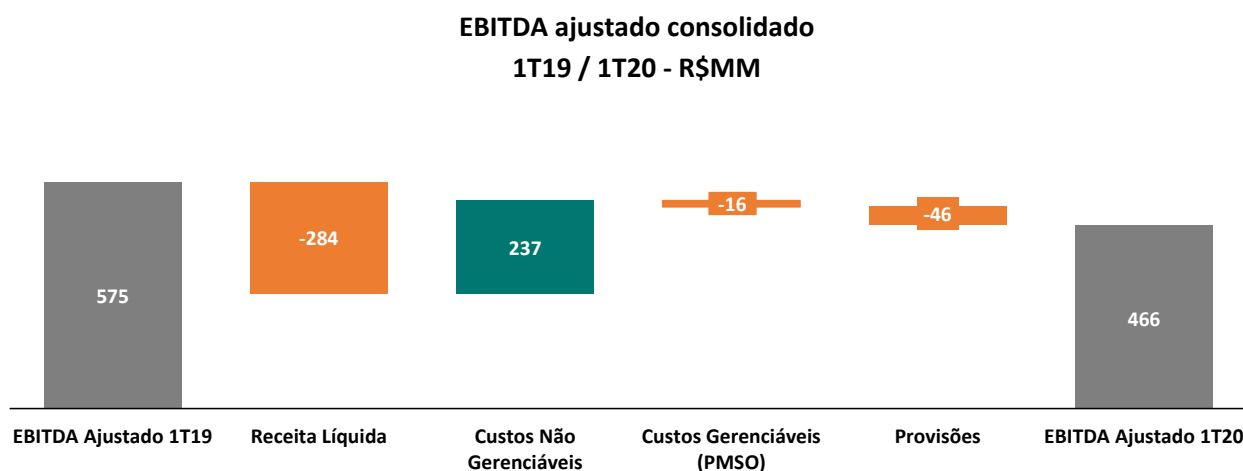
*O EBITDA ajustado é calculado a partir do lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, equivalência patrimonial, outras receitas/despesas operacionais, resultado financeiro, depreciação e amortização.

5.2. EBITDA Ajustado Consolidado⁴

EBITDA Ajustado Por Segmento (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Distribuição	307	295	4,3%
Geração	138	231	-40,1%
Comercialização	25	52	-51,8%
Outros e eliminações	(5)	(2)	138,2%
Total	466	575	-19,0%
Margem EBITDA (%)	16,1%	18,1%	-2,00 p.p.

O EBITDA consolidado encerrou o 1T20 em R\$466 milhões, 19% abaixo do verificado no mesmo período do ano anterior. Esta queda pode ser explicada pela redução do EBITDA da Geradora, em função do GSF, que foi significativamente menos favorável no 1T20 e fez com que se registrasse uma menor venda de energia excedente no trimestre.

A distribuidora, por sua vez, registrou um aumento de 4,3% no seu EBITDA. Essa melhora pode ser explicada pela redução de perda de energia e PMS no trimestre, mantendo a tendência de queda dos trimestres anteriores. A glosa de perda total do 1T20 foi R\$51,2 milhões menor que a do 1T19.

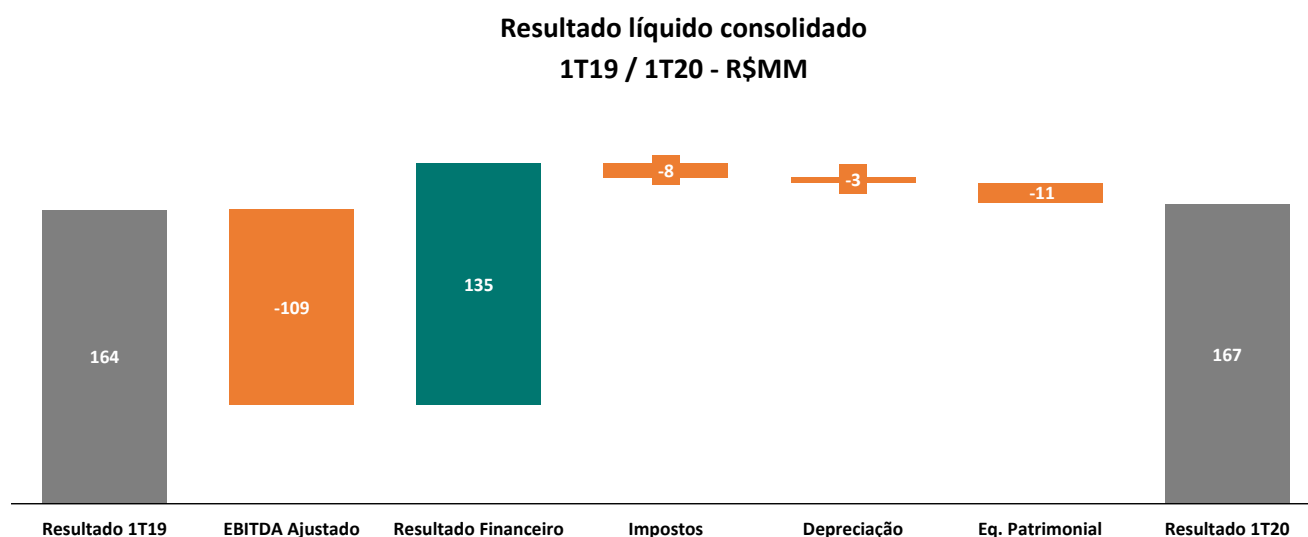


⁴ EBITDA Ajustado é calculado a partir do lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, equivalência patrimonial, outras receitas/despesas operacionais, despesas financeiras líquidas, depreciação e amortização.

5.3. Resultado Consolidado

Lucro/Prejuízo Líquido Por Segmento (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Distribuição	62	(25)	-
Geração	93	151	-38,3%
Comercialização	17	37	-54,1%
Outros e eliminações	(6)	0	-
Total	167	164	1,5%
Margem Líquida (%)	5,8%	5,2%	0,59 p.p.

O Lucro Líquido consolidado no 1T20 foi de R\$167 milhões, em linha com o apurado no 1T19, de R\$164 milhões. Destaca-se o resultado da distribuidora, que teve um lucro de R\$62 milhões, frente a um prejuízo de R\$25 milhões no 1T19, impactado pelo melhor resultado financeiro no período, decorrente do ganho com a marcação à mercado das operações de *swap* das dívidas em moeda estrangeira.



6. Light SESA - Distribuição

6.1. Desempenho Operacional

Destaques Operacionais	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Nº de Consumidores (Mil) ¹	4.420	4.428	-0,2%
Nº de Empregados	5.010	4.575	9,5%
Tarifa média ² - R\$/MWh	821	786	4,5%
Tarifa média ² - R\$/MWh (s/ impostos)	581	525	10,7%
Custo médio de contratos* - R\$/MWh	224	211	6,0%
Custo médio de compra de energia ** - R\$/MWh	230	240	-4,4%

¹ Considera a quantidade de contratos ativos da distribuidora

² Referente ao mercado cativo e livre

* Não inclui compra no spot e risco hidrológico

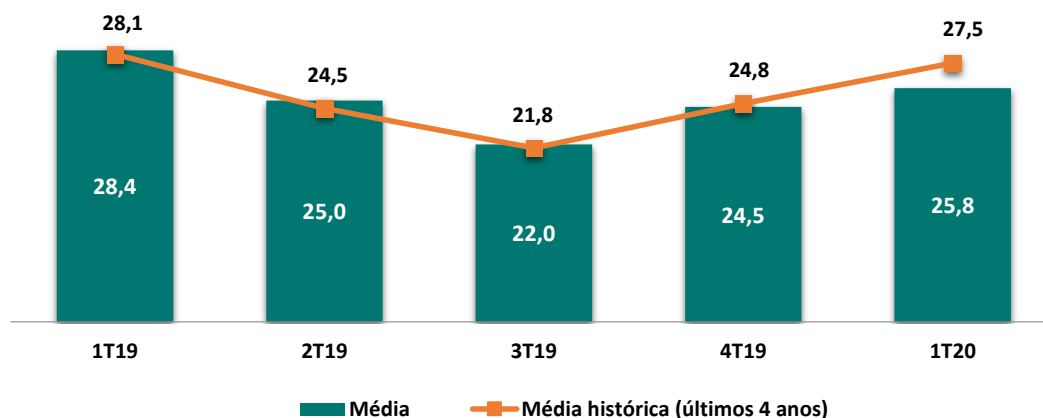
** Não inclui Risco hidrológico

O aumento do número de funcionários próprios é explicado pela primarização de mão-de-obra ocorrida, principalmente, nas atividades de combate à perda, emergência e ligações novas. O objetivo da primarização é obter ganhos de produtividade e permitir um melhor controle ético e de gestão dos times de campo.

O incremento do custo médio de contratos de compra de energia foi de 6,0%, justificado pelo aumento no pagamento dos contratos por disponibilidade e pelo aumento do dólar. Entretanto, verificou-se uma queda no custo médio de compra de energia (que não inclui o risco hidrológico) de 4,4% em relação ao 1T19, em razão da queda do PLD e da carga no período.

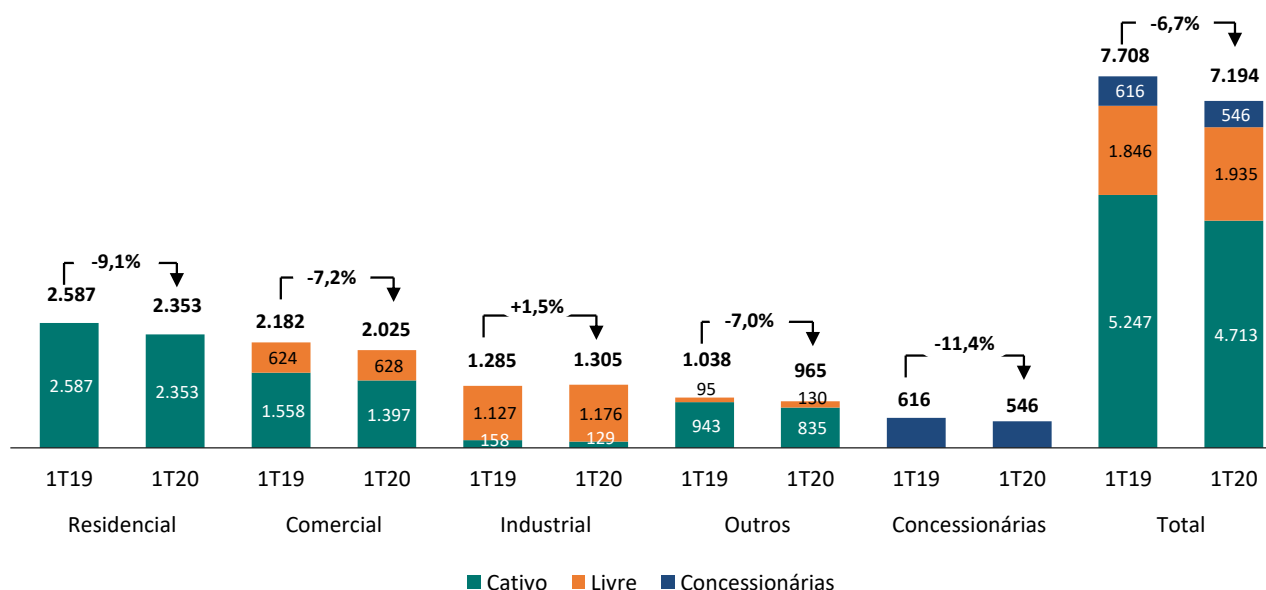
6.1.1. Mercado

Temperatura (C°)
(Visão faturamento)



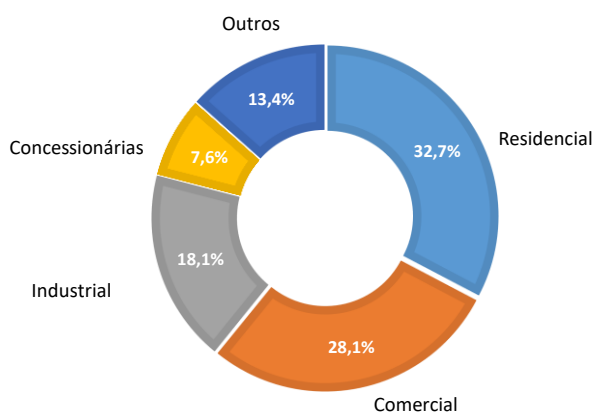
Mercado faturado (GWh)

1T20



Mercado de energia

1T20



O mercado total de energia no 1T20 foi de 7.194 GWh, 6,7% inferior ao 1T19, impactado, principalmente, pela menor temperatura média registrada no 1T20 (Δ de $-2,6^{\circ}\text{C}$). Observa-se uma redução de mercado na segunda quinzena do mês de março, concentrada nas atividades do varejo comercial e na indústria eletrointensiva. O mercado da Light é bastante sensível às variações de temperatura, especialmente nos meses de verão, nos quais as altas médias de temperatura demandam o maior uso de aparelhos de refrigeração e aumentam o consumo de alguns eletrodomésticos, como geladeiras e *freezers*.

A classe Residencial apresentou um volume de 2.353 GWh no 1T20, um decréscimo de 9,1% em relação ao mesmo trimestre de 2019. Esta redução é novamente explicada, principalmente, pela redução da temperatura média no trimestre, a qual foi parcialmente compensada pelas atividades de formalização e incorporação de energia de clientes que estavam cortados, iniciadas no 4T19.

A classe Comercial, incluindo clientes cativos e livres, apresentou uma queda de 7,2% na comparação com o 1T19. Esse resultado é consequência da menor temperatura e dos impactos da Covid-19 na segunda quinzena de março.

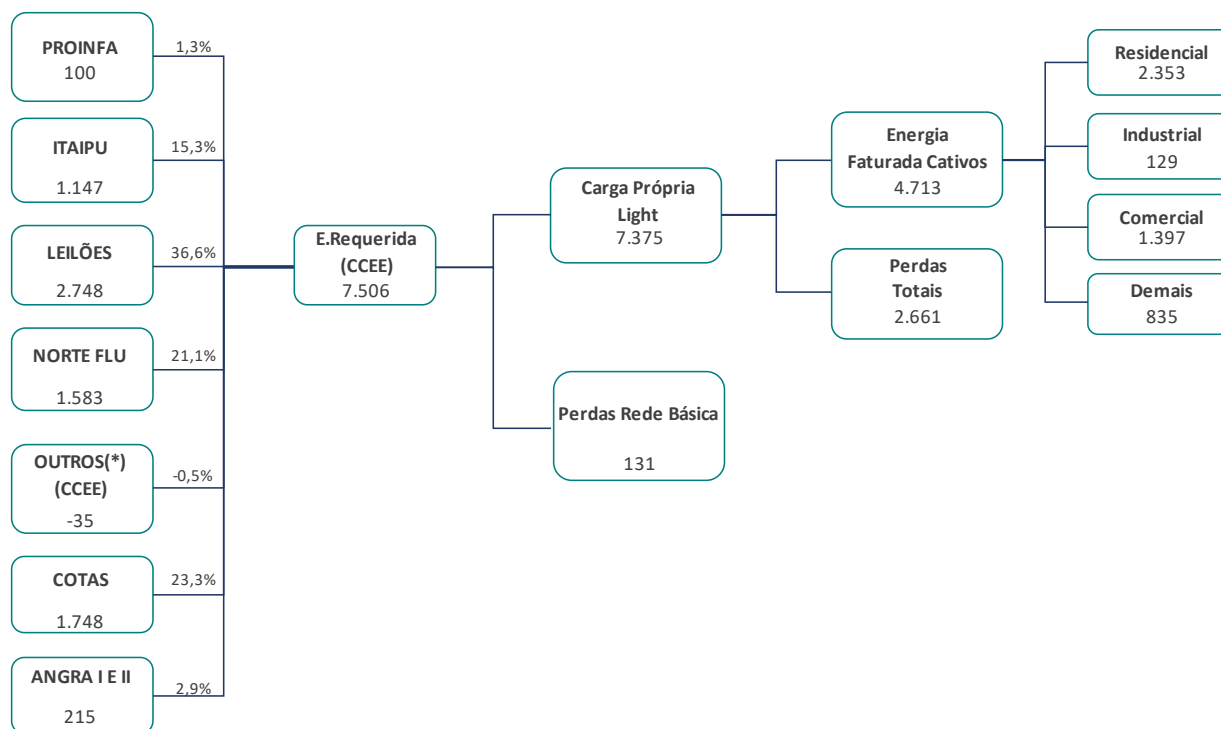
O mercado Industrial registrou um aumento de 1,5% no 1T20 em relação ao 1T19. O resultado foi impactado, sobretudo, pelo aumento de 11,3% no consumo do setor siderúrgico. Na segunda quinzena de março observou-se uma redução de 4% nessa classe com relação às primeiras semanas do mês.

A classe Outros teve uma retração de 7,0% no 1T20 devido aos mesmos fatores da classe comercial.

O mercado livre finalizou o trimestre representando 26,9% 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 sendo transportada pela concessionária, que é remunerada pela TUSD. No 1T20, tivemos um aumento de 47 clientes livres em comparação com dezembro/19, encerrando o período com um total de 1.018 clientes.

6.1.2. Balanço Energético

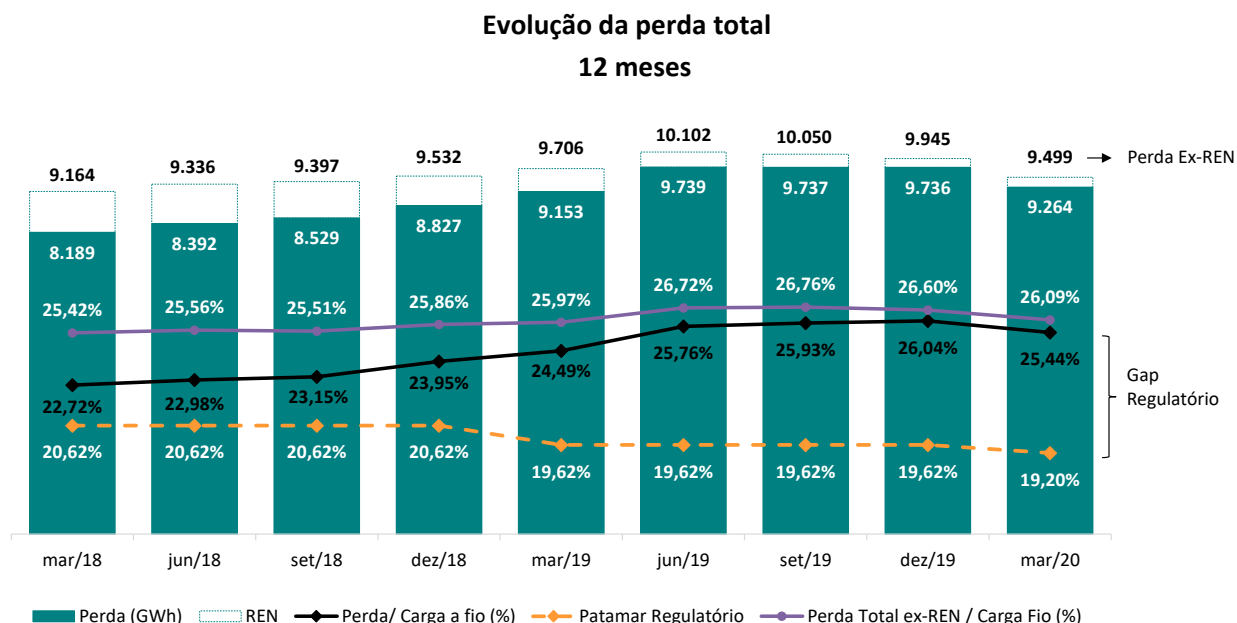
Balanço energético de distribuição (GWh) 1º trimestre 2020



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

Balanço Energético (GWh)	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
= Carga Fio	9.855	10.841	-9,1%
- Energia medida transportada para concessionárias	546	616	-11,4%
- Energia medida transportada para clientes livres	1.935	1.846	4,8%
= Carga Própria	7.375	8.380	-12,0%
- Energia Faturada (Cativo)	4.713	5.247	-10,2%
Mercado Baixa Tensão	3.675	3.998	-8,1%
Mercado Média e Alta Tensão	1.038	1.249	-16,9%
= Perda Total	2.661	3.134	-15,1%

6.1.3. Perda de Energia



Em relação à nossa estratégia de combate à perda, demos sequência às iniciativas de campo que foram implementadas a partir de agosto/19, destacando-se a criação de gerências regionais, dotadas cada uma delas de centros de gestão de serviços, o que permite o acompanhamento *real time* das equipes de inspeção, e a primarização de mão de obra, garantindo a qualidade das atividades de combate à perda.

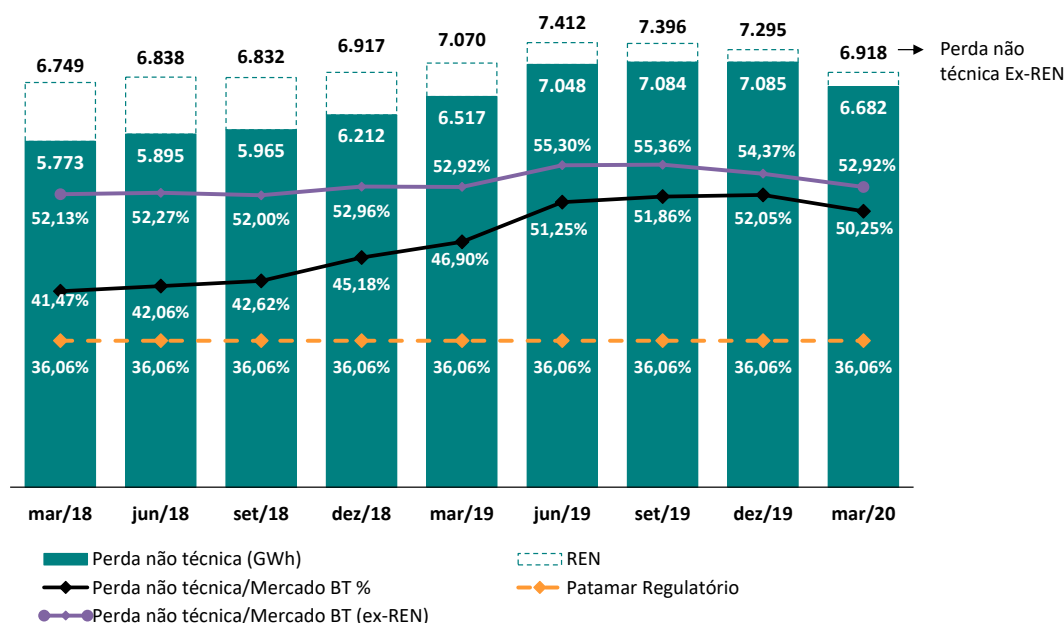
Além das atividades de campo convencionais, neste trimestre destacamos os resultados da campanha de formalização e incorporação de energia de clientes que estavam cortados, iniciada no 4T19, a qual promoveu um incremento no faturamento da ordem de 112 GWh no 1T20. A temperatura abaixo da média histórica também contribuiu positivamente para a queda no nível de perda, já que o consumo perdulário tende a diminuir em temperaturas mais amenas.

Diante do bom desempenho das ações acima, registramos uma queda na perda total no 1T20 (12 meses) de 472 GWh, passando de 9.736 GWh no 4T19 para 9.264 GWh no 1T20. Essa é o primeiro registro de redução de perda nos últimos 3 anos. Se observado a perda total ex-REN (12 meses) também apresenta uma queda de 446 GWh, passando de 9.945 GWh no 4T19 para 9.499 GWh no 1T20.

O indicador de perda total sobre a carga fio encerrou o 1T20 em 25,44%, uma redução de 0,60 p.p. em relação ao resultado do 4T19, de 26,04%. A perda total ex-REN (12 meses) também apresentou uma redução no 1T20, encerrando em 26,09%, ou 0,51 p.p. abaixo do indicador do 4T19 (26,60%).

Quando se observa o indicador perda não-técnica/faturamento BT (ex-REN) a tendência de queda fica ainda mais evidente e, pelo segundo trimestre consecutivo, verificamos redução, sendo de 0,99 p.p. do 3T19 para o 4T19 e de 1,45 p.p. do 4T19 para o 1T20, conforme gráfico a seguir. Esses resultados demonstram que estamos no caminho certo em nossa estratégia de combate à perda.

Evolução de perda não técnica⁵/mercado BT 12 meses



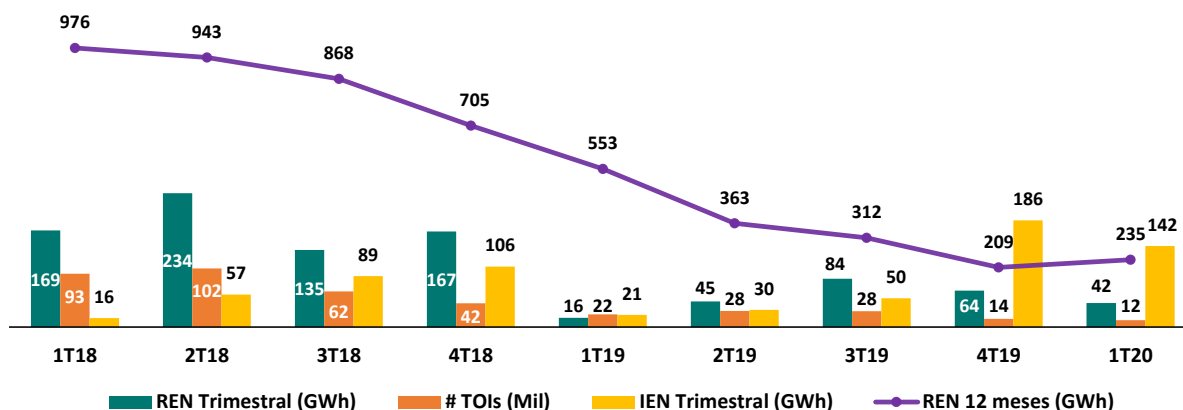
Atualmente, a Companhia está 6,24 p.p. acima do percentual de repasse regulatório na tarifa, de 19,20%⁶, conforme parâmetros definidos pela Aneel na Revisão Tarifária (RTP) de março/17, ajustados pelo mercado de referência para os próximos 12 meses homologado pela Aneel na ocasião do reajuste tarifário (IRT) de março/20. Em relação a 2019, observou-se uma redução de 0,42 p.p. do patamar regulatório, que é explicada pela retração do mercado de baixa tensão verificado no IRT 2020.

A IEN do 1T20 foi de 142 GWh, 121 GWh acima do registrado no 1T19. Este incremento está em linha com o principal pilar do atual plano de combate à perda, que é o foco na incorporação de energia. O volume de REN (12 meses), por sua vez, apresentou um aumento de 12,4% no trimestre em relação ao 4T19, atingindo 235 GWh, em virtude das ações previamente descritas.

⁵ Neste trimestre, foram feitas revisões nos da perda técnica de 2019 decorrente da alteração da premissa de cálculo relacionada à distribuição de energia nos circuitos da concessionária.

⁶ Calculado com base nos patamares de repasse de perdas fixados pela ANEEL na 4ª Revisão Tarifária Periódica (4ª RTP), homologada em 15 de março de 2017 para o período 2017-2022, quais sejam: 6,34% de perdas técnicas sobre a carga fio e 36,06% de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão. Esse percentual pode variar ao longo do ciclo em função do desempenho do mercado de baixa tensão e da carga fio.

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

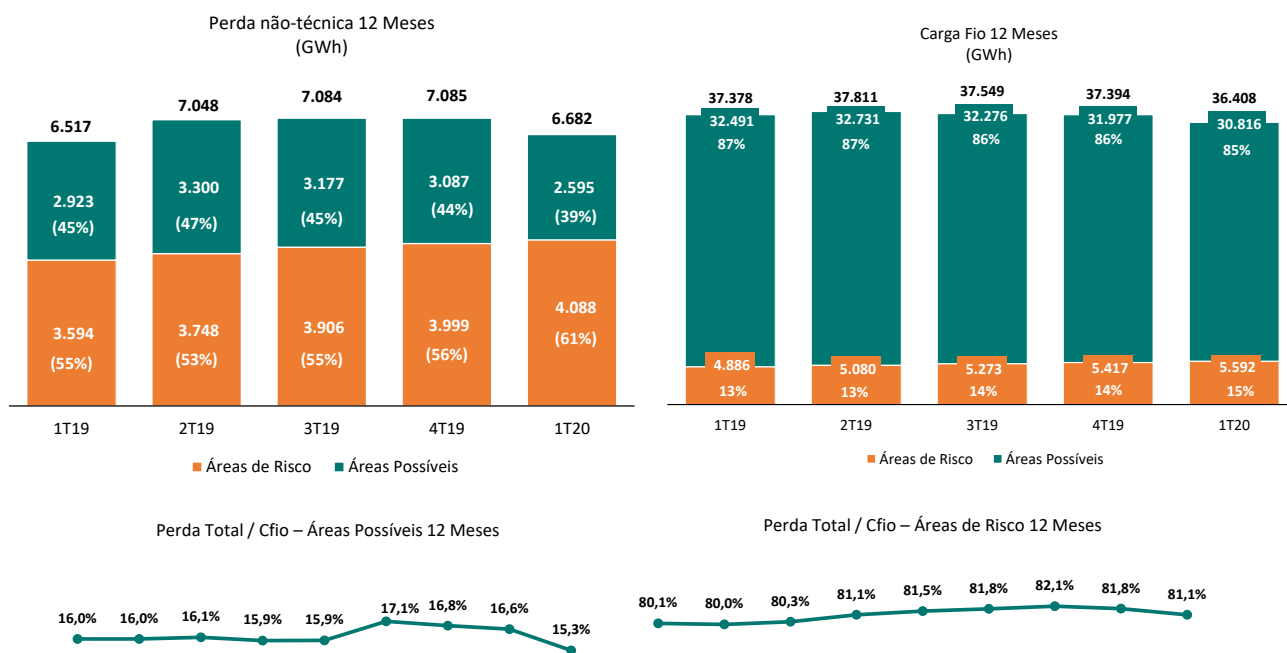


Em GWh	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19	1T20
REN Bruta	214	285	172	210	51	78	114	104	66
(-) Cancelamentos*	45	51	37	43	35	33	30	40	24
(=) REN Líquida	169	234	135	167	16	45	84	64	42

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

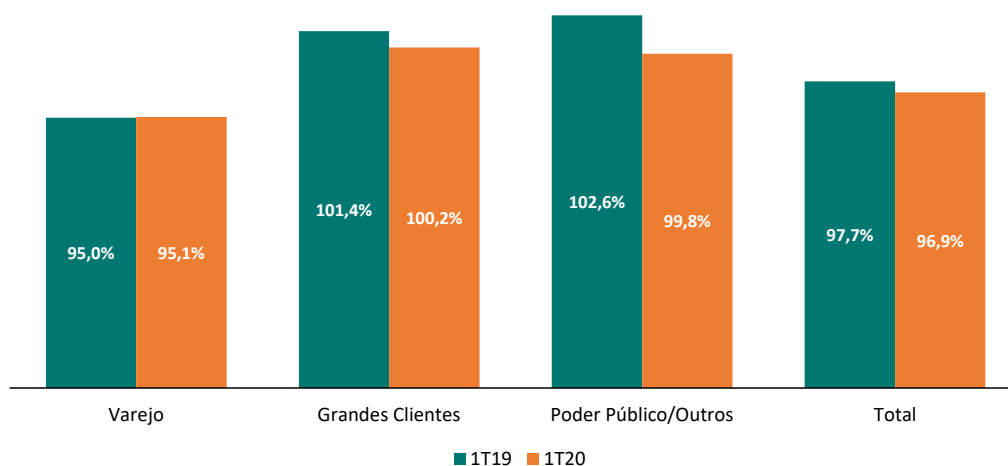
No 1T20, foi concluída a instalação de todos os medidores de fronteira nas áreas de risco, trazendo mais robustez aos dados. Ao final do trimestre, a perda não-técnica (12 meses) das áreas de risco manteve-se praticamente constante em GWh, no patamar de 4.088 GWh. Entretanto, com a queda da perda nas áreas possíveis, passaram a representar 61% do total de perda não-técnica.

Nas áreas possíveis, a perda não-técnica encerrou o trimestre em 2.595 GWh (39%), uma queda de 492 GWh em relação ao 4T19, representando o melhor índice desde que se iniciou sua verificação, em 2016. O indicador de perda total/carga fio (12 meses) nessas áreas apresentou uma redução de 1,3 p.p., passando de 16,6% (4T19) para 15,3% no 1T20, em linha com a nossa estratégia de redução de perda nas áreas possíveis.



6.1.4. Arrecadação

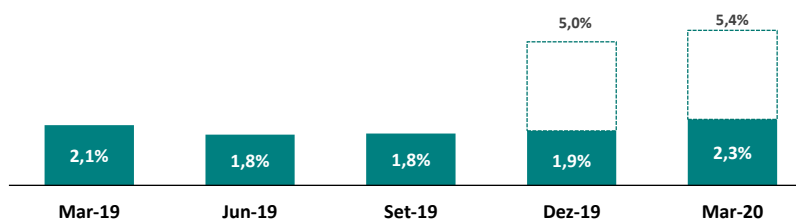
Taxa de arrecadação por segmento (12 meses)
(Considerando parcelas vencidas de REN)



A arrecadação total (12 meses) no 1T20 atingiu 96,9%, 0,8 p.p. abaixo da apresentada no 1T19 (97,7%), explicado, principalmente, pelo impacto negativo na arrecadação de março/20 como consequência dos primeiros efeitos da Covid-19.

O indicador PECLD sobre Receita Operacional Bruta 12 meses ajustado encerrado em março/20 foi de 2,3%, 0,4 p.p. acima do índice do 4T19 e 0,2 p.p. acima do 1T19, em razão do avanço das iniciativas de regularização de clientes, conforme a expectativa da Companhia. Considerando o efeito não-recorrente da PECLD extraordinária do 4T19, o indicador chega a 5,4%.

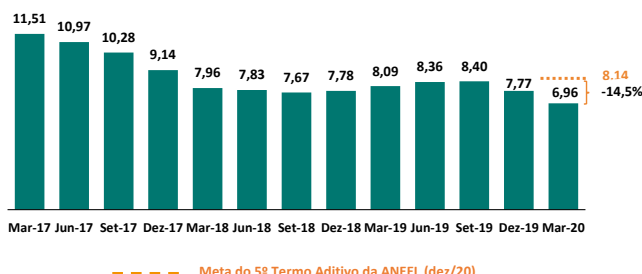
PECLD/ROB⁷
(Fornecimento - 12 Meses)



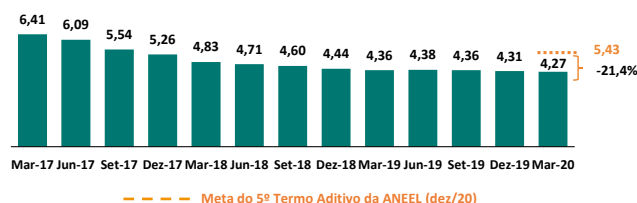
⁷ Receita Bruta do Mercado Cativo + Mercado Livre.

6.1.5. Qualidade Operacional

DEC (horas)
12 meses



FEC (vezes)
12 meses



Em março/20, a Light registrou resultado recorde na qualidade do serviço prestado, ficando em linha com as melhores e maiores distribuidoras do país. A despeito dos impactos da pandemia, observou-se no 1T20 um baixo índice de absenteísmo nos times de campo, consequência da estratégia de primarização e das medidas de gestão de crise adotadas.

O DEC (12 meses) em março/20 foi de 6,96 horas, uma diminuição de 10,4% se comparado a dezembro/19. O excelente resultado foi motivado, principalmente, pela 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. Com relação ao limite estabelecido pela ANEEL no contrato de concessão (8,14 horas), o indicador encerrou o trimestre 14,5% abaixo do limite.

O FEC (12 meses) em março/20 foi de 4,27x, em linha com o resultado do trimestre anterior, e 21,4% abaixo do limite estabelecido pela ANEEL no contrato de concessão, de 5,43x.

5.2. Desempenho Financeiro da Light SESA

Informações Financeiras Seleccionadas (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Receita Operacional Líquida	2.635	2.780	-5,2%
Despesa Operacional	(2.466)	(2.622)	-5,9%
EBITDA Ajustado	307	295	4,3%
Resultado Financeiro	(74)	(195)	-62,1%
Resultado antes do IR e CS	95	(36)	-
IR/CSLL	(33)	12	-
Resultado Líquido	62	(25)	-
Margem EBITDA	11,7%	10,6%	1,06 p.p.

Obs: Não considera Receita/Custo de Construção

6.2.1. Receita Líquida da Light SESA⁸

Receita Líquida (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Clientes Cativos e Livres	2.661	2.615	1,8%
Energia Não Faturada	(61)	73	-
Conta CCRBT	7	(1)	-
CVA	(46)	25	-
Diversos	73	68	7,5%
Valor Justo do Ativo Indenizável da Concessão - VNR	62	61	0,5%
Outras Receitas	11	6	76,5%
Subtotal	2.635	2.780	-5,2%
Receita de Construção*	154	160	-3,6%
Total	2.789	2.939	-5,1%

* 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 1T20, desconsiderando a receita de construção, foi de R\$2.635 milhões, 5,2% abaixo da registrada no 1T19, com os seguintes destaques:

- A rubrica de Clientes Cativos e Livres finalizou o trimestre em R\$2.661 milhões, em linha com o valor do 1T19. A piora do mercado faturado no trimestre foi compensada parcialmente pelo reajuste tarifário.
- A energia não faturada encerrou em R\$61 milhões negativos frente ao resultado positivo de R\$73 milhões no mesmo período do ano anterior, em virtude da menor temperatura média registrada no 1T20 em comparação com 1T19 (-2,6°C).
- CVA negativa em R\$46 milhões no 1T20 vs. R\$25 milhões positiva no 1T19, em razão, principalmente, da maior amortização negativa da CVA e menor formação de CVA Energia, parcialmente compensados pelos itens rede básica, CDE e neutralidade.

⁸ 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 ressarcimento 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.

6.2.2. Custos e Despesas da Light SESA

Custos e Despesas (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Custos e Despesas Não Gerenciáveis	(1.910)	(2.129)	-10,3%
Custos de Compra de Energia	(2.042)	(2.298)	-11,1%
Custos com Encargos e Transmissão	(250)	(211)	18,5%
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	189	178	6,1%
Crédito ICMS sobre compra de Energia	192	202	-4,8%
Custos e Despesas Gerenciáveis	(556)	(493)	12,8%
PMSO	(221)	(208)	6,4%
Pessoal	(111)	(96)	15,8%
Material	(6)	(6)	8,1%
Serviço de Terceiros	(111)	(128)	-13,3%
Outros	8	22	-65,1%
Provisões - Contingências	(73)	(76)	-3,6%
PECLD	(123)	(73)	68,8%
Depreciação e Amortização	(135)	(132)	2,1%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(4)	(4)	-6,7%
Custos Totais Sem Custo de Construção	(2.466)	(2.622)	-5,9%
Custo de Construção	(154)	(160)	-3,6%
Custos Totais	(2.620)	(2.781)	-5,8%

6.2.2.1. Custos e Despesas Gerenciáveis da Light SESA

Neste trimestre, os custos/despesas gerenciáveis totalizaram R\$556 milhões, um aumento de 12,8% (R\$63 milhões) em relação ao 1T19, explicado, principalmente, pelo incremento da PECLD no valor de R\$50 milhões.

O PMSO registrou um aumento de 6,4% (R\$13 milhões) em comparação ao 1T19. Isto ocorreu exclusivamente pelo reconhecimento do gasto extraordinário com PDV na rubrica Pessoal, no valor de R\$11 milhões, e pela menor receita com multas por atraso no pagamento de clientes contabilizado na rubrica Outros, no valor de R\$8 milhões.

Os gastos com PMS (excluído o PDV), que medem o efetivo esforço da companhia no sentido de reduzir seus gastos gerenciáveis, caíram 5,6% na Light SESA em comparação com o mesmo trimestre do ano anterior.

Com o avanço da primarização dos times de campo, os gastos com Pessoal (excluído o PDV) e Serviços ficaram R\$13 milhões abaixo do 1T19, refletindo os ganhos de produtividade.

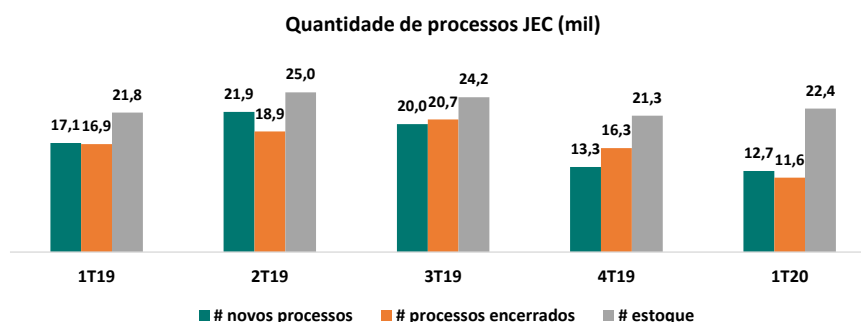
As provisões/contingências encerram o trimestre em R\$73 milhões, em linha com o 1T19. Expurgando o efeito da reversão da provisão do PDV de R\$11 milhões, teríamos um aumento de R\$9 milhões nesta rubrica, na comparação trimestral.

O incremento de R\$13 milhões nas provisões Cíveis é decorrente, em sua maioria, da reavaliação de prognóstico de perda dos processos. Entretanto, vale destacar que a entrada de novos processos Cíveis no 1T20 reduziu em 31,4% em relação ao 1T18 e 37,3% em comparação ao 1T19.

Com relação às provisões JEC, que são diretamente impactadas pela entrada de novas demandas, observou-se a manutenção da trajetória de redução pelo terceiro trimestre consecutivo. Na comparação trimestral (1T20 vs. 1T19) observa-se uma queda de 26% no número de novos processos e de 18,6% no valor destas provisões.

Provisões (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
JEC	(34)	(42)	-18,6%
Cível	(41)	(28)	46,8%
Outras	2	(6)	-
Total	(73)	(76)	-3,6%

Verificou-se importante retração no número de reclamações de clientes no 1T20, em comparação com 1T19, em todas as frentes de relacionamento: -47% no *call center* e agências, -31% na Ouvidoria e -39% na Aneel. Tais indicadores demonstram a tendência de redução no ingresso de novos processos contra a Companhia.



6.2.2.2. Custos e Despesas Não Gerenciáveis da Light SESA

Custos e Despesas Não Gerenciáveis (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Encargos de uso da Rede Básica e ONS	(230)	(196)	17,2%
Encargos de conexão - Transmissão	(20)	(14)	35,6%
Itaipu	(339)	(271)	24,9%
Transporte de Energia - Itaipu	(29)	(28)	5,8%
UTE Norte Fluminense	(630)	(611)	3,1%
PROINFA	(34)	(44)	-22,1%
Cotas de Garantia Física	(164)	(160)	2,5%
Cota de Nucleares	(60)	(55)	9,4%
Leilões de Energia	(534)	(528)	1,1%
Contratos por Quantidade	(242)	(323)	-25,3%
Contratos por Disponibilidade	(292)	(205)	42,8%
Mercado de Curto Prazo CCEE	(251)	(601)	-58,2%
Vendas/Compras no Spot	(62)	(415)	-85,0%
Riscos Hidrológicos	(61)	(49)	24,5%
Efeito de Contratos por Disponibilidade	(128)	(119)	7,5%
ESS	(7)	(14)	-54,3%
Outros	6	(3)	-
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	189	178	6,1%
Crédito ICMS sobre compra de Energia	192	202	-4,8%
Total	(1.910)	(2.129)	-10,3%

Os custos e despesas não gerenciáveis no 1T20 foram de R\$1.910 milhões, R\$219 milhões ou 10,3% abaixo do registrado no mesmo período do ano anterior. Deste montante, R\$51,2 milhões foi referente à menor compra de energia em virtude da redução de perda.

A principal queda foi na rubrica de mercado de curto prazo (CCEE) que registrou um decréscimo de R\$350 milhões em função da menor compra no *spot* devido à queda da carga e ao menor PLD no período.

Destaca-se também um aumento de R\$68 milhões em relação ao 1T19 na compra de energia da usina de Itaipu em razão do aumento da cotação do dólar.

Em relação ao 1T19, praticamente não houve alteração no total da energia contratada. Os CCEARs que venceram em 2019 foram compensados pela entrada de novos contratos celebrados em Leilões no ACR.

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

Ativo/Passivo Regulatório Líquido (R\$ MM)	1T20	4T19	3T19	2T19	1T19
Ativos Regulatórios	1.197	1.077	1.380	1.486	1.728
Passivos Regulatórios	(577)	(415)	(560)	(754)	(1.002)
Ativo/Passivo Regulatório Líquido	620	662	819	732	725

O saldo da conta de compensação de variação de itens da Parcela A – CVA no final do 1T20 totalizou R\$620 milhões 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 e (ii) a formação da CVA ainda não repassada à tarifa, majoritariamente constituída nas competências de janeiro a março/20, que serão consideradas pela Aneel no processo tarifário de março/21.

6.2.4. Resultado Financeiro da Light SESA

Resultado Financeiro (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Receitas Financeiras	569	24	2259,2%
Juros sobre Aplicações Financeiras	8	9	-12,6%
Operações de Swap	523	-	-
Juros sobre contas de energia e parcelamento de débitos	17	22	-21,0%
Atualização de ativos e passivos financeiros do setor	4	(10)	-
Atualização de ICMS Base Cálculo PIS/COFINS	11	-	-
Outras Receitas Financeiras	6	3	74,8%
Despesas Financeiras	(642)	(219)	193,7%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(100)	(116)	-14,3%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(38)	(40)	-4,6%
Variação Monetária	(38)	(30)	24,4%
Variação Cambial	(410)	(11)	3739,0%
Operações de Swap	-	(1)	-
Variação Cambial Itaipu	(46)	(0)	11106,5%
Atualização de provisões para contingências	(4)	(4)	2,7%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(2)	(3)	-29,3%
Juros sobre Tributos	(0)	(2)	-96,7%
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	(1)	(1)	-45,5%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(4)	(10)	-62,7%
Total	(74)	(195)	-62,1%

O resultado financeiro no 1T20 foi negativo em R\$74 milhões, ante R\$195 milhões negativos no 1T19 devido, principalmente, ao ganho com a marcação a mercado das operações de *swap* das dívidas em moeda estrangeira, decorrente da redução da curva futura do CDI e do aumento da curva futura do dólar no período.

Além disto, a rubrica de variação cambial de Itaipu registrou uma despesa negativa de R\$46 milhões no 1T20, em razão do aumento do dólar no período.

7. Light Energia – Geração

Destaques Operacionais	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Nº de Empregados	205	219	-6,4%
Capacidade Instalada (MW)	1.188	1.122	5,9%
Light Energia	873	873	0,1%
Participações ¹	315	250	25,9%
Garantia Física (MWmédio)	544	563	-3,3%
Light Energia ²	408	410	-0,4%
Participações	136	153	-11,0%

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

² Garantia física líquida de perdas internas e bombeamento

7.1. Desempenho Operacional

7.1.1. Compra e Venda de Energia

Compra e Venda de Energia (MWm)*	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Venda	615	709	-13,3%
Ambiente de Contratação Livre (ACL)	611	576	6,1%
Spot (CCEE)	4	133	-96,9%
Compra	144	90	58,7%
Ambiente de Contratação Livre (ACL)	139	90	54,1%
Spot (CCEE)	4	-	-

* Valores incluem as Usinas: Fontes Nova, Nilo Peçanha, Pereira Passos, Ilha dos Pombos, Santa Branca e PCH Lajes

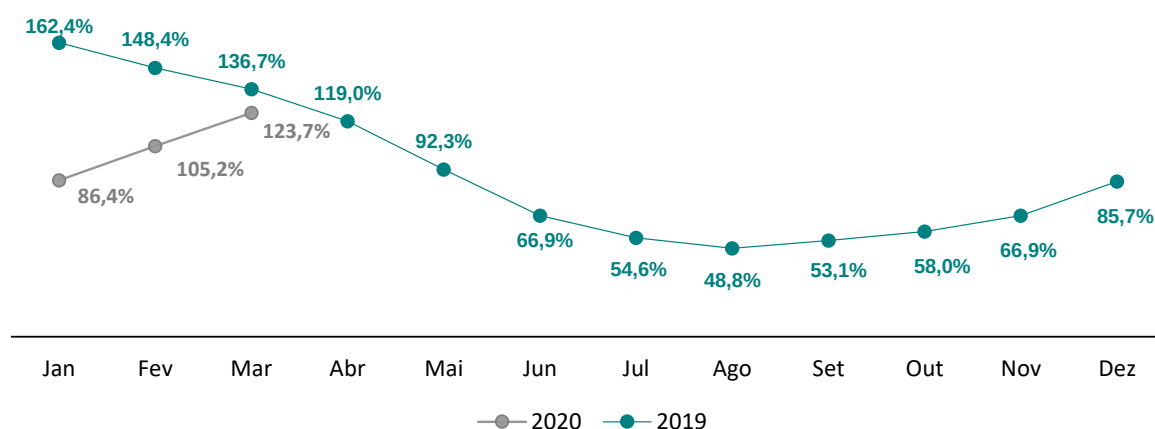
No 1T20, o volume de venda de energia (ACL + Spot) foi 94 MWmédios inferior se comparado com o 1T19, em função da menor energia disponível. Isso ocorreu em razão do menor GSF verificado no período (105,1% no 1T20 vs. 149,2% no 1T19).

Já a compra de energia no ACL foi 54% superior ao do 1T19, justificada, principalmente, pela política de *hedge* da Geradora e pelo menor GSF.

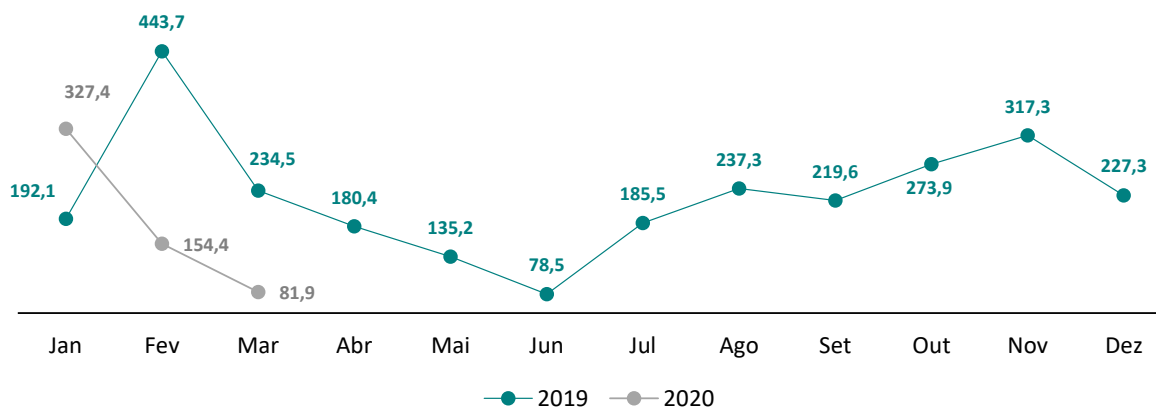
A Light Energia está amparada por uma decisão que a desobriga de realizar os pagamentos relativos a eventuais exposições nas liquidações mensais da CCEE. Com este mecanismo, evita o pagamento da energia no mercado spot, protegendo seu fluxo de caixa. No entanto, a totalidade do custo e da receita é regularmente provisionada no resultado. O saldo do passivo em aberto em março/20, referente ao período de maio/15 a março/20, era de aproximadamente R\$1,3 bilhão na rubrica comercialização no mercado de curto prazo. Em contrapartida, a Geradora possui um saldo a receber de R\$590 milhões, resultando em um passivo líquido, em março/20, de R\$686 milhões.

Há que se considerar a conclusão da tramitação do Projeto de Lei 10.985/18, que, em junho de 2019, foi aprovado pela Câmara dos Deputados com uma emenda sobre outro tema que não guarda relação com o da repactuação. Unicamente em razão de tal emenda, o Projeto de Lei retornou ao Senado. Em março de 2020, o Projeto de Lei 3.975/19 (nova denominação do PL 10.985/18) foi aprovado pela Comissão de Assuntos Econômicos, seguindo para o plenário do Senado, que não poderá apresentar novas alterações ao texto, mas apenas acatar ou rejeitar as modificações da Câmara. Posteriormente, o PL será enviado à Presidência da República para sanção. A Aneel regulamentará o tema após a publicação da Lei.

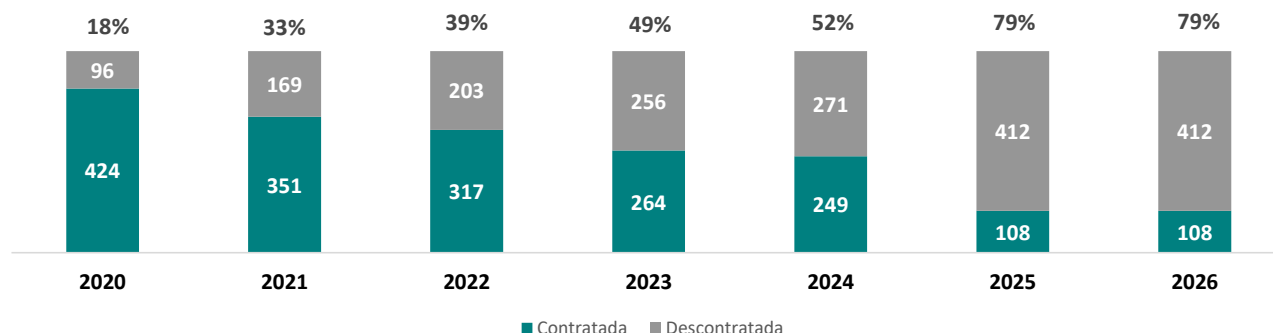
GSF - Generation Scaling Factor



**PLD Médio Mensal SE/CO
(R\$/MWh)**



7.1.2. Nível de contratação/descontratação de energia (Light Energia + Light Com)



7.2. Desempenho Financeiro da Light Energia

Informações Financeiras Selecionadas (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Receita Operacional Líquida	254	284	-10,7%
Despesa Operacional	(130)	(66)	96,5%
EBITDA Ajustado	138	231	-40,1%
Resultado Financeiro	16	(3)	-
Resultado antes dos Impostos e Equivalência Patrimonial	138	216	-35,9%
IR/CSLL	(45)	(71)	-36,0%
Equivalência Patrimonial	(0)	7	-
Lucro/Prejuízo Líquido	93	151	-38,3%
Margem EBITDA	54,5%	81,1%	-26,67 p.p.

7.2.1. Receita Líquida e Custos e Despesas da Light Energia

Receita Líquida (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Venda no Ambiente de Contratação Livre (ACL)	217	229	-5,2%
Spot (CCEE)	35	52	-34,0%
Diversos	2	3	-25,9%
Total	254	284	-10,7%

Custos e Despesas Operacionais (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Pessoal	(7)	(7)	2,0%
Material e Serviço de Terceiros	(4)	(4)	9,7%
Energia Comprada / CUSD / CUST	(104)	(41)	154,9%
Depreciação	(14)	(14)	2,1%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(1)	1	-
Outras (inclui provisões)	(1)	(2)	-63,9%
Total	(130)	(66)	96,5%

No trimestre, houve redução de 11% (R\$30 milhões) na receita líquida em comparação ao mesmo período do ano anterior devido, principalmente, a redução das vendas no mercado *spot*⁹, em função do menor GSF (105,1% no 1T20 vs. 149,2% no 1T19) e do menor PLD médio SE/CO (R\$187,9/MWh no 1T20 vs. R\$290,1/MWh no 1T19).

Os custos e despesas encerraram o 1T20 em R\$130 milhões, R\$64 milhões acima do valor registrado no 1T19 em virtude do maior gasto com compra de energia no mercado livre, em função da variação do GSF que foi significativamente menos favorável no período.

Os gastos com PMS, excluído o PDV no valor de R\$1,8 milhões, caíram 12,0% na Light Energia em comparação com o mesmo trimestre do ano anterior.

7.2.2. Resultado Financeiro da Light Energia

Resultado Financeiro (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Receitas Financeiras	312	22	1337,6%
Juros sobre Aplicações Financeiras	7	9	-21,7%
Operações de Swap	305	13	2246,0%
Despesas Financeiras	(296)	(25)	1083,2%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(1)	(8)	-93,2%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(18)	(15)	15,1%
Variação Cambial	(245)	(2)	10249,4%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(0)	(0)	-20,4%
Atualização do GSF	(31)	2	-
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(1)	(1)	-37,9%
Total	16	(3)	-

No 1T20, o resultado financeiro foi positivo em R\$16 milhões, frente a um resultado negativo de R\$3 milhões no mesmo período do ano anterior. Esta melhora pode ser explicada pelo ganho com a marcação a mercado das operações de *swap* das dívidas em moeda estrangeira, decorrente da redução da curva futura do CDI e do aumento da curva futura do dólar no período.

7.2.3. Resultado Líquido da Light Energia

Lucro/Prejuízo Líquido (R\$MM)	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Resultado Light Energia (sem Participações)	94	144	-34,8%
Guanhães - Equivalência Patrimonial	(0)	7	-
Lucro/Prejuízo Líquido	93	151	-38,3%

⁹ 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.

8. Light Com - Comercialização

8.1. Desempenho Operacional da Light Com

Destaques Operacionais	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Volume Comercializado - MWm	645	635	1,5%
Preço Médio de Venda (Líquido de Impostos) - R\$/MWh	188,6	199,5	-5,5%

O volume comercializado no 1T20 registrou um aumento de 1,5% em relação ao 1T19. Apesar do término da vigência de alguns contratos de longo prazo com consumidores finais, foram realizadas novas operações de curto prazo com Geradoras e Comercializadoras que resultaram no acréscimo do volume comercializado.

O preço médio de venda neste período reduziu 5,5% em relação ao praticado no 1T19, em função do menor preço de mercado para operações de curto prazo.

8.2. Desempenho Financeiro da Light Com

Informações Financeiras Selecionadas (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Receita Operacional Líquida	267	277	-3,6%
Revenda	267	255	4,7%
Outros	0	22	-99,4%
Despesas Operacionais	(242)	(225)	7,5%
Pessoal	(1)	(1)	40,3%
Material e Serviço de Terceiro	(0)	(0)	254,5%
Outros	(0)	(0)	34,0%
Energia Comprada	(240)	(224)	7,3%
EBITDA Ajustado	25	52	-51,8%
Margem EBITDA	9,3%	18,7%	-9,33 p.p.
Resultado Financeiro	1	5	-77,0%
Receita Financeira	1	5	-75,3%
Despesa Financeira	(0)	(0)	-39,8%
Resultado antes do IR e CS	26	56	-53,9%
Lucro/Prejuízo Líquido	17	37	-54,1%

A Comercializadora registrou um EBITDA de R\$25 milhões no 1T20, R\$27 milhões abaixo do 1T19, quando foi realizado um reconhecimento extraordinário de R\$31 milhões, em virtude da indenização em função de alterações promovidas nas condições comerciais nos contratos existentes entre a Light Com e a Renova, empresa coligada na ocasião. Expurgando este efeito extraordinário, teríamos um aumento de R\$4 milhões ou 19% no EBITDA da Comercializadora na comparação trimestral.

9. Endividamento

9.1. Light S.A.

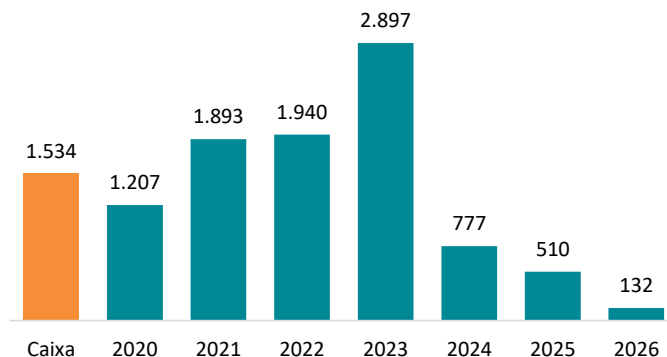
R\$ MM	Custo	Circulante	%	Não Circulante	%	Total	%
Light SESA		1.266	100,0%	6.841	100,0%	8.107	100,0%
Moeda Nacional		1.266,1	100,0%	5.055,2	73,9%	6.321,3	78,0%
Debêntures 8ª Emissão	CDI + 1,18%	39,2	3,1%	235,0	3,4%	274,2	3,4%
Debêntures 9ª Emissão Série A	CDI + 1,15%	250,0	19,7%	250,0	3,7%	500,0	6,2%
Debêntures 9ª Emissão Série B	IPCA + 5,74%	216,3	17,1%	649,0	9,5%	865,4	10,7%
Debêntures 10ª Emissão	115% CDI	250,1	19,7%	-	0,0%	250,1	3,1%
Debêntures 12ª Emissão Série 3	IPCA + 9,09%	59,0	4,7%	-	0,0%	59,0	0,7%
Debêntures 13ª Emissão	IPCA + 7,44%	-	0,0%	503,8	7,4%	503,8	6,2%
Debêntures 15ª Emissão Série 1	IPCA + 6,83%	-	0,0%	568,0	8,3%	568,0	7,0%
Debêntures 15ª Emissão Série 2	CDI + 2,20%	-	0,0%	160,0	2,3%	160,0	2,0%
Debêntures 16ª Emissão Série 1	CDI + 0,90%	-	0,0%	132,5	1,9%	132,5	1,6%
Debêntures 16ª Emissão Série 2	CDI + 1,25%	-	0,0%	423,0	6,2%	423,0	5,2%
Debêntures 16ª Emissão Série 3	CDI + 1,35%	-	0,0%	62,5	0,9%	62,5	0,8%
Debêntures 17ª Emissão Série 1	CDI + 1,50%	-	0,0%	500,4	7,3%	500,4	6,2%
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%	152,4	2,2%	152,4	1,9%
Nota Promissória - 5ª NP Sesa	CDI + 1,25%	100,0	7,9%	200,0	2,9%	300,0	3,7%
CCB IBM 2017	CDI + 3,84%	0,7	0,1%	-	0,0%	0,7	0,0%
CCB IBM 2019	CDI	1,0	-	0,2	0,0%	1,1	0,0%
BNDES (CAPEX) TJLP **	TJLP + 3,52%	33,9	2,7%	-	0,0%	33,9	0,4%
BNDES (CAPEX) SELIC **	Selic + 3,08%	22,7	1,8%	-	0,0%	22,7	0,3%
BNDES (CAPEX) TLP **	IPCA + 6,14%	42,1	3,3%	214,0	3,1%	256,1	3,2%
BNDES (CAPEX) Pré-fixada **	6,00%	13,9	1,1%	47,6	0,7%	61,6	0,8%
BNDES Olimpíadas TJLP **	TJLP + 2,89%	11,5	0,9%	4,0	0,1%	15,5	0,2%
BNDES Olimpíadas SELIC **	SELIC + 2,58%	4,3	0,3%	1,4	0,0%	5,7	0,1%
BNDES Olimpíadas Pré-fixada **	3,50%	1,6	0,1%	4,4	0,1%	6,0	0,1%
FINEP - Inovação e Pesquisa	4,00%	23,2	1,8%	27,1	0,4%	50,3	0,6%
FIDC 2018 Série A	CDI + 1,20%	176,8	14,0%	700,9	10,2%	877,7	10,8%
FIDC 2018 Série B	IPCA + 5,75%	86,0	6,8%	279,4	4,1%	365,4	4,5%
Outros	-	(66,2)	-5,2%	(110,4)	-1,6%	(176,6)	-2,2%
Moeda Estrangeira *		-	0,0%	1.786	26,1%	1.786	22,0%
Tesouro Nacional	64,05% CDI	-	0,0%	30	0,4%	30	0,4%
Citibank	CDI + 1,50%	-	0,0%	416	6,1%	416	5,1%
Emissão de Bonds	142,79% CDI	-	0,0%	1.352	19,8%	1.352	16,7%
Outros	-	-	0,0%	(12)	-0,2%	(12)	-0,1%
Light Energia		6	100,0%	1.119	100,0%	1.126	100,0%
Moeda Nacional		6	100,0%	34	3,0%	40	3,5%
Debêntures 3ª Emissão	CDI + 1,18%	3	39,5%	15	1,3%	18	1,6%
BNDES Lajes	TJLP + 2,95%	4	60,9%	19	1,7%	23	2,0%
Moeda Estrangeira *		-	0,0%	1.086	97,0%	1.086	96,5%
Citibank	CDI + 1,30%	-	0,0%	416	37,2%	416	36,9%
Emissão de Bonds	143,01% CDI	-	0,0%	676	60,4%	676	60,0%
Outros	-	-	0,0%	(6)	-0,5%	(6)	-0,5%
Light Conecta		1	100,0%	0	100,0%	1	100,0%
BNDES - Conecta (Moeda Nacional) **	TJLP + 0,53%	1	100,0%	0	100,0%	1	100,0%
Total		1.273		7.961		9.234	

R\$ MM	Light SESA	Light Energia	Conecta	Outros Light S.A.	Light S.A. 1T20	Light S.A. 4T19	Δ %
Moeda Nacional	6.321	40	1	0	6.362	6.434	-1,1%
Moeda Estrangeira	1.786	1.086	0	0	2.871	2.261	27,0%
(+) Empréstimos e Financiamentos	3.671	1.108	1	0	4.780	4.280	11,7%
(+) Debêntures	4.436	17	0	0	4.453	4.416	0,8%
(+) Juros Devidos	166	21	0	0	187	71	162,8%
(+) Operações de Swap	-751	-414	0	0	-1.166	-338	244,5%
Dívida Bruta	7.521	733	1	0	8.255	8.428	-2,1%
(-) Disponibilidades	648	756	13	117	1.534	1.678	-8,6%
Dívida Líquida	6.873	-24	-12	-117	6.721	6.750	-0,4%

A dívida líquida consolidada no final do 1T20 era de R\$6.721 milhões, em linha com a posição registrada no 4T19, de R\$6.750 milhões.

Amortização dos empréstimos, financiamentos e debêntures (R\$MM)

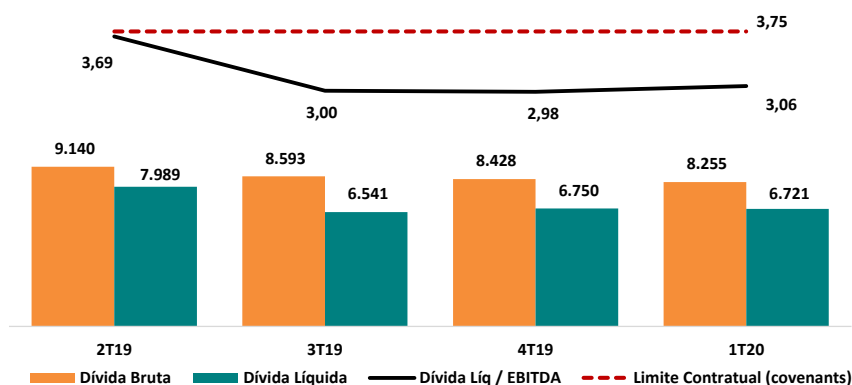
Prazo médio: 2,6 anos



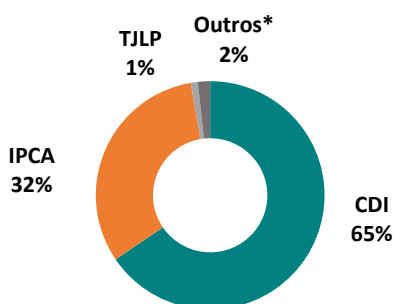
O indicador de *covenants* Dívida Líquida/EBITDA encerrou o 1T20 em 3,06x, acima do registrado no 4T19 (2,98x). Vale lembrar que o limite dos *covenants* estabelecido contratualmente para a maioria dos contratos é de 3,75x.

Com relação ao indicador EBITDA/Juros, a Companhia encerrou o 1T20 no patamar de 3,39x, acima do limite contratual mínimo para a maioria dos contratos, de 2,0x.

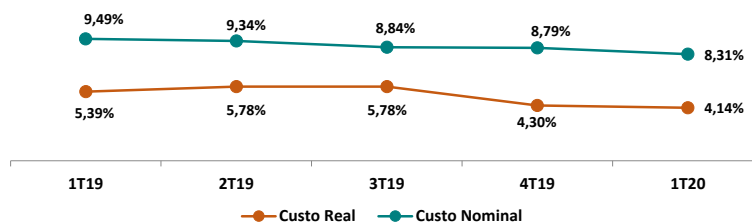
Dívida bruta e líquida consolidada (R\$MM)



Indexadores da dívida¹



Custo da dívida



¹Considerado Hedge

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

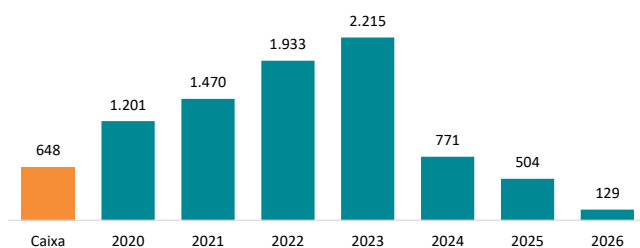
Cálculo dos Covenants - R\$ MM		mar/20	dez/19	set/19	jun/19	mar/19
Empréstimos e Financiamentos	+	4.837	4.334	5.417	5.293	5.367
Custos de Operações Financeiras de Empréstimos e Financiamentos	-	(57)	(55)	(68)	(72)	-
Encargos Devidos de Empréstimos e Financiamentos	+	79	28	88	39	88
Debêntures	+	4.519	4.487	3.788	4.265	4.137
Custos de Operações Financeiras de Debêntures	-	(66)	(71)	(65)	(74)	-
Encargos Devidos de Debêntures	+	108	43	107	59	99
Operação de Swap	+	(1.166)	(338)	(673)	(369)	(260)
Dívida Bruta	=	8.255	8.428	8.593	9.140	9.431
Disponibilidades	-	1.534	1.678	2.052	1.151	1.187
Dívida Líquida (a)	=	6.721	6.750	6.541	7.989	8.244
EBITDA CVM (12 meses)		1.754	1.875	2.358	1.524	1.645
Equivalência Patrimonial (12 meses)	-	(50)	(38)	(31)	(128)	(59)
Provisões (12 meses)	-	(1.586)	(1.540)	(919)	(597)	(627)
Outras Receitas/Despesas Operacionais (12 meses)	-	(49)	(49)	(85)	(73)	(82)
Valor justo do ativo indenizável da concessão (12 meses)	+	(154)	(153)	(124)	(155)	(185)
Outras Receitas - crédito PIS/COFINS (12 meses)	-	1.086	1.086	1.086	-	-
EBITDA para Covenants (12 meses) (b)	=	2.199	2.262	2.183	2.167	2.229
Juros (c)		649	669	699	726	718
Dívida Líquida/EBITDA para covenants (a/b)		3,06	2,98	3,00	3,69	3,70
Limite Superior Contratual Dívida Líquida/EBITDA		3,75	3,75	3,75	3,75	3,75
EBITDA para covenants/Juros (b/c)		3,39	3,38	3,12	2,99	3,10
Limite Inferior Contratual EBITDA/Juros		2,00	2,00	2,00	2,00	2,00

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

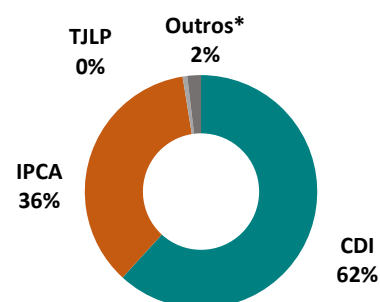
9.2. Abertura do Endividamento

Light SESA

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

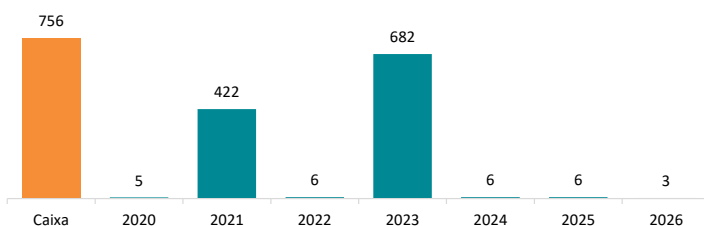


Indexadores de Dívida²

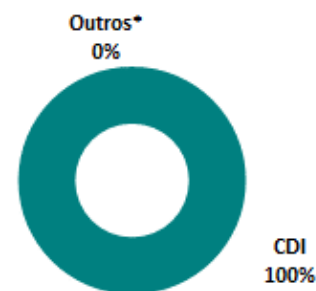


Light Energia

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

10. Investimento Consolidado

Investimento Consolidado (R\$MM)	1T20	1T19	Varição 1T20/1T19
Distribuição	157	144	8,6%
Engenharia	106	106	-0,2%
Comercial	51	38	32,9%
Ativos Não Elétricos	19	12	66,9%
Geração (Light Energia & Lajes)	6	8	-25,3%
Total	182	164	11,2%
Aportes	-	17	-
Belo Monte	-	-	-
Itaocara	-	-	-
Guanhães	-	17	-
Axxiom	-	-	-
Total do Investimento (incluindo aportes)	182	180	0,9%

O Capex consolidado da Companhia, excluindo os aportes, registrou um aumento de 11,2% no 1T20 contra o 1T19. Destaca-se o incremento de R\$13 milhões na rubrica Comercial em virtude dos investimentos decorrentes do atual plano de combate à perda. No 1T20, houve intensificação dos investimentos para instalação de medidores de fronteira (balanço energético MT), em normalização de clientes e novos projetos com foco na incorporação de energia e melhoria da qualidade da medição eletrônica. Além disso, registramos aumento de R\$7 milhões na linha de Ativos não Elétricos, concentrados em TI (R\$5 milhões) em função, principalmente, da antecipação de licenciamento de softwares.

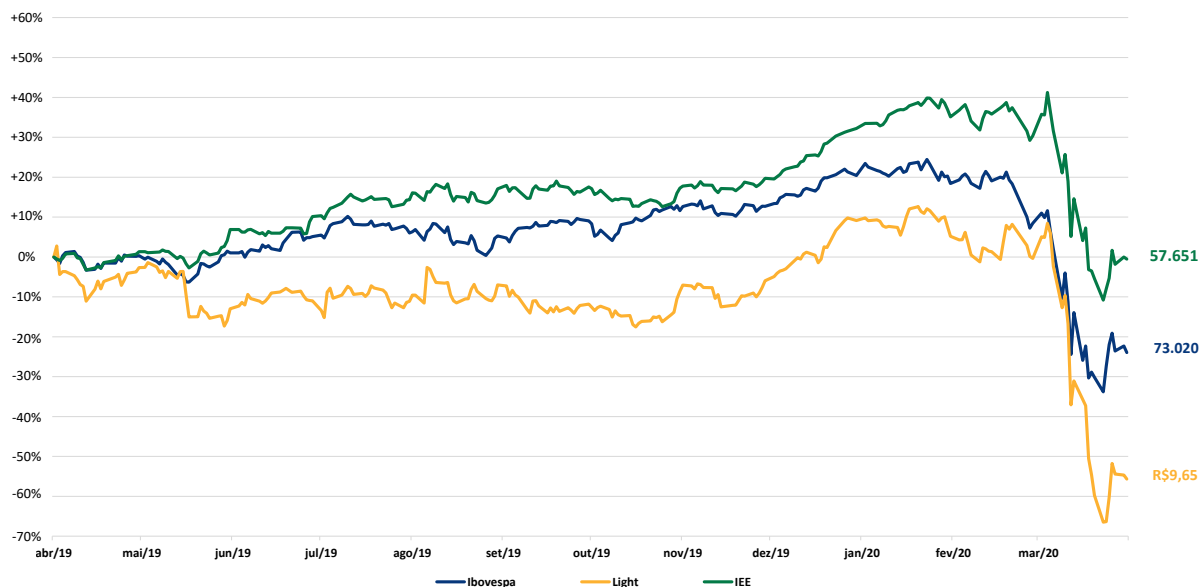
A Companhia não realizou nenhum aporte nas investidas no 1T20.

11. Mercado de Capitais

As ações da Light S.A. (LIGT3) estavam cotadas a R\$9,65 ao final de março/20. O valor de mercado da Companhia encerrou o trimestre em R\$2,9 bilhões.

Performance da ação da Light vs. Ibovespa vs. IEE

Base 100 em 01/04/19



Informações do Mercado	1T20	1T19
Média do Volume Negociado - LIGT3 (R\$MM)	77,5	27,4
Média da Cotação por ação - LIGT3 (R\$ / ação)	20,10	19,6
ADTV 90 dias (R\$MM)	70,8	27,7
Variação no preço - LIGT3	-59,6%	23,7%
Variação no preço - IEE	-25,5%	13,3%
Variação no preço - IBOV	-38,4%	4,8%

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)	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Lucro/Prejuízo Líquido (A)	167	164	1,5%
IR/CS (B)	(6)	(89)	-92,7%
IR/CS DIFERIDO (C)	(80)	10	-
EBT (A - (B + C))	254	243	4,5%
Depreciação e Amortização (D)	(149)	(146)	2,1%
Despesa Financeira Líquida (E)	(56)	(191)	-70,6%
EBITDA CVM ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	459	580	-20,8%

ANEXO III – Demonstração de Resultado

Light SESA

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	1T20	1T19	Varição 1T20/1T19
Receita Operacional Bruta	4.634	5.123	-9,6%
Fornecimento de Energia	3.874	4.334	-10,6%
CVA	(46)	25	-
Receita de Construção	154	160	-3,6%
Outras Receitas	652	604	8,0%
Deduções da Receita Operacional	(1.845)	(2.184)	-15,5%
Receita Operacional Líquida	2.789	2.939	-5,1%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(2.064)	(2.288)	-9,8%
Custo/Despesa Operacional	(417)	(356)	17,0%
Pessoal	(111)	(96)	15,8%
Material	(6)	(6)	8,1%
Serviços de terceiros	(111)	(128)	-13,3%
Provisões	(196)	(149)	31,9%
Outros	8	22	-65,1%
EBITDA Ajustado	307	295	4,3%
Depreciação e amortização	(135)	(132)	2,1%
Outras receitas/despesas operacionais	(4)	(4)	-6,7%
Resultado do Serviço	169	158	6,5%
Resultado Financeiro	(74)	(195)	-62,1%
Receita Financeira	569	24	2259,2%
Despesa Financeira	(642)	(219)	193,7%
Resultado antes dos impostos	95	(36)	-
IR/CS	-	-	-
IR/CS Diferido	(33)	12	-
Lucro/Prejuízo Líquido	62	(25)	-

Light Energia

Demonstração do resultado (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Receita Operacional Bruta	291	322	-9,7%
Suprimento - Venda de energia própria	249	260	-4,1%
Suprimento - Energia de Curto Prazo	39	59	-33,4%
Outras - TUSD	2	2	-23,7%
Outras	0	1	-33,0%
Deduções da Receita Operacional	(37)	(38)	-2,3%
Receita Operacional Líquida	254	284	-10,7%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(104)	(41)	154,9%
Custo/Despesa Operacional	(12)	(13)	-7,4%
Pessoal	(7)	(7)	2,0%
Material	(0)	(0)	-31,1%
Serviços de terceiros	(4)	(4)	12,2%
Provisões	1	0	4372,0%
Outros	(2)	(2)	-16,7%
EBITDA Ajustado	138	231	-40,1%
Depreciação e amortização	(14)	(14)	2,1%
Outras receitas/despesas operacionais	(1)	1	-
Resultado do Serviço	123	218	-43,4%
Equivalência Patrimonial	(0)	7	-
Resultado Financeiro	16	(3)	-
Receita Financeira	312	22	1337,6%
Despesa Financeira	(296)	(25)	1096,3%
Resultado antes dos Impostos	139	222	-37,5%
IR/CS	(0)	(69)	-99,5%
IR/CS Diferido	(45)	(1)	3176,8%
Lucro/Prejuízo Líquido	93	151	-38,3%

ANEXO IV – Resultado Financeiro

Light S.A.

Resultado Financeiro (R\$ MM)	1T20	1T19	Variação 1T20/1T19
Receitas Financeiras	882	53	1571,7%
Juros sobre Aplicações Financeiras	16	19	-16,4%
Operações de Swap	828	12	6614,3%
Acréscimo Moratório sobre débitos	17	22	-21,0%
Atualização de ativos e passivos financeiros do setor	4	(10)	-
Atualização de ICMS Base Cálculo PIS/COFINS	11	-	-
Outras Receitas Financeiras	6	10	-32,7%
Despesas Financeiras	(938)	(244)	-285,4%
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(100)	(124)	-19,1%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(56)	(55)	0,9%
Variação Monetária	(38)	(30)	24,2%
Variação Cambial	(655)	(13)	4922,3%
Variação Cambial Itaipu	(46)	(0)	11106,5%
Atualização de provisões para contingências	(4)	(4)	2,4%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(2)	(3)	-28,9%
Juros sobre Tributos	(0)	(2)	-96,0%
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	(1)	(1)	-45,5%
Atualização do GSF	(31)	2	-
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(5)	(12)	-59,5%
Total	(56)	(191)	-70,6%

ANEXO V – Balanço Patrimonial

Light S.A. (R\$ milhões)

ATIVO	1T20	4T19
Circulante	6.348	5.354
Caixa e equivalentes de caixa	797	996
Títulos e valores mobiliários	737	682
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	2.568	2.537
Estoques	60	60
Tributos e contribuições a recuperar	1.235	81
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	143	135
Ativos financeiros do setor	477	550
Despesas pagas antecipadamente	21	23
Serviços prestados a receber	33	31
Outros créditos	277	260
Não Circulante	18.299	18.490
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	1.146	1.113
Tributos e contribuições a recuperar	5.123	6.257
Tributos diferidos	33	36
Ativos financeiros do setor	142	113
Ativo financeiro da concessão	4.835	4.748
Depósitos vinculados a litígios	275	273
Instrumentos financeiros derivativos swap	1.166	373
Ativo contratual	615	497
Ativo de direito de uso	71	77
Investimentos	578	579
Imobilizado	1.581	1.587
Intangível	2.733	2.837
Ativo Total	24.647	23.844
PASSIVO	1T20	4T19
Circulante	4.968	5.178
Fornecedores	2.485	2.546
Tributos e contribuições a pagar	307	172
Imposto de renda e contribuição social a pagar	1	38
Empréstimos e financiamentos	554	551
Debêntures	905	836
Dividendos a pagar	-	315
Obrigações trabalhistas	98	86
Obrigações por arrendamento	33	32
Outros débitos	585	600
Não Circulante	12.964	12.436
Empréstimos e financiamentos	4.305	3.756
Debêntures	3.656	3.623
Instrumentos financeiros derivativos swap	-	35
Tributos e contribuições a pagar	218	348
Tributos diferidos	478	400
Participações societárias a descoberto	23	22
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	559	543
Obrigações por arrendamento	42	48
Valores a serem restituídos a consumidores	3.631	3.606
Outros débitos	52	54
Patrimônio Líquido	6.715	6.231
Capital Social	4.051	4.051
Reservas de capital	5	3
Reservas de lucros	1.958	1.958
Reserva especial	315	0
Ajustes de avaliação patrimonial	316	320
Outros resultados abrangentes	(101)	(101)
Lucros acumulados	171	0
Passivo Total	24.647	23.844

Light SESA (R\$ milhões)

ATIVO	1T20	4T19
Circulante	4.687	3.780
Caixa e equivalentes de caixa	269	554
Títulos e valores mobiliários	379	327
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	1.858	1.824
Estoques	55	56
Tributos e contribuições a recuperar	1.229	77
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	97	89
Ativos financeiros do setor	477	550
Despesas pagas antecipadamente	20	21
Serviços prestados a receber	32	31
Instrumentos financeiros derivativos swap	-	-
Outros créditos	271	252
Não Circulante	15.935	16.402
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	1.124	1.090
Tributos e contribuições	5.123	6.257
Depósitos vinculados a litígios	271	269
Ativos financeiros do setor	142	113
Ativo financeiro de concessões	4.835	4.748
Instrumentos financeiros derivativos swap	751	249
Ativo de contrato	615	497
Ativos de direito de uso	69	74
Investimentos	29	29
Imobilizado	246	245
Intangível	2.729	2.833
Ativo Total	20.622	20.182

PASSIVO	1T20	4T19
Circulante	3.565	3.715
Fornecedores	1.171	1.242
Tributos e contribuições a pagar	302	165
Imposto de renda e contribuição social a pagar	1	1
Empréstimos e financiamentos	529	540
Debêntures	903	833
Dividendos a pagar	-	274
Obrigações trabalhistas	88	77
Obrigações por arrendamento	31	30
Outros débitos	541	552
Não Circulante	11.564	11.310
Empréstimos e financiamentos	3.200	2.896
Debêntures	3.641	3.609
Instrumentos financeiros derivativos swap	-	18
Tributos e contribuições a pagar	218	348
Tributos diferidos	235	202
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	554	540
Obrigações por arrendamento	40	46
Valores a serem restituídos a consumidores	3.631	3.606
Outros débitos	44	46
Patrimônio Líquido	5.493	5.158
Capital social	4.146	4.146
Reservas de capital	7	7
Reservas de lucro	1.375	1.101
Outros resultados abrangentes	(97)	(97)
Lucros Acumulados	62	-
Passivo Total	20.622	20.182

Light Energia (R\$ milhões)

ATIVO	1T20	4T19
Circulante	1.505	1.427
Caixa e equivalentes de caixa	415	342
Títulos e valores mobiliários	341	338
Concessionárias, permissionárias e clientes	733	734
Tributos e contribuições	4	2
Serviços prestados	1	-
Estoques	5	4
Despesas pagas antecipadamente	1	2
Outros créditos	5	5
Não Circulante	1.852	1.570
Instrumentos financeiros derivativos <i>swap</i>	414	124
Depósitos vinculados a litígios	4	3
Ativos de direito de uso	3	3
Investimentos	136	136
Imobilizado	1.294	1.301
Intangível	2	2
Ativo Total	3.357	2.998
PASSIVO	1T20	4T19
Circulante	1.385	1.392
Fornecedores	1.304	1.285
Tributos e contribuições	3	4
Imposto de renda e contribuição social	0	37
Empréstimos e financiamentos	25	11
Debêntures	3	3
Obrigações trabalhistas	7	7
Obrigações por arrendamento	2	1
Outros débitos	41	45
Não Circulante	1.376	1.102
Empréstimos e financiamentos	1.104	860
Debêntures	15	15
Tributos diferidos	244	199
Rendas a pagar - <i>swap</i>	-	16
Provisões	4	3
Outros débitos	8	8
Obrigações por arrendamento	1	2
Patrimônio Líquido	596	503
Capital Social	77	77
Reservas de lucro	25	25
Proposta de dividendos adicionais	-	84
Ajustes de avaliação patrimonial	316	320
Outros resultados abrangentes	(4)	(4)
Lucros (Prejuízos) acumulados	181	-
Passivo Total	3.357	2.998

ANEXO VI – Fluxo de Caixa

Light S.A.

R\$ MM	1T20	1T19
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	208	154
Caixa gerado (aplicado) nas operações	478	672
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	254	243
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	123	73
Depreciação e amortização	149	146
Perda na venda ou baixa de intangível / imobilizado / investimento	2	6
Perdas cambiais e monetárias de atividades financeiras	693	44
Provisão e atualização financeira para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios e baixas e atualização financeira de depósitos vinculados a litígios	96	78
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	155	179
Juros sobre obrigações de arrendamento	2	2
Variação swap	(828)	(12)
Resultado de equivalência patrimonial	2	(9)
Efeito dos créditos de PIS e COFINS sobre ICMS	(11)	-
Opções de ações outorgadas	2	-
Valor justo do ativo indenizável da concessão	(62)	(61)
Constituição e atualização de ativos e passivos financeiros do setor	(98)	(16)
Variações nos Ativos e Passivos	(270)	(518)
Títulos e valores mobiliários	(7)	(2)
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(186)	(320)
Tributos, contribuições e impostos a compensar	11	(33)
Ativos e passivos financeiros do setor	141	0
Estoques	0	(2)
Serviços prestados a receber	(2)	2
Despesas pagas antecipadamente	2	2
Depósitos vinculados a litígios	(6)	9
Outros ativos	17	(174)
Fornecedores	(45)	360
Obrigações trabalhistas	11	16
Tributos, contribuições e impostos a pagar	1	(55)
Pagamento das provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	(76)	(53)
Outros passivos	(52)	(139)
Juros pagos	(38)	(98)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(42)	(31)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	(234)	5
Recebimento pela venda de participação	-	14
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(11)	(10)
Aquisições de bens do ativo intangível e do ativo contratual	(174)	(164)
Aplicações/Aquisições no investimento permanente - Aporte nas investidas	(0)	(17)
Resgate de aplicações financeiras	121	382
Aplicações financeiras	(169)	(200)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	(174)	(477)
Pagamento de obrigações por arrendamento	(10)	(9)
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	-	191
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(164)	(659)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	(199)	(317)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	996	707
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	797	390

Light SESA

R\$ MM	1T20	1T19
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	115	15
Caixa gerado (aplicado) nas operações	342	373
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	95	(36)
Provisão esperada para créditos de liquidação duvidosa	123	73
Depreciação e amortização	135	132
Perda na venda ou baixa de intangível, imobilizado, investimento e arrendamento	2	5
Perdas (ganhos) cambiais e monetárias de atividades financeiras	447	41
Provisão e atualização financeira para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas, regulatórios, baixas e atualização financeira de depósito vinculados a litígios.	95	78
Ajuste a valor presente e antecipações de recebíveis	(0)	(0)
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	137	156
Juros sobre obrigações de arrendamentos	2	2
Efeito dos créditos de Pis e Cofins sobre ICMS	(11)	-
Variação swap	(523)	(1)
Valor justo do ativo financeiro de concessão	(62)	(61)
Constituição e atualização de ativos e passivos financeiros do setor	(98)	(16)
Variações nos Ativos e Passivos	(227)	(358)
Títulos e valores mobiliários	(3)	(5)
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(191)	(341)
Tributos, contribuições e impostos a recuperar	12	(38)
Ativos e passivos financeiros do setor	141	0
Estoques	1	(1)
Serviços prestados a receber	(1)	2
Despesas pagas antecipadamente	1	1
Depósitos vinculados a litígios	(6)	9
Outros ativos	2	(19)
Fornecedores	(54)	341
Obrigações estimadas	10	15
Tributos, contribuições e impostos a pagar	4	(54)
Pagamento das provisões fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	(76)	(53)
Outros passivos	(31)	(139)
Juros pagos	(35)	(77)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	(228)	16
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(5)	(2)
Aquisições de bens do ativo intangível e do ativo de contrato	(174)	(164)
Resgate de aplicações financeiras	113	382
Aplicações financeiras	(162)	(200)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	(172)	(296)
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	-	191
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(163)	(479)
Pagamento de obrigações por arrendamento	(9)	(9)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	(285)	(265)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	554	491
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	269	225

Light Energia

R\$ MM	1T20	1T19
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	82	203
Caixa gerado (aplicado) nas operações	112	241
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	139	222
Depreciação e amortização	14	14
Perdas cambiais e monetárias (os) de atividades financeiras	245	2
Provisão de contingências e atualizações	1	0
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	18	23
Variação swap	(305)	(13)
Resultado de equivalência patrimonial	0	(7)
Variações nos Ativos e Passivos	(31)	(38)
Títulos e valores mobiliários	(3)	4
Concessionárias e permissionárias	1	20
Tributos, contribuições e impostos a compensar	(2)	4
Estoques	(0)	(1)
Despesas pagas antecipadamente	1	1
Depósitos vinculados a litígios	(0)	(0)
Outros ativos	15	4
Fornecedores	19	(35)
Obrigações trabalhistas	0	1
Tributos, contribuições e impostos a pagar	(1)	0
Provisões	-	(0)
Outros passivos	(21)	1
Juros pagos	(3)	(21)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(37)	(15)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	(6)	(24)
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(6)	(8)
Resgate de aplicações financeiras	7	-
Aplicações financeiras	(7)	-
Aplicações/aquisições no investimento	-	(17)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	(1)	(180)
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(1)	(179)
Pagamento de obrigações por arrendamento financeiro	(0)	(0)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	73	(1)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	342	90
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	415	88

Lista de Abreviaturas e Siglas

- **ACL** - Ambiente de Contratação Livre
- **ANEEL** - Agência Nacional de Energia Elétrica
- **BNDES** - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- **CCEE** - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- **CCRB** - Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária
- **CDE** - Conta de Desenvolvimento Energético
- **Conta-ACR** - Conta no Ambiente de Contratação Regulada
- **CUSD** - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
- **CUST** - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
- **CVA** - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”
- **CVM** - Comissão de Valores Mobiliários
- **DDSD** – Delegacia de Defesa dos Serviços Delegados
- **DEC** - Duração Equivalente de Interrupção
- **DIC** - Duração de Interrupção Individual por unidade Consumidora
- **DIT** – Demais Instalações de Distribuição
- **ESS** - Encargo de Serviço do Sistema
- **FEC** - Frequência Equivalente de Interrupção
- **FIC** - Frequência de Interrupção Individual por unidade Consumidora
- **GSF** - *Generation Scaling Factor* ou Fator de ajuste da Garantia Física
- **IRT** - Índice de Reajuste Tarifário Anual
- **O&M** - Operação e Manutenção
- **PCH** - Pequena Central Hidrelétrica
- **PECLD** - Provisões Estimada para Crédito de Liquidação Duvidosa
- **PLD** - Preço de Liquidação das Diferenças
- **PMSO** - Pessoal, Material, Serviços e Outros
- **REN** - Recuperação de Energia
- **TOI** - Termo de Ocorrência e Inspeção
- **TUSD** - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
- **TUST** - Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão
- **UHE** - Usina Hidrelétrica
- **UTE** - Usina Térmica
- **VNR** - Valor Novo de Reposição

Rio de Janeiro, May 7, 2020.

Light reduces energy losses and secures trend of improved results at DisCo

Financial Highlights

- **Consolidated EBITDA totaled R\$466 million in 1Q20**, representing a decrease of R\$109 million, or 19%, compared to 1Q19. This decrease is primarily due to the results of the Generation Company as a result of the GSF, which was significantly less favorable in 1Q20 and resulted in lower sales of surplus energy in the quarter.
- **EBITDA of Light SESA, on its turn, increased by 4.3% in 1Q20** compared to 1Q19, primarily due to the **decrease in energy losses and the reduction in PMS**.
- **In 1Q20, consolidated net income totaled R\$167 million**, in line with R\$164 million in 1Q19. We highlight the net income of the Distribution Company, which totaled R\$62 million in 1Q20, compared to a net loss of R\$25 million in 1Q19, due to the better financial result in the period, as a result of the gain from marked-to-market debt swap transactions.
- **PMSO, excluding the non-recurring expense of R\$12.4 million under the Voluntary Dismissal Plan (Plano de Demissões Voluntárias) (VDP), launched in October 2019, increased by R\$3 million compared to 1Q19. In 1Q20, consolidated PMS, excluding the VDP, decreased by 4.4%.**
- **In 1Q20, PECLD totaled R\$123 million (compared to R\$73 million in 1Q19), accounting for 2.3% of the gross revenue (12 months).** The index increased by 0.4 p.p. compared to that recorded in December 2019, due to the progress of the customer regularization initiatives, as expected by the Company.
- **At the end of 1Q20, Net Debt/EBITDA ratio was 3.06x**, above the Net Debt/EBITDA ratio of 2.98x in 4Q19 and below the limit of 3.75x set forth as covenant in most debt agreements. **At the end of March 2020, net debt totaled R\$6,721 million.**
- **At the end of 1Q20, consolidated cash totaled R\$1,534 million**, in view of debt in the amount of R\$1,207 million maturing by the end of the year. In April, Light received **R\$105 million as transfer of sector funds, raised R\$400 million in debentures** and, in order to preserve its cash position, **shareholders approved the retention of 2019 dividends**, which shall be paid in coming years.

Financial Highlights (R\$ MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Net Revenue*	2,895	3,179	-8.9%
PMSO	241	225	7.1%
Adjusted EBITDA ¹	466	575	-19.0%
Net Income	167	164	1.5%
Net Debt/EBITDA - covenants (x)	3.06	3.70	-17.4%
PECLD/ROB	2.3%	2.1%	0.2 p.p.
CAPEX Light	182	164	11.2%
Net operating cash generation	208	154	35.2%

* Does not consider construction revenue.

Operating Highlights

- **At the end of 1Q20, total loss on grid load (12 months) was 25.44%, representing a 0.6 p.p. decrease compared to 26.04% in December 2019.** In 1Q20, total loss on grid load (12 months) amounted to 9,264 GWh, representing a 472 GWh decrease compared to 9,736 GWh in 4Q19. In 1Q20, excluding REN, total loss on grid load (12 months) was 26.09%, representing a 0.5 p.p. decrease compared to 4Q19.
- **The non-technical loss over low voltage market (12 months) closed 1Q20 at 50.25%, 1.8 p.p. lower than in December/19.**
- **The grid load decreased by 9.1% compared to 1Q19**, due to the decrease in temperature (Δ of -2.6°C), the decrease in losses and the reflexes of Covid-19, perceived in the second fortnight of March.
- **The billed market decreased by 6.7%, below the decrease in grid load, due to the decrease in losses.**
- **In March 2020, Light reached a record result in quality of services provided**, in line with the best and largest distribution companies in the country. **In 1Q20, DEC (12 months) was 6.96 hours**, representing a 10.4% decrease compared to 4Q19, while **FEC (12 months) was 4.27x**, in line with the result recorded in December 2019. **Both indicators are below the limit established by ANEEL.**
- **The 8.7% increase in the number of own employees** is due to the strategy to insource labor related to activities to combat losses, emergencies and new connections.

Operational Highlights	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Grid Load* (GWh)	9,855	10,841	-9.1%
Billed Market (GWh)	7,194	7,708	-6.7%
Sold Energy - Generation (MWm)	611	576	6.1%
Commercialized Energy - Com (MWm)	645	641	0.7%
Total Loss/Grid Load (12 months)	25.44%	24.49%	0.96 p.p.
DEC - Hours (12 Months)	6.96	8.09	-14.0%
FEC - Times (12 Months)	4.27	4.36	-2.1%
Number of own staff	5,246	4,825	8.7%
Number of outsourced staff	6,729	7,765	-13.3%

* Own Load + Use of Network

1- Adjusted EBITDA is CVM EBITDA adjusted by equity income and other operating income (expenses). The Company adopted Adjusted EBITDA to conduct the analyses described in this document.

Disclaimer

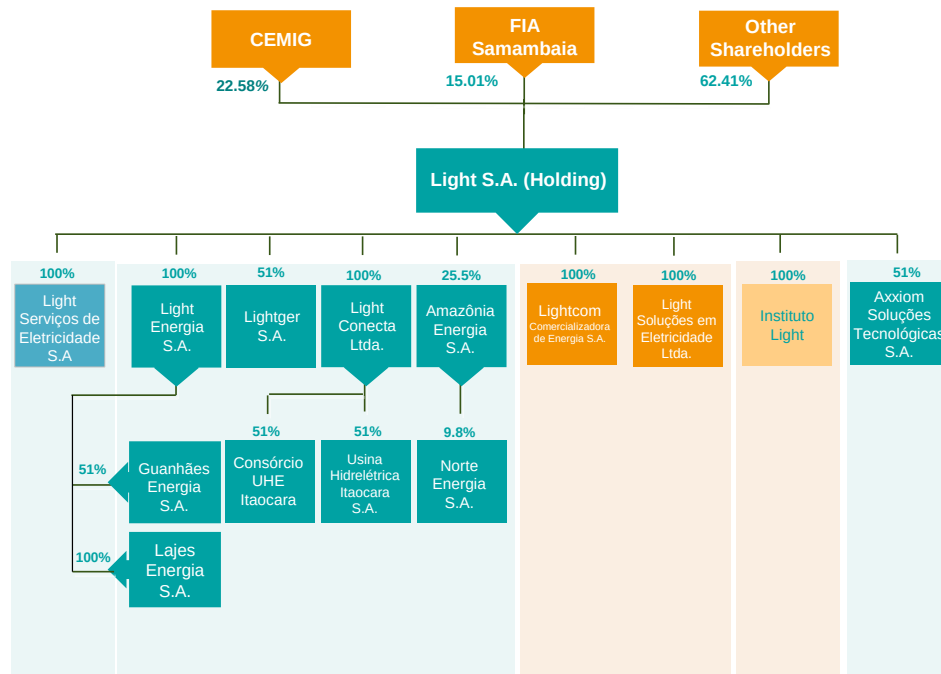
Operating information and information relating to Management's expectations on the future performance of the Company have not been reviewed by the independent auditors. Forward-looking statements are subject to risks and uncertainties. These statements are based on Management's judgment and assumptions and information currently available to the Company. Forward-looking statements include information about our current plans, opinions or expectations, as well as the plans, opinions or expectations of the members of the Board of Directors and Board of Executive Officers of the Company. 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 words. Forward-looking statements and information are not an assurance of future performance. They involve risks, uncertainties, and assumptions as they relate to future events and therefore are contingent on circumstances which may or may not occur. Future results and the creation of shareholder value may differ significantly from those expressed or suggested by 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 Contents

1. Profile and Corporate Structure	4
2. Material Events in the Period	5
2.1 Change in Share Ownership.....	5
2.2 Resignation of Member of the Board of Directors	5
2.3 ANEEL defines the 2020 Tariff Adjustment for Light SESA	5
2.4 Election of the Corporate Management Officer.....	7
3. Subsequent Events	7
3.1 Settlement of the 18 th issuance of debentures of Light Sesa	7
3.2 Proof of claim regarding credits resulting from the exclusion of ICMS from the calculation basis of PIS/COFINS	7
3.3 Intercompany loan from Light Energia to Light Sesa	7
3.4 Change in share ownership	7
3.5 Fitch reaffirmed Light's rating.....	7
3.6 Annual and Extraordinary General Meeting and Extraordinary General Meeting	7
4. Impacts of COVID-19.....	9
5. Light S.A. – Consolidated	11
5.1. Consolidated Financial Performance	11
5.2. Consolidated Adjusted EBITDA	12
5.3. Consolidated Net Income	13
6. Light SESA – Distribution.....	14
6.1. Operating Performance	14
6.1.1. Market	14
6.1.2. Energy Balance.....	17
6.1.3. Energy Loss	18
6.1.4. Collection	21
6.1.5. Operating Quality	22
6.2. Financial Performance of Light SESA	23
6.2.1. Net Revenue of Light SESA.....	23
6.2.2. Costs and Expenses of Light SESA	24
6.2.3. Variation Offset Account – CVA	26
6.2.4. Financial Result of Light SESA	26
7. Light Energia – Generation	27
7.1. Operating Performance	27
7.1.1. Energy Purchases and Sales.....	27
7.1.2. Level of Energy Contracted/Uncontracted (Light Energia + Light Com)	28
7.2. Financial Performance of Light Energia	29
7.2.1. Net Revenue, Costs and Expenses of Light Energia	29
7.2.2. Financial Result of Light Energia	30
7.2.3. Net Income (Loss) of Light Energia	30
8. Light Com – Trading	31
8.1. Operating Performance of Light Com	31
8.2. Financial Performance of Light Com.....	31
9. Indebtedness	32
9.1. Light S.A.	32
9.2. Debt Breakdown	35
10. Consolidated Investment.....	36
11. Capital Markets.....	37
ANNEX I – Generation Assets.....	37
ANNEX II – CVM EBITDA Reconciliation	39
ANNEX III – Income Statement	40
ANNEX IV – Statement of Financial Result.....	42
ANNEX V – Statement of Financial Position.....	43
ANNEX VI – Statement of Cash Flows.....	46

1. Profile and Corporate Structure

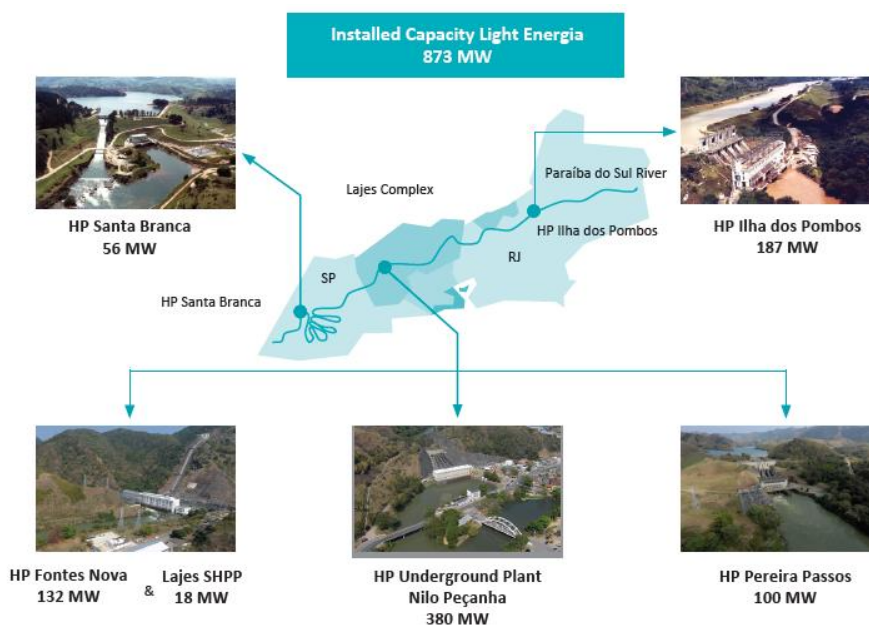
Light is an integrated company of the energy industry in Brazil, headquartered in Rio de Janeiro, operating in the energy generation, distribution and trading segments.



*Corporate structure on April 17, 2020.

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 thousand km²) of the State and encompasses 11 million people, accounting for 64% of the total population. Of the 92 cities in the State, with a total of 7 million consumers of electricity, the Company operates in 31 cities, with a base of approximately 4.4 million customers.

The Company's generation complex comprises five hydroelectric power plants and one small hydroelectric power plant, totaling an installed capacity of 873 MW. These power plants are: (i) Fontes Nova, Nilo Peçanha, Pereira Passos and PCH Lajes, which comprise the Lajes Complex (in the city of Piraí); (ii) Ilha dos Pombos, in the city of Carmo, State of Rio de Janeiro; and (iii) Santa Branca, in the city of Santa Branca, State of São Paulo. The Lajes



Complex also comprises two pumping plants: Santa Cecília and Vigário. Including the interest held in PCH Paracambi, Belo Monte and Guanhões, the Company has a total installed capacity of 1,188 MW.

2. Material Events in the Period

2.1 Change in Share Ownership

On January 15, BNDESPAR informed that, from December 26, 2019 to January 15, 2020, it sold all common shares it held in the capital stock of the Company and, therefore, is no longer a shareholder.

On January 16, FIA Samambaia informed that it became the holder of 22,730,000 common shares, representing 7.48% of the capital stock of Light and, on January 27, it informed that it increased its equity interest to 10.17%.

2.2 Resignation of Member of the Board of Directors

On February 11, Mr. Ivan Monteiro resigned as member of the Board of Directors.

2.3 ANEEL defines the 2020 Tariff Adjustment for Light SESA

On March 10, ANEEL approved the tariff adjustment for Light SESA, with an average effect of +6.21%. The new tariffs take effect as of March 15, 2020.

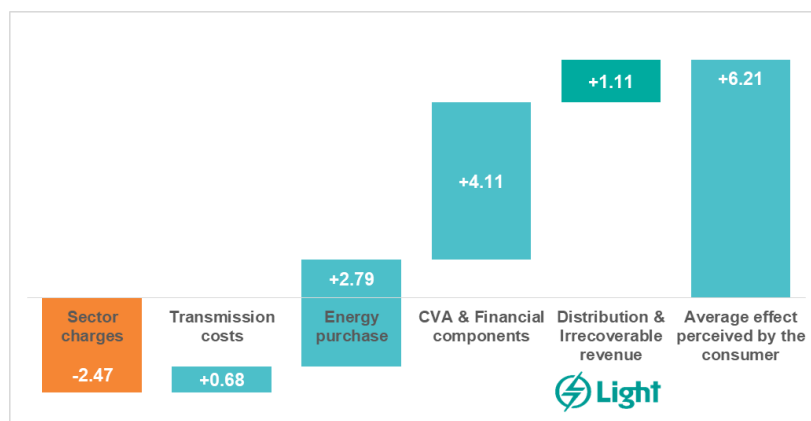
Residential consumers perceived a 5.91% increase, as set forth in the table below, which also shows the impact to be perceived by other classes and voltage levels.

Average Perception by Consumers		
	FREE + CAPTIVE	AVERAGE EFFECT
Group A	A2 (88 to 138kV)	7.11%
	A4 (2.3 to 25kV)	6.53%
	AS (Subterranean)	7.46%
Low Voltage	B1 (Residential)	5.91%
	B2 (Rural)	14.35%
	B3 (Commercial)	6.05%
	B4 (Public Illumination)	5.99%
	Group A	6.73%
	Low Voltage	5.98%
	Group A + LV	6.21%

The annual tariff adjustment process consists of passing on to consumers the non-manageable costs of the concession (Parcel A: energy purchase costs, sector charges and transmission charges), and updating the manageable costs (Parcel B) according to the IPC-A fluctuation, adjusted by the X Factor components, which passes on to consumers the annual productivity gains of the company and the adjustments in operating costs defined in the last Tariff Review, in addition to incorporating quality improvement incentive mechanisms.

The chart below summarizes the share of each cost item in the average effect perceived by consumers.

Average Perception by Consumers



The projection of non-manageable items in Parcel A was impacted by the reduction in sector charges, due to the end of the payment of the ACR Account CDE, and by the increase in energy purchase costs. Regarding this last item, the impact of the Itaipu and Norte Fluminense plants stands out, whose contracts are indexed to the dollar, which increased by 16% over the last tariff readjustment. Accordingly, the average price of energy purchase agreements (Pmix) increased from R\$ 210.08/MWh to R\$ 221.74/MWh.

The removal of financial components from the previous tariff process and the inclusion of new ones represented an increase of 4.11 p.p. This increase is explained by the occurrence, throughout 2019, of expenses without due tariff coverage, mainly related to energy purchases and transmission (basic network). At the time, these costs were borne by Light and now ANEEL is passing them on to consumers, as provided for in the concession agreement.

In regard to the transfer of regulatory losses, an item included in Energy Purchase costs, the percentages defined in the last Tariff Review were maintained: 36.06% on the low voltage market for non-technical losses and 6.34% on the grid load for technical losses.

The adjustment of Parcel B (which covers costs and remunerates Light's investments), reflects the accumulated variation of the IPC-A in the period, of 3.94%, deducted from the X Factor resulting from the sum of three components: X Factor Pd, of 0.54%, associated with productivity gains; T Component, of -0.84%, related to the upward trajectory of operating costs; and Q Component, of -0.29%, which captures the improvement in quality indicators between the years 2017 and 2018.

IPC-A and breakdown of X Factor	%
IPC-A	+3.94%
X Factor	-0.59%
<i>X Factor Pd (Productivity)</i>	+0.54%
<i>T Component (Opex Trajectory)</i>	-0.84%
<i>Q Component (Quality)</i>	-0.29%
Parcel B adjustment ratio (IPC-A – X Factor)	+4.53%

In addition, values shared with consumers associated with revenues from exceeding demand, reactive surplus and other revenues were adjusted. As a result, the tariff adjustment generated a total increase of +4.90% over Parcel B billed in the last 12 months, resulting in R\$2,827,389 thousand.

2.4 Election of the Corporate Management Officer

On March 17, Mrs. Déborah Brasil was elected Corporate Management Officer, replacing Mr. Claudio Moraes.

Mrs. Déborah is a lawyer graduated from UERJ, with a post-graduation degree from IBMEC and an MBA from FGV. In recent years, she held the position of General Counsel of the Distribution Companies of the Enel Group, as well as other positions in the Enel Group in Brazil. Previously, she worked at Grupo Globo, Oi and Net/Claro.

3. Subsequent Events

3.1 Settlement of the 18th issuance of debentures of Light Sesa

On April 15, the 18th issuance of debentures of Light Sesa was settled, in the total amount of R\$400 million. The debentures accrue interest at the CDI rate + 2.51% p.a. and mature within one year. The proceeds will be used to reinforce the working capital of Light Sesa.

3.2 Proof of claim regarding credits resulting from the exclusion of ICMS from the calculation basis of PIS/COFINS

On April 9, the Brazilian Revenue Office accepted the proof of claim regarding tax credits confirmed by the final and unappealable judgement rendered in the lawsuit that sought the exclusion ICMS from the calculation basis of PIS/COFINS, which amount to approximately R\$6 billion, adjusted for inflation. This was the last step pending for Light to begin using these tax credits to offset federal taxes payable.

3.3 Intercompany loan from Light Energia to Light Sesa

On April 14, ANEEL approved the request for a loan between Light Energia and Light Sesa, in the amount of up to R\$500 million, maturing in 24 months. The proceeds will be used to reinforce the working capital of Light Sesa. On May 4, Light Energia granted the loan to Light Sesa, in the amount of R\$500 million.

3.4 Change in share ownership

On April 17, FIA Samambaia informed that it became the holder of 45,621,300 common shares of Light (15.01%).

3.5 Fitch reaffirmed Light's rating

On April 24, rating agency Fitch Ratings reaffirmed Light's rating of A+ (bra), on the national scale, and BB-, on the international scale, changing both ratings from a stable outlook to a negative outlook.

3.6 Annual and Extraordinary General Meeting and Extraordinary General Meeting

On April 28, Light held a shareholders' meeting that approved the financial statements for 2019; the use of the result for 2019, which will be retained in a special reserve for subsequent distribution; the installation of the Fiscal Council, with the reelection of sitting members and alternates; and the determination of the annual global compensation of members of management for 2020. This shareholders' meeting also approved the election of Mr. Hélio Paulo Ferraz as member of the Board of Directors, replacing Mr. Ivan Monteiro, who resigned on February 11. Accordingly, the Board of Directors of the Company currently has the following composition:

David Zylbersztajn, Chairman
Independent Member

Carlos Marcio Ferreira, Vice- Chairman
Independent Member

Antonio Rodrigues dos Santos e Junqueira
Member

Carlos Alberto da Cruz
Member

Carlos da Costa Parcias Júnior
Independent Member

Helio Paulo Ferraz
Independent Member

Octávio Cortes Pereira Lopes
Independent Member

Patrícia Gracindo Marques de Assis Bentes
Independent Member

Ricardo Reisen de Pinho
Independent Member

On the same day, another meeting was held, which approved the amendment to the Bylaws of the Company. Accordingly, the officers now coordinate and manage the processes related to the following areas:

NAME / STATUTORY POSITION	AREAS OF OPERATION
Ana Marta Horta Veloso <i>Chief Executive Officer and Investor Relations Officer</i>	Investor Relations Regulation Human Resources Internal Audit, Compliance and Corporate Risks Institutional Relations / Communication Corporate Governance Ombudsman
Roberto Caixeta Barroso <i>Officer</i>	Finance Supplies / Equity Information Technology
Déborah Meirelles Rosa Brasil <i>Officer</i>	Legal
Alessandra Genu Dutra Amaral <i>Officer</i>	Energy and Commercialization
Dalmer Alves de Souza <i>Officer</i>	Planning of Distribution
Marcus Auguste Pimenta <i>Officer</i>	Operation of Distribution

4. Impacts of COVID-19

Considering the progress of the Covid-19 pandemic and the key nature of the services provided by Light, we adopted certain measures to ensure the continuity of the services we provide to society, while ensuring the wellbeing and health of our employees and customers.

On March 12, we implemented a crisis committee comprised of representatives of a number of areas of the Company to monitor the progress of the pandemic and assist our management in making decisions that ensure the provision of a quality service, protecting the physical integrity of employees and customers.

The main initiatives include the implementation of home office for all administrative teams, the granting of leave and medical assistance to individuals included in risk groups, the offer of hand sanitizers in all buildings and vehicles, the distribution of face masks, the taking of temperature of employees and public in general that enter the company's facilities and the anticipation of the H1N1 vaccination campaign.

In addition to these measures, we have prioritized requests made by hospitals, either for new energy connections or increase in load/demand. We are anticipating the needs of these customers and providing flexible procedures, as these requests must be met as soon as possible.

The recommendation of social isolation made by the governments of the city and state of Rio de Janeiro, at the end of March, in order to reduce contamination by the new coronavirus, decreased the demand for energy in Light's concession area, mainly in commercial retail activities and electro-intensive industry.

On March 24, Aneel approved measures to ensure the provision of services of distribution of energy, including the prohibition to suspend supply due to non-payment by urban and rural residential consumers (including low-income consumers), in addition to key services and activities (for example, hospitals). This measure does not prohibit the collection of overdue bills, including the inclusion of defaulting consumers in credit bureau lists.

Aneel also allowed the temporary suspension of in-person customer service. Accordingly, Light interrupted customer service at its commercial agencies, directing customers to its digital channels, including *Agência Virtual*, WhatsApp, Facebook and Twitter.

On April 8, also in the regulatory context, Presidential Provisional Decree (*Medida Provisória*) No. 950 was enacted, providing for the allocation of funds from the Brazilian National Treasury to a sector fund to subsidize low-income consumers with a maximum consumption of up to 220 kWh by the end of June. This Decree also provides for the discussion of measures that may ensure the economic and financial equilibrium of distribution companies, which is currently handled by ANEEL, the Ministry of Mines and Energy and the Ministry of Economy.

Also in April, in order to reinforce the cash of distribution companies, Aneel released more than R\$1.5 billion in sector funds, and Light received approximately R\$105 million.

Additionally, the Company took action to strengthen its cash. Light SESA issued R\$400 million in debentures in April and received R\$500 million under an intercompany loan granted by Light Energia in May.

Main operating impacts recorded in April as a result of Covid-19

	Apr' 20	Apr' 19	% Change
Grid Load(GWh)	2,632	3,292	-20.1%
Billed Market (GWh)	1,996	2,347	-15.0%
Collection (%)	92.0%	100.3%	-8.30 p.p.

April' 20 figures are preliminary and unaudited

Social Responsibility Actions

In view of the impacts of the Covid-19 pandemic and aware of the demands of society, Light has been taking a number of actions focused on health and the needs of the population.

We highlight the donation of R\$1.5 million to the emergency fund of Fiocruz to support the production and purchase of rapid test kits to diagnose Covid-19—an initiative taken together with other companies of the energy sector, and the free supply of energy to the field hospital located in the neighborhood of Leblon, in the city of Rio de Janeiro, which will have a total of 200 beds.

We also donated 300,000 hygiene items to the communities in which we operate.

Moreover, we intensified communication actions through advertisement, social networks and the press to get even closer to society, informing about the important role played by the company and the initiatives in the current context.

In view of the suspension of activities of *Centro Cultural Light*, we redirected the educational program to digital channels, providing information and entertainment to children and families during times of social isolation.

5. Light S.A. – Consolidated

5.1. Consolidated Financial Performance

Income Statement (R\$ MN)	1Q20	1Q19	Var. %
Gross Operating Revenue	4,780	5,414	-11.7%
Deductions	(1,885)	(2,236)	-15.7%
Net Operating Revenue	2,895	3,179	-8.9%
Operating Expense	(2,579)	(2,750)	-6.2%
PMSO	(241)	(225)	7.1%
Personnel	(123)	(106)	16.4%
Material	(7)	(6)	6.6%
Outsourced Services	(117)	(133)	-12.1%
Others	5	20	-73.4%
Purchased Energy	(1,993)	(2,230)	-10.6%
Depreciation	(149)	(146)	2.1%
Provisions	(72)	(76)	-5.1%
PECLD	(123)	(73)	68.8%
Adjusted EBITDA*	466	575	-19.0%
Financial Result	(56)	(191)	-70.6%
Other Operating Income / Expenses	(5)	(5)	2.9%
Result Before Taxes and Interest	256	233	9.5%
Social Contributions and Income Tax	(6)	(89)	-92.7%
Deferred Income Tax	(80)	10	-
Equity Income	(2)	9	-
Net Income	167	164	1.5%

Note: excludes Construction Revenue/Expenses.

* Adjusted EBITDA is calculated as net income before income tax and social contribution, equity income, other operating income (expenses), financial result, depreciation and amortization.

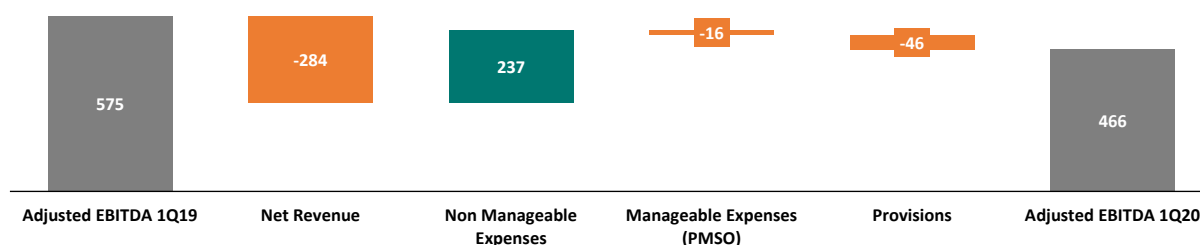
5.2. Consolidated Adjusted EBITDA⁴

Consolidated EBITDA by Segment (R\$ MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Distribution	307	295	4.3%
Generation	138	231	-40.1%
Trading	25	52	-51.8%
Others and eliminations	(5)	(2)	138.2%
Total	466	575	-19.0%
EBITDA Margin (%)	16.1%	18.1%	-2.00 p.p.

In 1Q20, consolidated EBITDA totaled R\$466 million, representing a 19% decrease compared to 1Q19, due to the decrease in EBITDA of the Generation Company, as a result of GSF, which was significantly less favorable in 1Q20 and resulted in lower sales of surplus energy in the quarter.

On its turn, EBITDA of the distribution company increased by 4.3%, due to the decrease in energy losses and PMS in 1Q20, maintaining the downward trend of previous quarters. In 1Q20, the energy loss disallowances decreased by R\$51.2 million compared to that of 1Q19.

Consolidated Adjusted EBITDA 1Q19 / 1Q20 – R\$ MN

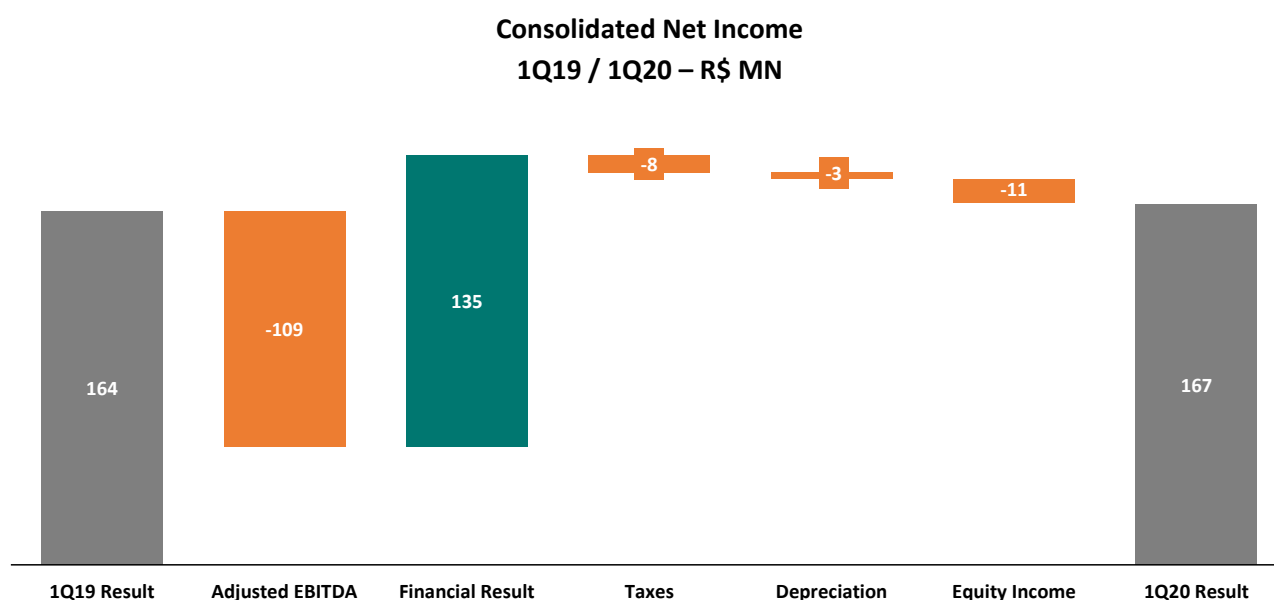


⁴ Adjusted EBITDA is calculated as net income before income tax and social contribution, equity income, other operating income (expenses), net financial result, depreciation and amortization.

5.3. Consolidated Net Income

Consolidated Net Income/Loss by Segment (R\$ MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Distribution	62	(25)	-
Generation	93	151	-38.3%
Trading	17	37	-54.1%
Others and eliminations	(6)	0	-
Total	167	164	1.5%
Net Margin (%)	5.8%	5.2%	0.59 p.p.

In 1Q20, consolidated net income totaled R\$167 million, in line with R\$164 million in 1Q19. We highlight the net income of the distribution company, which totaled R\$62 million, compared to a net loss of R\$25 million in 1Q19, due to the better financial result in the period, as a result of the gain from marked-to-market debt swap transactions in foreign currency.



6. Light SESA – Distribution

6.1. Operating Performance

Operating Highlights	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Nº of Consumers (thousand)	4,420	4,428	-0.2%
Nº of Employees	5,010	4,575	9.5%
Average tariff* - R\$/MWh	821	786	4.5%
Average tariff* - R\$/MWh (w/out taxes)	581	525	10.7%
Average bilateral contracts cost** - R\$/MWh	224	211	6.0%
Average energy purchase cost with Spot*** - R\$/MWh	230	240	-4.4%

¹ Considers the number of active contracts

² Captive market and free market

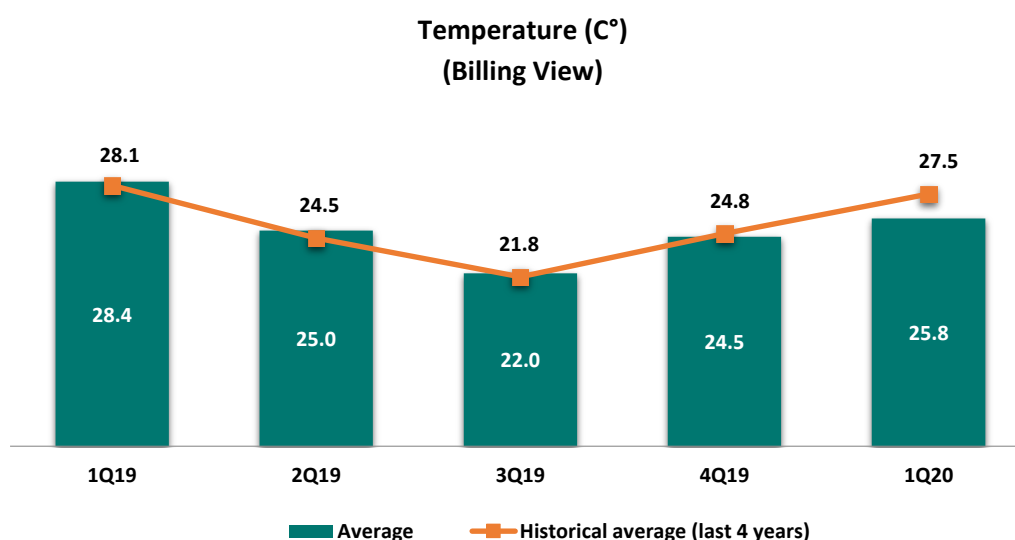
* Does not include purchase in the spot market and hydrological risk

**Does not include hydrological risk

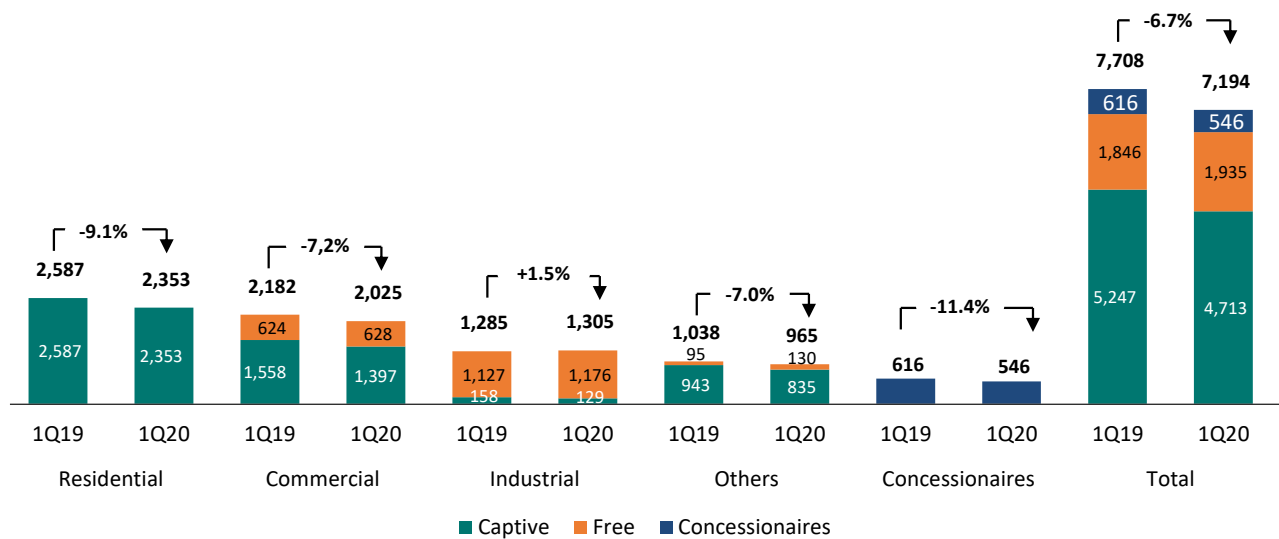
The increase in the number of employees is due to the insourcing strategy, primarily regarding activities to combat losses, emergencies and new connections. The objective of insourcing is to obtain productivity gains and allow a better ethical control and management of field teams.

The 6.0% increase in average energy purchase agreement expenses is due to increased payments related to availability agreements and the appreciation of the U.S. dollar exchange rate. However, average energy purchase expenses (which do not include hydrological risk) decreased by 4.4% compared to 1Q19, due to the decrease in PLD and load in the period.

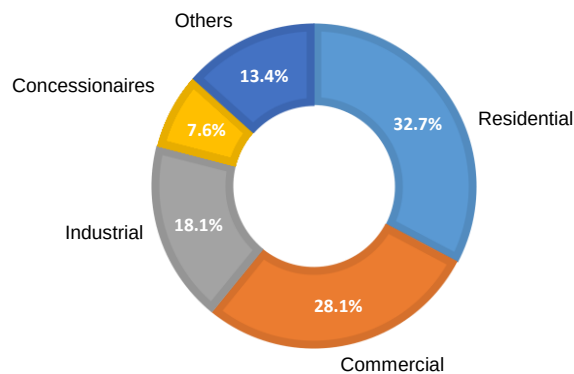
6.1.1. Market



Billed Market (GWh) 1Q20



Energy Market 1Q20



In 1Q20, the total energy market amounted to 7,194 GWh, representing a 6.7% decrease compared to 1Q19, primarily due to the lower average temperature recorded in 1Q20 ($\Delta -2.6^{\circ}\text{C}$). The energy market decreased in the second fortnight of March, mainly in commercial retail activities and energy-intensive industry. Light's market is highly sensitive to variations in temperature, especially during summer months, when high average temperatures require an increased use of cooling devices, increasing the consumption of certain home appliances, including refrigerators and freezers.

In 1Q20, the consumption of the Residential segment totaled 2,353 GWh, representing a 9.1% decrease compared to 1Q19, primarily due to the decrease in average temperature in the quarter, which was partially offset by activities of formalization and incorporation of energy of customers that had their energy supply cut, which activities were initiated in 4Q19.

In 1Q20, the consumption of the Commercial segment, including captive and free customers, decreased by 7.2% compared to 1Q19, due to the lower temperature and the impacts of Covid-19 in the second fortnight of March.

In 1Q20, the consumption of the Industrial segment increased by 1.5%, compared to 1Q19, primarily due to the 11.3% increase in consumption of the steel sector. In the second fortnight of March, the consumption of the Industrial segment decreased by 4% compared to the first weeks of March.

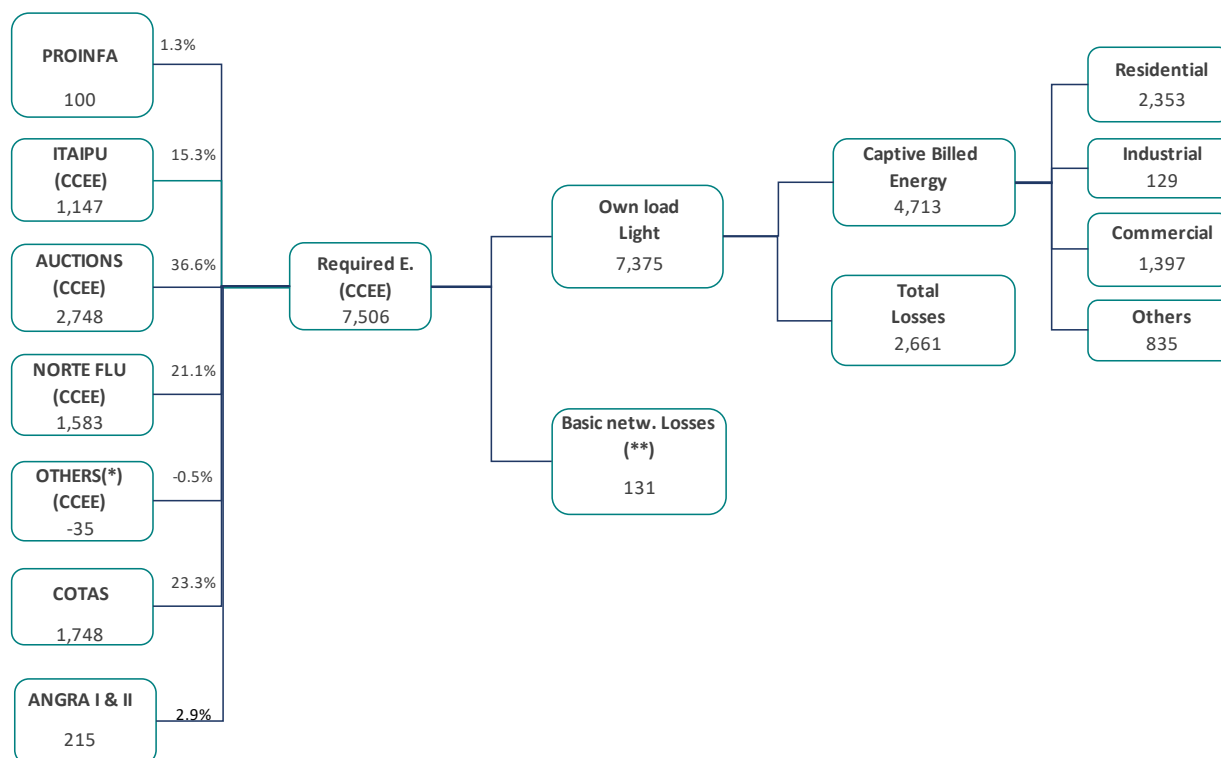
In 1Q20, the consumption of the Others segment decreased by 7.0% due to the same factors that affected the Commercial segment.

At the end of 1Q20, the free market accounted for 26.9% of the total market of the distribution company. The migration of captive customers to the free market does not affect the Company's margin, as energy continues to be transported by the Company, which receives TUSD. In 1Q20, the number of free customers increased by 47 compared to December 2019, totaling 1,018 customers at the end of 1Q20.

6.1.2. Energy Balance

Energy Distribution Balance (GWh)

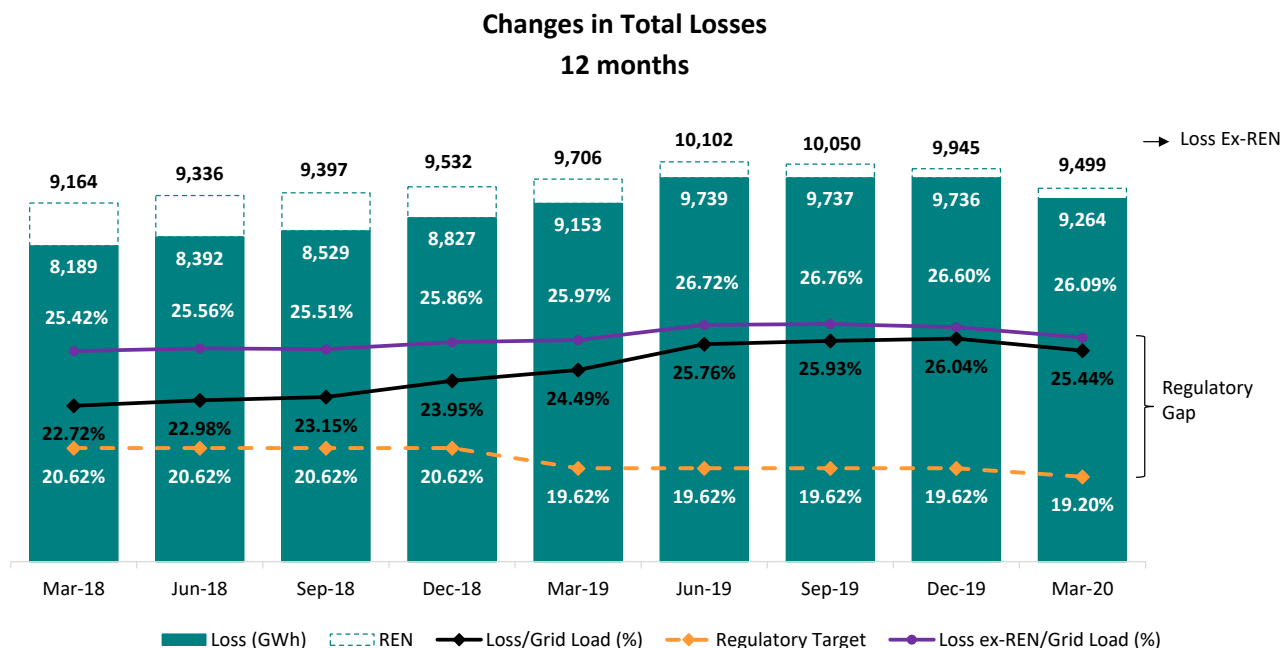
1Q20



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

Energy Balance (GWh)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
= Grid Load	9,855	10,841	-9.1%
- Energy transported to utilities	546	616	-11.4%
- Energy transported to free customers	1,935	1,846	4.8%
= Own Load	7,375	8,380	-12.0%
- Billed Energy (Captive Market)	4,713	5,247	-10.2%
Low Voltage Market	3,675	3,998	-8.1%
Medium and High Voltage Market	1,038	1,249	-16.9%
= Total Loss	2,661	3,134	-15.1%

6.1.3. Energy Loss



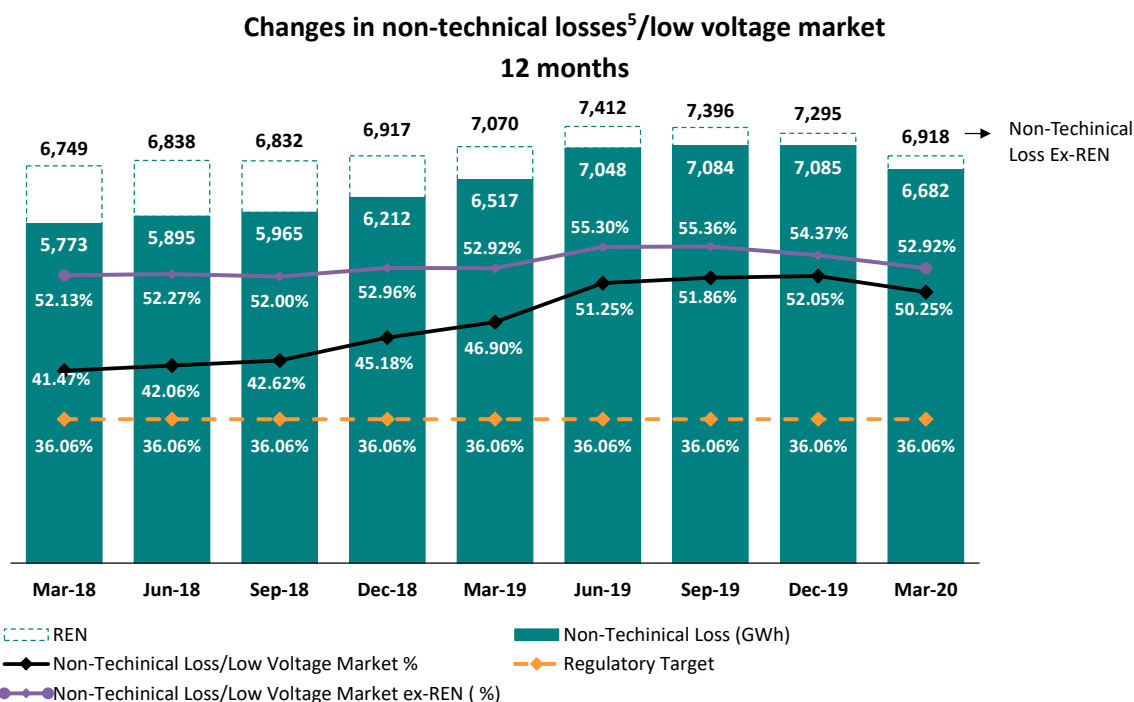
Regarding to our strategy to combat losses, we continued our field initiatives implemented as of August 2019, highlighting the creation of regional management areas, each having a Service Management Center (*Centro de Gestão de Serviços*) to monitor inspection field teams in real time and insource labor, thus ensuring the quality of activities to combat losses.

In addition to conventional field activities, in 1Q20, we highlight the results of the campaign of formalization and incorporation of energy of customers that had their energy supply cut, which activities were initiated in 4Q19, increasing billing by approximately 112 GWh in 1Q20. Lower than average temperature also positively contributed to the decrease in the loss level, as wasteful consumption tends to decrease when temperatures are cooler.

In view of the good performance of the above actions, in 1Q20, total losses (12 months) decreased by 472 GWh, from 9,736 GWh in 4Q19 to 9,264 GWh in 1Q20. This is the first decrease in losses recorded in the last three years. Excluding REN, total losses (12 months) also decreased by 446 GWh, from 9,945 GWh in 4Q19 to 9,499 GWh in 1Q20.

In 1Q20, total losses on grid load was 25.44%, representing a 0.60 p.p. decrease compared to 26.04% in 4Q19. Excluding REN, total losses on grid load (12 months) was 26.09% in 1Q20, representing a 0.51 p.p. decrease compared to 26.60% in 4Q19.

The downward trend becomes even more evident in view of the non-technical loss/low voltage billing indicator (excluding REN). For the second consecutive quarter, this indicator decreased by 0.99 p.p., from 3Q19 to 4Q19, and by 1.45 p.p., from 4Q19 to 1Q20, as set forth in the chart below. These results show that we are in the right path in our strategy to combat losses.



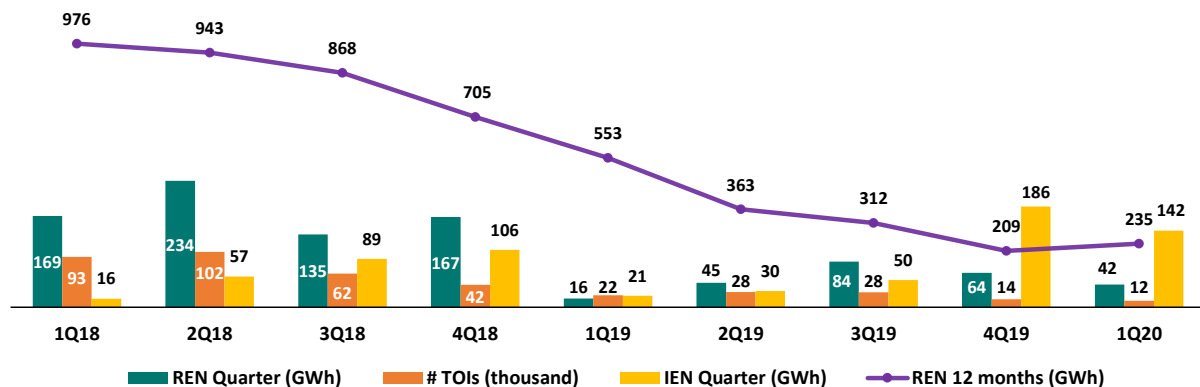
Currently, the Company is 6.24 p.p. above the percentage of regulatory transfer to tariffs, of 19.20%⁶, pursuant to the parameters established by Aneel in the Periodic Tariff Adjustment (RTP) of March 2017, adjusted by the reference market for the next 12 months and ratified by Aneel at the time of the tariff adjustment (IRT) in March 2020. In 2019, the Company was 0.42 p.p. below the regulatory level, due to the retraction of the low voltage market in the 2020 IRT.

In 1Q20, IEN totaled 142 GWh, representing an increase of 121 GWh compared to 1Q19. This increase is in line with the main pillar of the current plan to combat losses, which is the focus of the incorporation of energy. In 1Q20, the volume of REN (12 months), on its turn, increased by 12.4% compared to 4Q19, totaling 235 GWh, due to the actions described above.

⁵ In 1Q20, we reviewed technical losses for 2019, as a result of the change in the calculation assumption related to the distribution of energy in the circuits of the concessionaire.

⁶ Calculated based on loss pass-through levels established by ANEEL in the 4th Periodic Tariff Revision (4th RTP), ratified on March 15, 2017 for the 2017-2022 period, as follows: 6.34% for technical losses on the grid load and 36.06% for non-technical losses on the low voltage market. These percentages may vary during the cycle due to the performance of the low voltage market and the grid load.

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

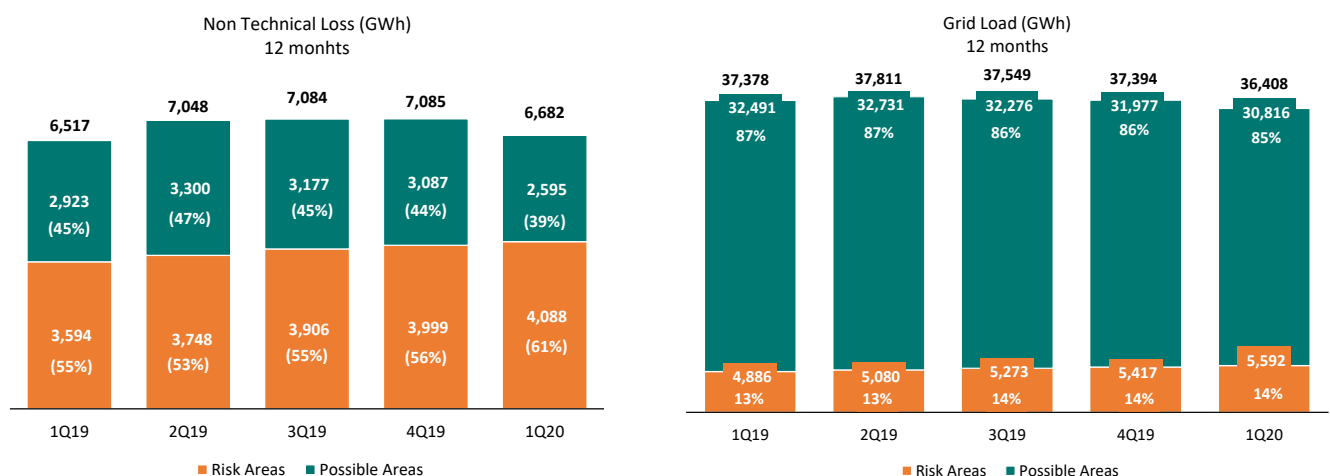


*Refers to invoicing cancellations imposed by court decisions.

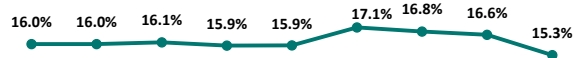
GWh	1Q18	2Q18	3Q18	4Q18	1Q19	2Q19	3Q19	4Q19	1Q20
Gross REN	214	285	172	210	51	78	114	104	66
(-) Cancellations*	45	51	37	43	35	33	30	40	24
(=) Net REN	169	234	135	167	16	45	84	64	42

In 1Q20, the installation of all border meters in risk areas was completed, providing increased strength to data. At the end of 1Q20, non-technical losses (12 months) in risk areas remained virtually stable in GWh, at 4,088 GWh. However, non-technical losses in risk areas now account for 61% of all non-technical losses due to the decrease in losses in possible areas.

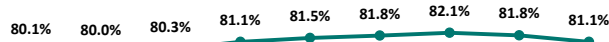
In 1Q20, in possible areas, non-technical losses totaled 2,595 GWh (39%), representing a 492 GWh decrease compared to 4Q19, an improvement since the beginning of its verification, in 2016. The total loss/grid load indicator (12 months) in these areas decreased by 1.3 p.p., from 16.6% in 4Q19 to 15.3% in 1Q20, in line with our strategy to decrease losses in possible areas.



Total Losses / Grid Load – Possible Areas 12 Months



Total Losses / Grid Load – Risk Areas 12 Months



Mar-18 Jun-18 Sep-18 Dec-18 Mar-19 Jun-19 Sep-19 Dec-19 Mar-20

Mar-18 Jun-18 Sep-18 Dec-18 Mar-19 Jun-19 Sep-19 Dec-19 Mar-20

6.1.4. Collection

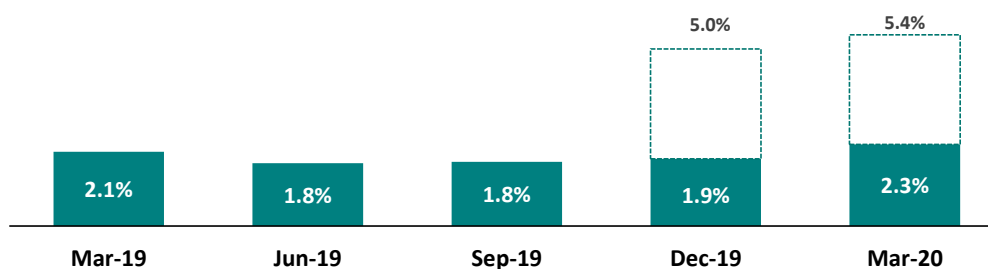
Collection Rate by Segment (12 months)
(Considering REN overdue bills)



In 1Q20, total collection (12 months) reached 96.9%, representing a 0.8 p.p. decrease compared to 97.7% in 1Q19, mainly due to the negative impact in collection in March 2020 as a result of the first effects of Covid-19.

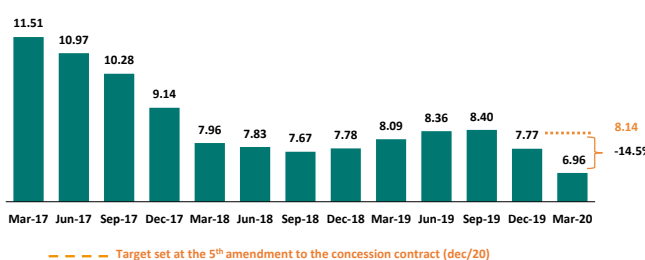
In the 12 months ended March 31, 2020, the adjusted PECLD/Gross Revenue ratio was 2.3%, representing a 0.4 p.p. increase compared to that of 4Q19 and a 0.2 p.p. increase compared to that of 1Q19, due to the progress of initiatives of regularization of customers, as expected by the Company. Considering the non-recurring effect due to the extraordinary PECLD in 4Q19, the indicator reached 5.4%.

PECLD/Gross Revenue⁷ (Supply – 12 Months)

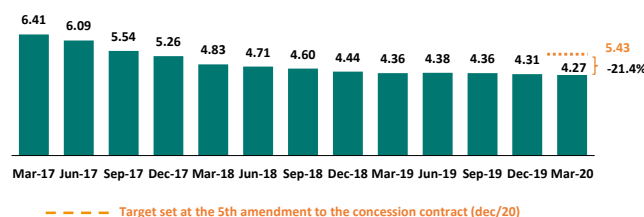


6.1.5. Operating Quality

DEC (hours) 12 months



FEC (times) 12 months



In March 2020, Light recorded a record result in the quality of services provided, in line with the best and largest distribution companies in Brazil. In 1Q20, regardless of the impacts of the pandemic, the absenteeism rate of field teams was low, as a result of the insourcing strategy and the adopted measures to manage the crisis.

In March 2020, DEC (12 months) was 6.96 hours, representing a 10.4% decrease compared to December 2019. The excellent result was primarily due to the continuity of implementation of the multiannual investment plan and the actions of modernization of networks and substations, associated with continuous operating improvements and more assertively directed maintenance actions. At the end of 1Q20, DEC was 14.5% below the limit of 8.14 hours established by ANEEL in the concession agreement.

In March 2020, FEC (12 months) was 4.27x, in line with that of 4Q19, and 21.4% below the limit of 5.43x established by ANEEL in the concession agreement.

⁷ Gross Revenue from the Captive Market + Free Market.

6.2. Financial Performance of Light SESA

Income Statement (R\$ MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Net Operating Revenue	2,635	2,780	-5.2%
Operating Expense	(2,466)	(2,622)	-5.9%
Adjusted EBITDA	307	295	4.3%
Financial Result	(74)	(195)	-62.1%
Result before taxes and interest	95	(36)	-
Income Tax/Social Contribution	(33)	12	-
Net Income/Loss	62	(25)	-
EBITDA Margin*	11.7%	10.6%	1.06 p.p.

* Does not consider construction revenue

6.2.1. Net Revenue of Light SESA⁸

Net Revenue (R\$ MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Captive Customers and Network Use (TUSD)	2,661	2,615	1.8%
Non billed Energy	(61)	73	-
CCRBT Account	7	(1)	-
CVA	(46)	25	-
Others	73	68	7.5%
Concession Right of Use	62	61	0.5%
Others Revenues	11	6	76.5%
Subtotal	2,635	2,780	-5.2%
Construction Revenue*	154	160	-3.6%
Total	2,789	2,939	-5.1%

* 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.

In 1Q20, excluding construction revenue, net revenue totaled R\$2,635 million, representing a 5.2% decrease compared to 1Q19, including the following highlights:

- at the end of 1Q20, Captive and Free Customers totaled R\$2,661 million, in line with 1Q19. The worsening in the billed market was partially offset by the tariff adjustment.
- at the end of 1Q20, non-billed energy totaled a negative amount of R\$61 million, compared to a positive amount of R\$73 million in 1Q19, due to the lower average temperature in 1Q20 compared to 1Q19 (-2.6°C).
- in 1Q20, CVA totaled a negative amount of R\$46 million, compared to a positive amount of R\$25 million in 1Q19, primarily due to the higher negative amortization of CVA and the lower formation of Energy CVA, partially offset by the items of the basic network, CDE and neutrality.

⁸ On December 10, 2014, the Company entered into the fourth amendment to its distribution concession agreement, pursuant to which the remaining balances of any tariff under-collected amounts or reimbursements at the end of the concession will be added to or deducted from the indemnification amount, allowing the recognition of the balances of these regulatory assets and liabilities.

6.2.2. Costs and Expenses of Light SESA

Costs and Expenses (R\$ MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Non-Manageable Costs and Expenses	(1,910)	(2,129)	-10.3%
Energy Purchase Costs	(2,042)	(2,298)	-11.1%
Costs with Charges and Transmission	(250)	(211)	18.5%
PIS/COFINS Credit on purchase	189	178	6.1%
Crédito ICMS sobre compra de Energia	192	202	-4.8%
Manageable Costs and Expenses	(556)	(493)	12.8%
PMSO	(221)	(208)	6.4%
Personnel	(111)	(96)	15.8%
Material	(6)	(6)	8.1%
Outsourced Services	(111)	(128)	-13.3%
Others	8	22	-65.1%
Provisions - Contingencies	(73)	(76)	-3.6%
Provisions - PECLD	(123)	(73)	68.8%
Depreciation and Amortization	(135)	(132)	2.1%
Non Operating Result	(4)	(4)	-6.7%
Total costs without Construction Revenue	(2,466)	(2,622)	-5.9%
Construction Revenue	(154)	(160)	-3.6%
Total Costs	(2,620)	(2,781)	-5.8%

6.2.2.1. Manageable Costs and Expenses of Light SESA

In 1Q20, manageable costs and expenses totaled R\$556 million, representing an increase of 12.8% (R\$63 million) compared to 1Q19, primarily due to the increase in PECLD by R\$50 million.

PMSO increased by 6.4% (R\$13 million) compared to 1Q19, exclusively due to the recognition of the extraordinary expense under the VDP, recorded in Personnel, in the amount of R\$11 million, and lower revenue from fines for late payment by customers, recorded in Others, in the amount of R\$8 million.

PMS expenses (excluding the VDP), which measure the effort of the company in reducing its manageable expenses, decreased by 5.6% at Light SESA compared to 1Q19.

In view of the progress of the insourcing of field teams, expenses with Personnel (excluding the VDP) and Services decreased by R\$13 million compared to 1Q19, reflecting productivity gains.

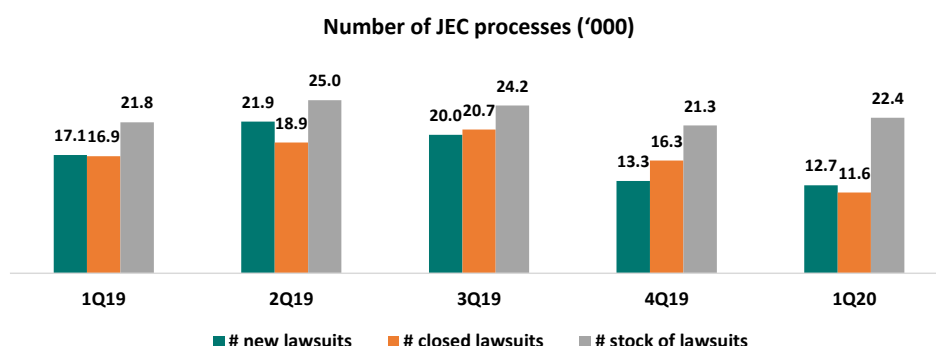
In 1Q20, provisions/contingencies totaled R\$73 million, in line with 1Q19. Excluding the effect of the reversal of the VDP provision of R\$11 million, provisions/contingencies increased by R\$9 million in the quarterly comparison.

The increase of R\$13 million in Civil provisions is mostly due to the reassessment of the prognosis of loss in lawsuits. However, it is worth noting that new Civil lawsuits filed in 1Q20 decreased by 31.4% compared to 1Q18 and 37.3% compared to 1Q19.

Provisions for Special Civil Court (*Juizado Especial Cível*) (JEC) lawsuits, which are directly affected by the filing of new lawsuits, maintained its downward trajectory for the third consecutive quarter. In the quarterly comparison (1Q20 compared to 1Q19), the number of new filings decreased by 26% and the amount of provisions decreased by 18.6%.

Provisions (R\$ MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
JEC	(34)	(42)	-18.6%
Civil	(41)	(28)	46.8%
Others	2	(6)	-
Total	(73)	(76)	-3.6%

In 1Q20, the number of customer complaints decreased significantly compared to 1Q19, in all relationship fronts: -47% at call center and agencies, -31% at Ombudsman and -39% at Aneel. These indicators show the downward trend in the number of new lawsuits filed against the Company.



6.2.2.2. Non-Manageable Costs and Expenses of Light SESA

Non-Manageable Costs and Expenses (R\$ MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Use of Basic Network and ONS Charges	(230)	(196)	17.2%
Connection Charges - Transmission	(20)	(14)	35.6%
Itaipu	(339)	(271)	24.9%
Transported Energy - Itaipu	(29)	(28)	5.8%
TPP Norte Fluminense	(630)	(611)	3.1%
PROINFA	(34)	(44)	-22.1%
Assured energy Quotas	(164)	(160)	2.5%
Nuclear Quotas	(60)	(55)	9.4%
Energy auction	(534)	(528)	1.1%
Contracts by Availabilities	(242)	(323)	-25.3%
Contracts by Quantity	(292)	(205)	42.8%
Costs with Charges and Transmission	(251)	(601)	-58.2%
Sale/ Purchase (Spot)	(62)	(415)	-85.0%
Hydrological Risk	(61)	(49)	24.5%
Effects of Contracts by Availabilities	(128)	(119)	7.5%
ESS	(7)	(14)	-54.3%
Other	6	(3)	-
PIS / COFINS Credit on Purchase	189	178	6.1%
ICMS Credit on Purchase	192	202	-4.8%
Total	(1,910)	(2,129)	-10.3%

In 1Q20, non-manageable costs and expenses totaled R\$1,910 million, representing a decrease of R\$219 million, or 10.3%, compared to 1Q19. Of this amount, R\$51.2 million refers to decreased purchase of energy due to the decrease in losses.

The main decrease occurred in the short-term market (CCEE) line item, which decreased by R\$350 million due to reduced purchases in the spot market, as a result of the reduction in load and lower PLD in the period.

We also highlight the increase of R\$68 million in energy purchases from Itaipu, due to the appreciation of the U.S. dollar exchange rate.

Total contracted energy remained virtually stable compared to 1Q19. CCEARs that expired in 2019 were offset by new agreements entered into at ACR Auctions.

6.2.3. Variation Offset Account – CVA

Net Regulatory Assets/ Liabilities (R\$ MN)	1Q20	4Q19	3Q19	2Q19	1Q19
Regulatory Assets	1,197	1,077	1,380	1,486	1,728
Regulatory Liabilities	(577)	(415)	(560)	(754)	(1,002)
Net Regulatory Assets/ Liabilities	620	662	819	732	725

At the end of 1Q20, the balance of the Variation Offset Account – CVA totaled R\$620 million, encompassing (i) the amount of CVA and financial items ratified by Aneel and transferred to tariffs in the tariff adjustment of March 2020, which will be invoiced and amortized in subsequent months, and (ii) the formation of CVA not yet transferred to tariffs, primarily comprised of amounts regarding the period from January to March 2020, which Aneel will take into account in the tariff process of March 2021.

6.2.4. Financial Result of Light SESA

Financial Result (R\$ MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Financial Revenues	569	24	2259.2%
Income from Financial Investments	8	9	-12.6%
Swap Operations	523	-	-
Interest on energy accounts and debt installments	17	22	-21.0%
Restatement of Sector's Assets and Liabilities	4	(10)	-
Restatement of ICMS calculation basis of PIS/COFINS	11	-	-
Others Financial Revenues	6	3	74.8%
Financial Expenses	(642)	(219)	193.7%
Debt Expenses (Local Currency)	(100)	(116)	-14.3%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(38)	(40)	-4.6%
Monetary Variation	(38)	(30)	24.4%
Exchange Rate Variation	(410)	(11)	3739.0%
Swap Operations	-	(1)	-
Itaipu Exchange Rate Variation	(46)	(0)	11106.5%
Restatement of provision for contingencies	(4)	(4)	2.7%
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(2)	(3)	-29.3%
Interest and Fines on Taxes	(0)	(2)	-96.7%
Installment Payment - Fines and Interest Rates Law 11.941/01	(1)	(1)	-45.5%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	(4)	(10)	-62.7%
Total	(74)	(195)	-62.1%

In 1Q20, financial result totaled net financial expenses of R\$74 million, compared to net financial expenses of R\$195 million in 1Q19, primarily due to the gain from marked-to-market debt swap transactions in foreign currency, as a result of the decrease in the future curve of the CDI rate and the increase in the future curve of the U.S. dollar in the period.

Moreover, the exchange rate variation line item of Itaipu totaled an expense of R\$46 million in 1Q20, due to the appreciation of the U.S. dollar in the period.

7. Light Energia – Generation

Operating Highlights	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Nº of Employees	205	219	-6.4%
Installed capacity (MW)	1,188	1,122	5.9%
Light Energia	873	873	0.1%
Participation ¹	315	250	25.9%
Assured energy (Average MW)	544	563	-3.3%
Light Energia ²	408	410	-0.4%
Participation	136	153	-11.0%

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

² Net assured energy of pumping and internal losses

7.1. Operating Performance

7.1.1. Energy Purchases and Sales

Energy Sale (MWm)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Sales	615	709	-13.3%
Free Contracting Environment	611	576	6.1%
Spot (CCEE)	4	133	-96.9%
Purchase	144	90	58.7%
Free Contracting Environment	139	90	54.1%
Spot (CCEE)	4	-	-

* Values include the plants: Fontes Nova, Nilo Peçanha, Pereira Passos, Ilha dos Pombos, Santa Branca and SHPP Lajes

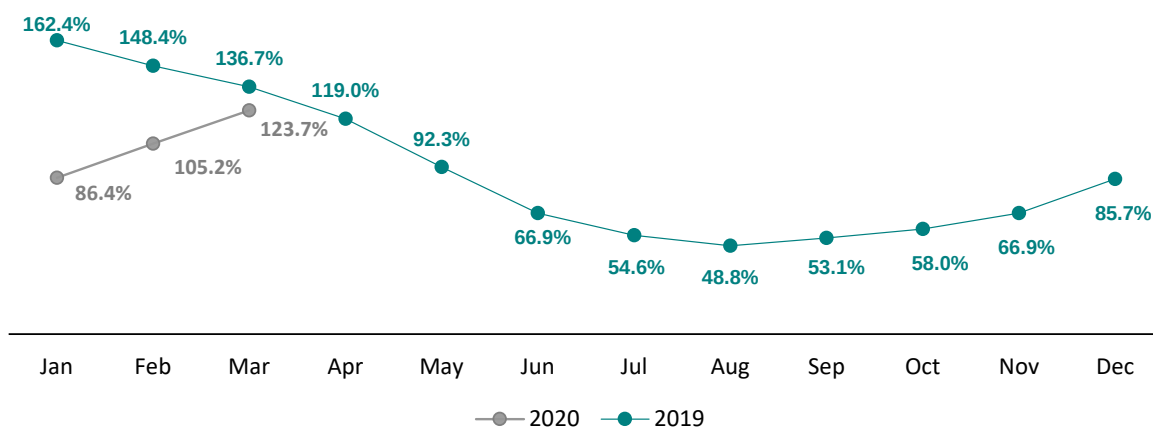
In 1Q20, energy sales (ACL + spot market) decreased by 94 MW average compared to 1Q19, due to the lower amount of available energy. This was due to the lower GSF in the period (105.1% in 1Q20 compared to 149.2% in 1Q19).

Energy purchases in the ACL increased by 54% compared to 1Q19, primarily due to the hedging policy of the Generation Company and lower GSF.

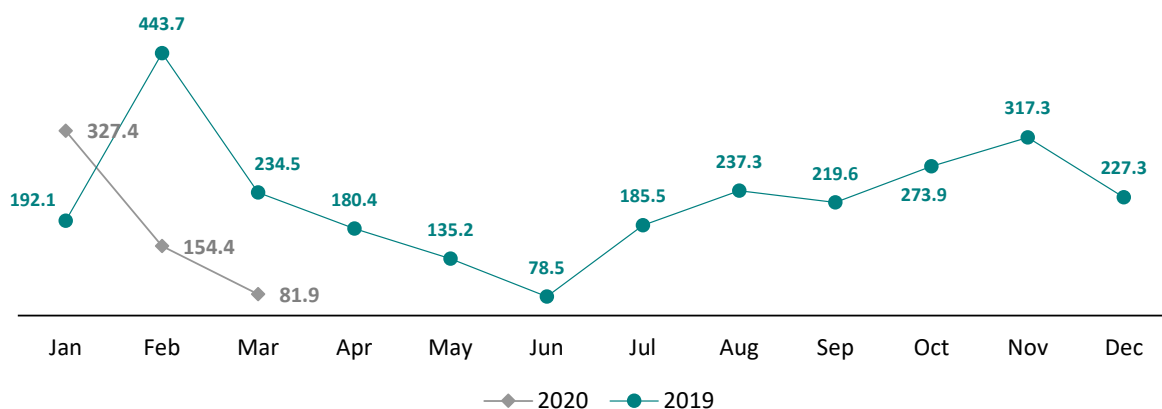
Pursuant to a court decision, Light Energia does not have to make payments relating to any exposure in monthly CCEE settlements, exempting it from making payments in the spot market and protecting its cash flows, even though this cost and revenue are regularly fully recognized in its result. As of March 31, 2020, the outstanding balance of the liabilities for the period between May 2015 and March 2020 totaled approximately R\$1.3 billion under trading in the short-term market. On the other hand, the balance of receivables of the Generation Company totaled R\$590 million, resulting in net liabilities of R\$686 million as of March 2020.

The completion of discussions on Bill 10,985/18 must be taken into account. This bill had already been approved in June 2019 by the Brazilian Congress, including an amendment about another matter that does not concern renegotiation. The Bill returned to the Brazilian Senate solely as a result of this amendment. In March 2020, Bill 3,975/19 (formerly known as Bill 10,985/18) was approved by the Economic Affairs Committee (*Comissão de Assuntos Econômicos*), following to the Senate plenary session, which cannot present new amendments to the text, but only accept or reject changes. Subsequently, the Bill will be sent to the Presidency to be sanctioned. Then Aneel will regulate the matter after publication of the Law.

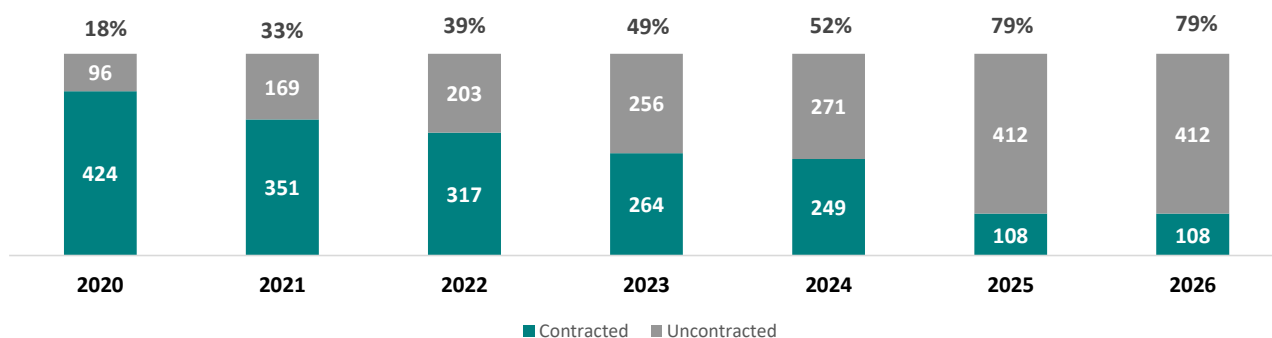
GSF – Generation Scaling Factor



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



7.1.2. Level of Energy Contracted/Uncontracted (Light Energia + Light Com)



7.2. Financial Performance of Light Energia

Income Statement (R\$ MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Net Operating Revenue	254	284	-10.7%
Operating Expense	(130)	(66)	96.5%
Adjusted EBITDA	138	231	-40.1%
Financial Result	16	(3)	-
Result before taxes and Equity Income	138	216	-35.9%
Income Tax/Social Contribution	(45)	(71)	-36.0%
Equity Income	(0)	7	-
Net Income/Loss	93	151	-38.3%
EBITDA Margin	54.5%	81.1%	-26.67 p.p.

7.2.1. Net Revenue, Costs and Expenses of Light Energia

Net Revenue (R\$ MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Generation Sale (ACL)	217	229	-5.2%
Short-Term	35	52	-34.0%
Others	2	3	-25.9%
Total	254	284	-10.7%

Operating Costs and Expenses (R\$ MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Personnel	(7)	(7)	2.0%
Material and Outsourced Services	(4)	(4)	9.7%
Purchased Energy / CUSD / CUST	(104)	(41)	154.9%
Depreciation	(14)	(14)	2.1%
Non Operating Result	(1)	1	-
Others (includes provisions)	(1)	(2)	-63.9%
Total	(130)	(66)	96.5%

In 1Q20, net revenue decreased by 11% (R\$30 million) compared to 1Q19, primarily due to decreased sales in the spot market⁹, as a result of a lower GSF (105.1% in 1Q20 compared to 149.2% in 1Q19) and a lower average PLD Southeast/Midwest (R\$187.9/MWh in 1Q20 compared to R\$290.1/MWh in 1Q19).

In 1Q20, costs and expenses totaled R\$130 million, representing a R\$64 million increase compared to 1Q19, due to higher energy purchase expenses in the free market, as a result of the variation of GSF, which was less favorable in the period.

PMS expenses, excluding the VDP in the amount of R\$1.8 million, decreased by 12.0% at Light Energia compared to 1Q19.

⁹ For purposes of recording with the CCEE, GSF=1 is used as reference at the monthly closing. In the subsequent month, CCEE informs the required adjustment in revenue, based on the actual GSF assessed.

7.2.2. Financial Result of Light Energia

Financial Result (R\$ MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Financial Revenues	312	22	1337.6%
Income from Financial Investments	7	9	-21.7%
Swap Operations	305	13	2246.0%
Financial Expenses	(296)	(25)	1083.2%
Debt Expenses (Local Currency)	(1)	(8)	-93.2%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(18)	(15)	15.1%
Exchange Rate Variation	(245)	(2)	10249.4%
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(0)	(0)	-20.4%
Restatement of GSF	(31)	2	-
Other Financial Expenses (Includes IOF)	(1)	(1)	-37.9%
Total	16	(3)	-

In 1Q20, net financial revenues totaled R\$16 million, compared to net financial expenses of R\$3 million in 1Q19. This improvement is due to the gain from marked-to-market debt swap transactions in foreign currency, as a result of the decrease in the future curve of the CDI rate and the increase in the future curve of the U.S. dollar in the period.

7.2.3. Net Income (Loss) of Light Energia

Net Income/Loss (R\$MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Light Energia (without Stakes)	94	144	-34.8%
Guanhães - Equity Income	(0)	7	-
Net Result	93	151	-38.3%

8. Light Com – Trading

8.1. Operating Performance of Light Com

Operating Highlights	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Volume Sold - MWm	645	635	1.5%
Average Selling Price (Net of Taxes) - R\$/MWh	188.6	199.5	-5.5%

In 1Q20, sales volume increased by 1.5% compared to 1Q19. Notwithstanding the expiration of certain long-term agreements entered into with end consumers, new short-term transactions were conducted with Generation and Trading Companies, resulting in an increase in sales volume.

In 1Q20, the average sales price decreased by 5.5% compared to 1Q19, due to the lower market price for short-term transactions.

8.2. Financial Performance of Light Com

Income Statement (R\$ MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Net Operating Revenue	267	277	-3.6%
Energy Supply	267	255	4.7%
Others	0	22	-99.4%
Operating Expenses	(242)	(225)	7.5%
Personnel	(1)	(1)	40.3%
Material and Outsourced Services	(0)	(0)	254.5%
Others	(0)	(0)	34.0%
Purchased Energy	(240)	(224)	7.3%
Adjusted EBITDA	25	52	-51.8%
EBITDA Margin	9.3%	18.7%	-9.33 p.p.
Financial Result	1	5	-77.0%
Financial Revenue	1	5	-75.3%
Financial Expense	(0)	(0)	-39.8%
Result Before Taxes and Interests	26	56	-53.9%
Net Income/Loss	17	37	-54.1%

In 1Q20, EBITDA of the Trading Company totaled R\$25 million, representing a R\$27 million decrease compared to 1Q19, when we recognized an extraordinary amount of R\$31 million, due to the indemnification for changes made in the commercial conditions of existing agreements between Light Com and Renova, an affiliated company at the time. Excluding this extraordinary effect, EBITDA of the Trading Company increased by R\$4 million, or 19%, in the quarterly comparison.

9. Indebtedness

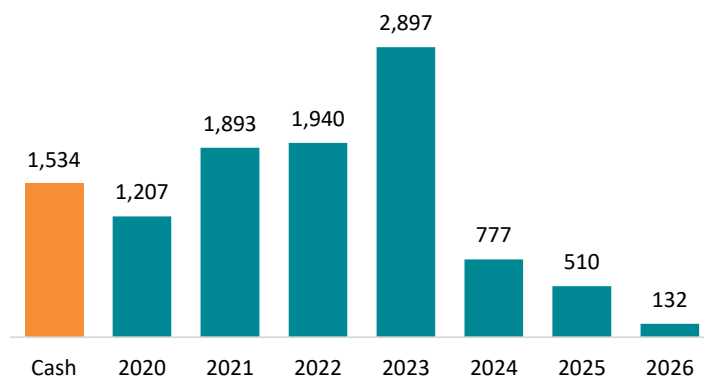
9.1. Light S.A.

R\$ Million	Cost	Current	%	Non Current	%	Total	%
Light SESA		1,266	100.0%	6,841	100.0%	8,107	100.0%
Domestic Currency		1,266	100.0%	5,055	73.9%	6,321	78.0%
Debentures 8th Issuance	CDI + 1,18%	39	3.1%	235	3.4%	274	3.4%
Debentures 9th Issuance - Serie A	CDI + 1,15%	250	19.7%	250	3.7%	500	6.2%
Debentures 9th Issuance - Serie B	IPCA + 5,74%	216	17.1%	649	9.5%	865	10.7%
Debentures 10th Issuance	115% CDI	250	19.7%	-	0.0%	250	3.1%
Debentures 12ª Issuance 3	IPCA + 9,09%	59	4.7%	-	0.0%	59	0.7%
Debentures 13ª Issuance	IPCA + 7,44%	-	0.0%	504	7.4%	504	6.2%
Debentures 15ª Issuance 1	IPCA + 6,83%	-	0.0%	568	8.3%	568	7.0%
Debentures 15ª Issuance 2	CDI + 2,20%	-	0.0%	160	2.3%	160	2.0%
Debentures 16ª Issuance 1	CDI + 0,90%	-	0.0%	133	1.9%	133	1.6%
Debentures 16ª Issuance 2	CDI + 1,25%	-	0.0%	423	6.2%	423	5.2%
Debentures 16ª Issuance 3	CDI + 1,35%	-	0.0%	63	0.9%	63	0.8%
Debentures 17ª Issuance 1	CDI + 1,50%	-	0.0%	500	7.3%	500	6.2%
Debentures 17ª Issuance 2	CDI + 1,75%	-	0.0%	50	0.7%	50	0.6%
Debentures 17ª Issuance 4	IPCA + 5,25%	-	0.0%	152	2.2%	152	1.9%
Promissory notes - 5ª PN Sesa	CDI + 1,25%	100	7.9%	200	2.9%	300	3.7%
CCB IBM 2017	CDI + 3,84%	1	0.1%	-	0.0%	1	0.0%
CCB IBM 2019	CDI	1	0.0%	0	0.0%	1	0.0%
BNDES (CAPEX) TJLP **	TJLP + 3,52%	34	2.7%	-	0.0%	34	0.4%
BNDES (CAPEX) SELIC **	Selic + 3,08%	23	1.8%	-	0.0%	23	0.3%
BNDES (CAPEX) TLP **	IPCA + 6,14%	42	3.3%	214	3.1%	256	3.2%
BNDES (CAPEX) Prefixed **	6.00%	14	1.1%	48	0.7%	62	0.8%
BNDES Olimpíadas TJLP **	TJLP + 2,89%	12	0.9%	4	0.1%	15	0.2%
BNDES Olimpíadas SELIC **	SELIC + 2,58%	4	0.3%	1	0.0%	6	0.1%
BNDES Olimpíadas Prefixed **	3.50%	2	0.1%	4	0.1%	6	0.1%
FINEP - Innovation and Research	4.00%	23	1.8%	27	0.4%	50	0.6%
FIDC 2018 Série A	CDI + 1,20%	177	14.0%	701	10.2%	878	10.8%
FIDC 2018 Série B	IPCA + 5,75%	86	6.8%	279	4.1%	365	4.5%
Others	-	(66)	-5.2%	(110)	-1.6%	(177)	-2.2%
Foreign Currency		-	0.0%	1,786	26.1%	1,786	22.0%
Tesouro Nacional	64,05% CDI	-	0.0%	30	0.4%	30	0.4%
Citibank	CDI + 1,50%	-	0.0%	416	6.1%	416	5.1%
Notes Units	142,79% CDI	-	0.0%	1,352	19.8%	1,352	16.7%
Others	-	-	0.0%	(12)	-0.2%	(12)	-0.1%
Light Energia		6	100.0%	1,119	100.0%	1,126	100.0%
Domestic Currency		6	100.0%	34	3.0%	40	3.5%
Debentures 3rd Issuance	CDI + 1,18%	3	39.5%	15	1.3%	18	1.6%
BNDES Lajes	TJLP + 2,95%	4	60.9%	19	0	23	2.0%
Foreign Currency		-	0.0%	1,086	1	1,086	96.5%
Citibank	CDI + 1,30%	-	0.0%	416	0	416	36.9%
Notes Units	143,01% CDI	-	0.0%	676	1	676	60.0%
Others	-	-	0.0%	(6)	(0)	(6)	-0.5%
Light Conecta		1	100.0%	0	100.0%	1	100.0%
BNDES - Conecta (Domestic Currency)	TJLP + 0,53%	1	100%	0	100%	1	100%
Total		1,273		7,961		9,234	

R\$ MN	Light SESA	Light Energia	Conecta	Others Light S.A.	Light S.A. 1Q20	Light S.A. 4Q19	Δ %
Domestic Currency	6,321	40	1	0	6,362	6,434	-1.1%
Foreign Currency	1,786	1,086	0	0	2,871	2,261	27.0%
Loans and Financing	3,671	1,108	1	0	4,780	4,280	11.7%
Debentures	4,436	17	0	0	4,453	4,416	0.8%
Interest	166	21	0	0	187	71	162.8%
Swap Operations	(751)	(414)	0	0	(1,166)	(338)	244.5%
Gross Debt	7,521	733	1	0	8,255	8,428	-2.1%
Cash and Cash Equivalents	648	756	13	117	1,534	1,678	-8.6%
Net Debt	6,873	(24)	(12)	(117)	6,721	6,750	-0.4%

In 1Q20, consolidated net debt totaled R\$6,721 million, in line with R\$6,750 million recorded in 4Q19.

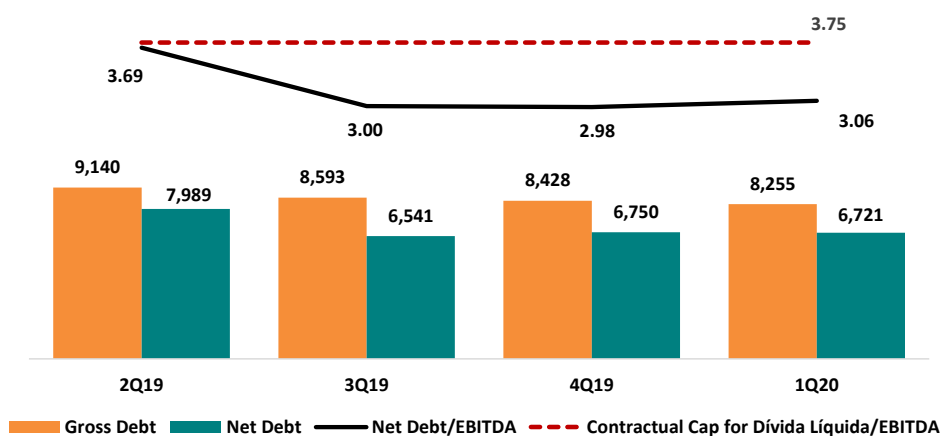
Amortization of Loans and Financing and Debentures (R\$ MN) Average Maturity: 2.6 years



At the end of 1Q20, the Net Debt/EBITDA ratio was 3.06x, representing an increase compared to 2.98x in 4Q19. It is important to highlight that the contractual covenant limit is 3.75x under most agreements.

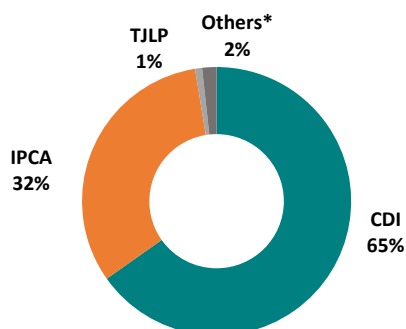
At the end of 1Q20, EBITDA/Interest ratio was 3.39x, above the minimum contractual limit of 2.0x under most agreements.

Consolidated Gross and Net Debt (R\$ MN)

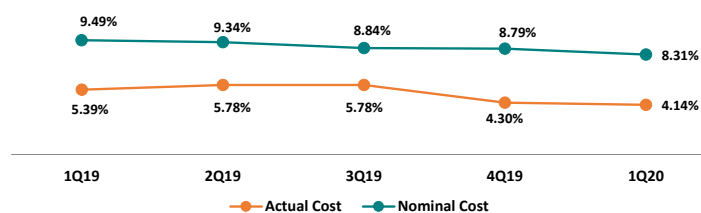


Legend: Gross Debt (Orange), Net Debt (Teal), Net Debt/EBITDA (Black line), Contractual Cap for Dívida Líquida/EBITDA (Red dashed line)

Debt Indices¹



Debt Service Costs



¹ Considering Hedge

* Equivalent to the sum of fixed cost, Libor and U.S. dollar exchange rate variation.

1Q20 | EARNINGS RESULTS



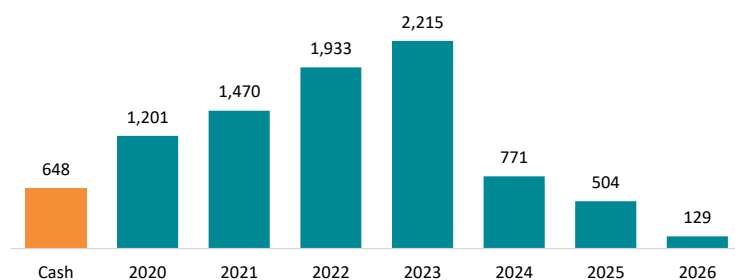
Covenants Multiple - R\$ MN		mar/20	dec/19	sep/19	jun/19	mar/19
Loans and Financing	+	4,837	4,334	5,417	5,293	5,367
Loans and Financing Cost	-	(57)	(55)	(68)	(72)	-
Interest related to Loans and Financing	+	79	28	88	39	88
Debentures	+	4,519	4,487	3,788	4,265	4,137
Debentures Cost	-	(66)	(71)	(65)	(74)	-
Interest related to Debentures	+	108	43	107	59	99
Swap Operations	+	(1,166)	(338)	(673)	(369)	(260)
Gross Debt	=	8,255	8,428	8,593	9,140	9,431
Cash	-	1,534	1,678	2,052	1,151	1,187
Net Debt (a)	=	6,721	6,750	6,541	7,989	8,244
EBITDA CVM (12 months)		1,754	1,875	2,358	1,524	1,645
Equity Income (12 months)	-	(50)	(38)	(31)	(128)	(59)
Provision (12 months)	-	(1,586)	(1,540)	(919)	(597)	(627)
Other Operational Revenues/Expenses (12 months)	-	(49)	(49)	(85)	(73)	(82)
Regulatory Assets and Liabilities (12 months)	+	(154)	(153)	(124)	(155)	(185)
Other Revenue -PIS/COFINS credit		1,086	1,086	1,086	-	-
EBITDA for Covenants (12 months) (b)	=	2,199	2,262	2,183	2,167	2,229
Interests (c)		649	669	699	726	718
Net Debt/EBITDA for Covenants (a/b)		3.06	2.98	3.00	3.69	3.70
Contractual Cap for Dívida Líquida/EBITDA		3.75	3.75	3.75	3.75	3.75
EBITDA for Covenants/Interest (b/c)		3.39	3.38	3.12	2.99	3.10
Contractual Lower Limit for EBITDA/Juros		2.00	2.00	2.00	2.00	2.00

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

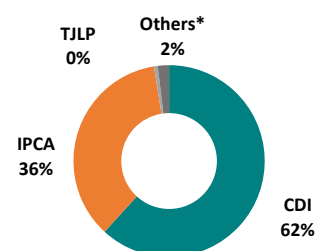
9.2. Debt Breakdown

Light SESA

Amortization¹ (R\$ MN)
Average Maturity: 2.6 years

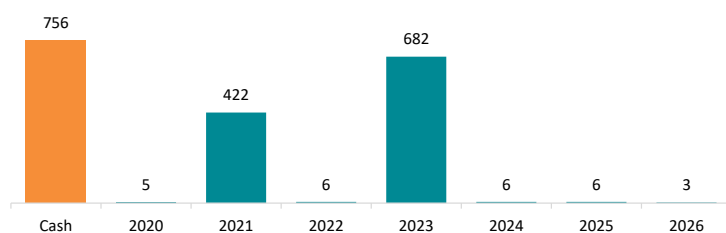


Debt Indices ²



Light Energia

Amortization¹ (R\$ MN)
Average Maturity: 2.6 years



Debt Indices ²



¹ Principal of loans and financing and debentures.

² Considering Hedge.

* Equivalent to the sum of fixed cost, Libor and the U.S. dollar exchange rate variation.

10. Consolidated Investment

Capex (R\$ MM)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Distribution	157	144	8.6%
Engineering	106	106	-0.2%
Commercial	51	38	32.9%
Non-electrical Assets	19	12	66.9%
Generation	6	8	-25.3%
Total	182	164	11.2%
Capital Contribution	-	17	-
Belo Monte	-	-	-
Renova	-	-	-
Itaocara	-	-	-
Guanhães	-	17	-
Axxiom	-	-	-
Total Capex (includes transfers to subsidiaries)	182	180	0.9%

The Company's consolidated capital expenditure, excluding contributions, increased by 11.2% in 1Q20 compared to 1Q19. We highlight the increase of R\$13 million in the Commercial line item, due to investments under the current plan to combat losses. In 1Q20, we intensified investments in the installation of border meters (medium voltage energy balance), regularization of customers and new projects focused on the incorporation of energy and improvement in the quality of electronic metering. Moreover, Non-Electrical Assets increased by R\$7 million, concentrated in IT (R\$5 million), primarily due to the anticipation of software licensing.

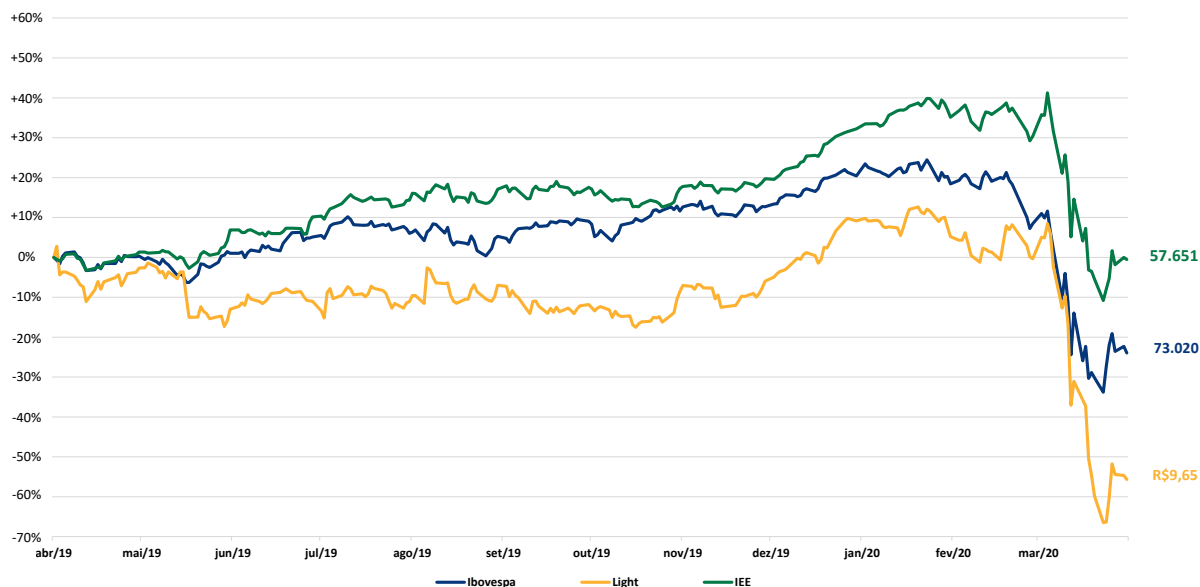
The Company did not make any contributions in investees in 1Q20.

11. Capital Markets

Light S.A.'s shares (LIGT3) were priced at R\$9.65 at the end of March 2020. At the end of 1Q20, the Company's market value was R\$2.9 billion.

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

On a 100 basis on April 1, 2019



Market Information	1Q20	1Q19
Volume Average - LIGT3 (R\$ MN)	77.5	27.4
Shares Average - LIGT3 (R\$ / share)	20.10	19.60
ADTV 90 days (R\$ MN)	70.8	27.7
Price Change - LIGT3	-59.6%	23.7%
Price Change - IEE	-25.5%	13.3%
Price Change - IBOV	-38.4%	4.8%

ANNEX I – Generation Assets

Current Generation Park					
Existing Power Plants	Installed Capacity (MW) ¹	Assured Energy (MWm) ¹	Operation Start	Concession / Authorization Expiration Date	Light's stake
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)	-	-	-
SHPP Lajes	18	17	2018	2026	100%
SHPP 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 stake

ANNEX II – CVM EBITDA Reconciliation

CVM EBITDA (R\$ MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Net Operating Revenue (A)	167	164	1.5%
Social Contributions & Income Tax (B)	(6)	(89)	-92.7%
Deferred Income Tax (C)	(80)	10	-
EBT (A - (B + C))	254	243	4.5%
Depreciation (D)	(149)	(146)	2.1%
Financial Expenses Revenue (E)	(56)	(191)	-70.6%
CVM EBITDA ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	459	580	-20.8%

ANNEX III – Income Statement

Light SESA

Income Statement (R\$ MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Operating Revenues	4,634	5,123	-9.6%
Electricity Sales	3,874	4,334	-10.6%
CVA	(46)	25	-
Construction Revenues	154	160	-3.6%
Other Revenues	652	604	8.0%
Deductions From Operating Revenues	(1,845)	(2,184)	-15.5%
Net Operating Revenues	2,789	2,939	-5.1%
Electricity Costs	(2,064)	(2,288)	-9.8%
Operating Expenses	(417)	(356)	17.0%
Personnel	(111)	(96)	15.8%
Material	(6)	(6)	8.1%
Third party services	(111)	(128)	-13.3%
Provisions	(196)	(149)	31.9%
Others	8	22	-65.1%
Adjusted EBITDA	307	295	4.3%
Depreciation and amortization	(135)	(132)	2.1%
Other operating revenues/expenses	(4)	(4)	-6.7%
Operating Income	169	158	6.5%
Net Financial Result	(74)	(195)	-62.1%
Financial Revenues	569	24	2259.2%
Financial Expenses	(642)	(219)	193.7%
Income before tax	95	(36)	-
Income Tax / Social Contribution	-	-	-
Deferred Taxes	(33)	12	-
Net Income	62	(25)	-

Light Energia

Income Statement (R\$ MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Operating Revenues	291	322	-9.7%
Energy supply - Energy sales	249	260	-4.1%
Energy supply - Spot	39	59	-33.4%
Others - TUSD	2	2	-23.7%
Others	0	1	-33.0%
Deductions from Operating Revenues	(37)	(38)	-2.3%
Net Operating Revenues	254	284	-10.7%
Electricity Costs	(104)	(41)	154.9%
Operating Expenses	(12)	(13)	-7.4%
Personnel	(7)	(7)	2.0%
Material	(0)	(0)	-31.1%
Third party services	(4)	(4)	12.2%
Provisions	1	0	4372.0%
Others	(2)	(2)	-16.7%
Adjusted EBITDA	138	231	-40.1%
Depreciation and amortization	(14)	(14)	2.1%
Other operating revenues/expenses	(1)	1	-
Operating income	123	218	-43.4%
Equity Income	(0)	7	-
Net Financial Result	16	(3)	-
Financial Revenues	312	22	1337.6%
Financial Expenses	(296)	(25)	1096.3%
Income before Tax	139	222	-37.5%
Income Tax / Social Contribution	(0)	(69)	-99.5%
Deferred Taxes	(45)	(1)	3176.8%
Net Income	93	151	-38.3%

ANNEX IV – Statement of Financial Result

Light S.A.

Financial Result (R\$ MN)	1Q20	1Q19	% Change 1Q20/1Q19
Financial Revenues	882	53	1571.7%
Income from Financial Investments	16	19	-16.4%
Swap Operations	828	12	6614.3%
Moratory Increase / Debts Penalty	17	22	-21.0%
Restatement of Sector's Assets and Liabilities	4	(10)	-
Restatement of ICMS calculation basis of PIS/COFINS	11	-	-
Others Financial Revenues	6	10	-32.7%
Financial Expenses	(938)	(244)	-285.4%
Debt Expenses (Local Currency)	(100)	(124)	-19.1%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(56)	(55)	0.9%
Monetary Variation	(38)	(30)	24.2%
Exchange Rate Variation	(655)	(13)	4922.3%
Itaipu Exchange Rate Variation	(46)	(0)	11106.5%
Restatement of provision for contingencies	(4)	(4)	2.4%
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(2)	(3)	-28.9%
Interest and Fines on Taxes	(0)	(2)	-96.0%
Installment Payment - Fines and Interest Rates Law 11.941/06	(1)	(1)	-45.5%
Restatement of GSF	(31)	2	-
Other Financial Expenses (Includes IOF)	(5)	(12)	-59.5%
Total	(56)	(191)	-70.6%

ANNEX V – Statement of Financial Position

Light S.A. (R\$ million)

ASSETS	1Q20	4Q19
Current	6,348	5,354
Cash & cash equivalents	797	996
Marketable securities	737	682
Receivable accounts	2,568	2,537
Inventories	60	60
Taxes and contributions recoverable	1,235	81
Income tax and social contribution recoverable	143	135
Sector's financial assets	477	550
Prepaid expenses	21	23
Receivables from services rendered	33	31
Other current assets	277	260
Non-current	18,299	18,490
Receivable accounts	1,146	1,113
Taxes and contributions recoverable	5,123	6,257
Deferred taxes	33	36
Sector's financial assets	142	113
Concession financial asset	4,835	4,748
Deposits related to litigation	275	273
Swap derivative financial instruments	1,166	373
Contractual asset	615	497
Right of use asset	71	77
Investments	578	579
Fixed assets	1,581	1,587
Intangible	2,733	2,837
Total Assets	24,647	23,844
LIABILITIES	1Q20	4Q19
Current	4,968	5,178
Suppliers	2,485	2,546
Taxes and contributions	307	172
Income tax and social contribution	1	38
Loans and financing	554	551
Debentures	905	836
Dividends payable	0	315
Labor obligations	98	86
Leasing	33	32
Other obligations	585	600
Non-current	12,964	12,436
Loans and financing	4,305	3,756
Debentures	3,656	3,623
Swap derivative financial instruments	0	35
Taxes and contributions	218	348
Deferred taxes	478	400
Uncovered equity income	23	22
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	559	543
Leasing	42	48
Amounts to be refunded to consumers	3,631	3,606
Other obligations	52	54
Shareholders' Equity	6,715	6,231
Capital Stock	4,051	4,051
Capital reserves	5	3
Profit reserves	1,958	1,958
Special reserve	315	0
Asset valuation adjustments	316	320
Other comprehensive income	(101)	(101)
Retained Earnings	171	0
Total Liabilities	24,647	23,844

Light SESA (R\$ million)

ASSETS	1Q20	4Q19
Current	4,687	3,780
Cash & cash equivalents	269	554
Marketable securities	379	327
Receivable accounts	1,858	1,824
Inventories	55	56
Taxes and contributions	1,229	77
Income tax and social contribution	97	89
Sector's financial assets	477	550
Prepaid expenses	20	21
Receivables from services rendered	32	31
Other current assets	271	252
Non-current	15,935	16,402
Receivable accounts	1,124	1,090
Taxes and contributions	5,123	6,257
Deposits related to litigation	271	269
Sector's financial assets	142	113
Concession financial asset	4,835	4,748
Swap derivative financial instruments	751	249
Contractual asset	615	497
Right of use asset	69	74
Investments	29	29
Fixed assets	246	245
Intangible	2,729	2,833
Total Assets	20,622	20,182
LIABILITIES	1Q20	4Q19
Current	3,565	3,715
Suppliers	1,171	1,242
Taxes and contributions	302	165
Income tax and social contribution	1	1
Loans and financing	529	540
Debentures	903	833
Dividends payable	0	274
Labor obligations	88	77
Leasing	31	30
Other obligations	541	552
Non-current	11,564	11,310
Loans and financing	3,200	2,896
Debentures	3,641	3,609
Swap derivative financial instruments	0	18
Taxes and contributions	218	348
Deferred taxes	235	202
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	554	540
Leasing	40	46
Amounts to be refunded to consumers	3,631	3,606
Other obligations	44	46
Shareholders' Equity	5,493	5,158
Capital Stock	4,146	4,146
Capital reserves	7	7
Profit reserves	1,375	1,101
Other comprehensive income	(97)	(97)
Retained Earnings	62	0
Total Liabilities	20,622	20,182

Light Energia (R\$ million)

ASSETS	1Q20	4Q19
Current	1,505	1,427
Cash & cash equivalents	415	342
Marketable securities	341	338
Receivable accounts	733	734
Taxes and contributions	4	2
Provided services	1	0
Inventories	5	4
Prepaid expenses	1	2
Other current assets	5	5
Non-current	1,852	1,570
Swap derivative financial instruments	414	124
Contingency deposits	4	3
Right-of-use assets	3	3
Investments	136	136
Fixed assets	1,294	1,301
Intangible	2	2
Total Assets	3,357	2,998
LIABILITIES	1Q20	4Q19
Current	1,385	1,393
Suppliers	1,304	1,285
Taxes and contributions	3	4
Income tax and social contribution	0	37
Loans and financing	25	11
Debentures	3	3
Labor obligations	7	7
Leasing obligations	2	1
Other obligations	41	45
Non-current	1,376	1,102
Loans and financing	1,104	860
Debentures	15	15
Deferred taxes	244	199
Swap	0	16
Provisions	4	3
Other obligations	8	8
Leasing obligations	1	2
Shareholders' Equity	596	503
Capital Stock	77	77
Profit reserves	25	25
Proposed additional dividends	0	84
Asset valuation adjustments	316	320
Other comprehensive income	(4)	(4)
Accumulated losses	181	0
Total Liabilities	3,357	2,998

ANNEX VI – Statement of Cash Flows

Light S.A.

R\$ MN	1Q20	1Q19
Net cash generated by operating activities	208	154
Cash generated by (used in) operations	478	672
Net income before income tax and social contribution	254	243
Allowance for doubtful accounts	123	73
Depreciation and amortization	149	146
Loss from the sale or write-off of intangible assets/property, plant and equipment/investment	2	6
Exchange and inflation adjustment losses from financial activities	693	44
Financial provisions and update for tax, civil, labor and regulatory risks and financial update of deposits related to litigation	96	78
Interest expense on loans, borrowings and debentures	155	179
Interest over lease obligations	2	2
Swap variation	(828)	(12)
Equity in the earnings of subsidiaries	2	(9)
Effect of PIS/COFINS Credits	(11)	-
Stock option granted	2	-
Fair value of the concession's indemnifiable assets	(62)	(61)
Recognition and restatement of financial assets and liabilities of the sector	(98)	(16)
Changes in assets and liabilities	(270)	(518)
Marketable securities	(7)	(2)
Consumers, concessionaires and permissionaires	(186)	(320)
Taxes, fees and contributions to offset	11	(33)
Financial assets and liabilities of the sector	141	0
Inventories	0	(2)
Receivables from services rendered	(2)	2
Prepaid expenses	2	2
Deposits related to litigation	(6)	9
Other assets	17	(174)
Suppliers	(45)	360
Labor obligations	11	16
Taxes, fees and contributions payable	1	(55)
Payment of provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	(76)	(53)
Other liabilities	(52)	(139)
Interest paid	(38)	(98)
Income tax and social contribution paid	(42)	(31)
Net cash used in investing activities	(234)	5
Receivables from sale of equity stakes	-	14
Acquisition of property, plant and equipment	(11)	(10)
Acquisition of intangible and contractual assets	(174)	(164)
Permanent investment acquisitions/financial investments - Investees' contribution	(0)	(17)
Redemption of financial investments	121	382
Financial investments	(169)	(200)
Net cash generated by (used in) financing activities	-174	-477
Payment of lease obligations	(10)	(9)
Loans, borrowings and debentures	-	191
Amortization of loans, borrowings and debentures	(164)	(659)
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	(199)	(317)
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	996	707
Cash and cash equivalents at the end of the year	797	390

Light SESA

R\$ MN	1Q20	1Q19
Net cash generated by operating activities	115	15
Cash generated by (used in) operations	342	373
Net income before income tax and social contribution	95	(36)
Allowance for doubtful accounts	123	73
Depreciation and amortization	135	132
Loss from the sale or write-off of intangible assets/property, plant and equipment	2	5
Exchange and monetary losses (gains) from financial activities	447	41
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks and judicial deposits	95	78
Interest expense on loans, borrowings and debentures	137	156
Interest over lease obligations	2	2
Effect of PIS/COFINS Credits	(11)	-
Swap variation	(523)	(1)
Fair value of the concession's indemnifiable assets		
Recognition and restatement of financial assets and liabilities of the sector	(523)	(16)
Changes in assets and liabilities	(227)	(358)
Marketable securities	(3)	(5)
Consumers, concessionaires and permissionaires	(191)	(341)
Taxes, fees and contributions to offset	12	(38)
Financial assets and liabilities of the sector	141	0
Inventories	1	(1)
Receivables from services rendered	(1)	2
Prepaid expenses	1	1
Deposits related to litigation	(6)	9
Other assets	2	(19)
Suppliers	(54)	341
Estimated obligations	10	15
Taxes, fees and contributions payable	4	(54)
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	(76)	(53)
Other liabilities	(31)	(139)
Interest paid	(35)	(77)
Net cash used in investing activities	(228)	16
Acquisition of property, plant and equipment	(5)	(2)
Acquisition of intangible and contractual assets	(174)	(164)
Redemption of financial investments	113	382
Financial investments	(162)	(200)
Net cash generated by (used in) financing activities	(172)	(296)
Loans, borrowings and debentures	-	191
Amortization of loans, borrowings and debentures	(163)	(479)
Payment of lease obligations	(9)	(9)
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	(285)	(265)
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	554	491
Cash and cash equivalents at the end of the year	269	225

Light Energia

R\$ MN	1Q20	1Q19
Net cash generated by operating activities	82	203
Cash generated by (used in) operations	112	241
Net income before income tax and social contribution	139	222
Depreciation and amortization	14	14
Exchange rate and monetary losses (gains) from financial activities	245	2
Provision for contingencies and restatement	1	0
Interest expense on loans, borrowings and debentures	18	23
Swap variation	(305)	(13)
Equity in the earnings of subsidiaries	0	(7)
Changes in assets and liabilities	(31)	(38)
Marketable securities	(3)	4
Concessionaires and licensees	1	20
Taxes, fees and contributions	(2)	4
Inventories	(0)	(1)
Prepaid expenses	1	1
Deposits related to litigation	(0)	(0)
Other assets	15	4
Suppliers	19	(35)
Labor liabilities	0	1
Taxes, fees and contributions payable	(1)	0
Other liabilities	(21)	1
Interest paid	(3)	(21)
Income tax and social contribution paid	(37)	(15)
Net cash used in investing activities	(6)	(24)
Acquisition of property, plant and equipment	(6)	(8)
Redemption of financial investments	7	-
Financial investments	(7)	-
Investments/Acquisition of investments	-	(17)
Net cash generated by (used in) financing activities	(1)	(180)
Amortization of loans, borrowings and debentures	(1)	(179)
Payment of finance lease obligations	(0)	(0)
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	73	(1)
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	342	90
Cash and cash equivalents at the end of the year	415	88

List of Abbreviations and Acronyms

- **ACL** – Free Contracting Environment
- **ANEEL** – National Electric Energy Agency
- **BNDES** – Brazilian Development Bank
- **CCEE** – Brazilian Electricity Trading Chamber
- **CCRB** – Rate Tier Fund Account
- **CDE** – Energy Development Account
- **ACR Account** – Regulated Market Account
- **CUSD** – Distribution System Utilization Agreement
- **CUST** – Transmission System Utilization Agreement
- **CVA** – “A Component” Variation Offset Account
- **CVM** – Brazilian Securities Commission
- **DDSD** – Delegated Services Defense Office
- **DEC** – Equivalent Outage Duration
- **DIC** – Individual Outage Duration per Consumer Unit
- **DIT** – Other Distribution Facilities
- **ESS** – System Service Charges
- **FEC** – Equivalent Outage Frequency
- **FIC** – Individual Outage Frequency per Consumer Unit
- **GSF** – Generation Scaling Factor
- **IRT** – Annual Tariff Adjustment Index
- **O&M** – Operation and Maintenance
- **PCH** – Small Hydro Plant
- **PECLD** – Estimated Allowance for Doubtful Accounts
- **PLD** – Difference Settlement Price
- **PMSO** – Personnel, Materials, Services and Others
- **REN** – Energy Recovery
- **TOI** – Inspection Report
- **TUSD** – Distribution System Usage Charge
- **TUST** – Transmission System Usage Charge
- **UHE** – Hydropower Plant
- **UTE** – Thermal Power Plant
- **VNR** – New Replacement Value