

## EBE mantém robusta posição de caixa para enfrentar a pandemia da Covid-19 e sólido plano de contingência assegura alto nível de disponibilidade dos ativos.

### Destaques

- » A ENGIE Brasil Energia (EBE) encerrou o 1T20 com R\$ 4,2 bilhões em caixa, representando aproximadamente 40% da receita líquida do ano de 2019.
- » A EBE registrou receita operacional líquida de R\$ 2.594,6 milhões no primeiro trimestre de 2020 (1T20), 10,9% (R\$ 255,8 milhões) acima do montante apurado no 1T19.
- » O Ebitda<sup>1</sup> registrado no 1T20 foi de R\$ 1.331,9 milhões, aumento de 9,8% (R\$ 119,1 milhões) em comparação ao 1T19. A margem Ebitda foi de 51,3% no 1T20, redução de 0,6 p.p. em relação ao 1T19.
- » O lucro líquido foi de R\$ 512,0 milhões (R\$ 0,6270/ação) no 1T20, valor 9,5% (R\$ 53,5 milhões) abaixo do alcançado no 1T19.
- » O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de R\$ 192,17/MWh no 1T20, valor 2,2% superior ao registrado no 1T19.
- » A quantidade de energia vendida no 1T20, sem considerar as operações de *trading*, foi de 9.473 GWh (4.337 MW médios), volume 3,5% superior ao comercializado no 1T19.
- » Foram aplicadas diversas ações para enfrentar os efeitos da pandemia da Covid-19. Dentre elas: instalação de um Comitê de Crise, trabalho em *home office*, aquisição de testes rápidos, doações às comunidades onde está presente. Para a preservação de seu caixa buscou a captação de novos recursos, rolagem de dívidas, adoção do *stand-still* do BNDES para certas subsidiárias, redução do *payout* de 2019, negociação com clientes etc.

- » Em 3 de março de 2020, foi concluída a operação de aquisição da totalidade das ações da Sterlite Novo Estado Energia S.A. O valor total da aquisição é de até R\$ 410,0 milhões, sujeito ao cumprimento de determinadas condições previstas em contrato.
- » Ainda em março, a Fitch Ratings reafirmou a nota de crédito (*ratings*) Nacional de Longo Prazo, em escala local, em 'AAA(bra)', com perspectiva estável. Os *ratings* internacionais de longo prazo em moeda estrangeira e local da Companhia também foram reafirmados, respectivamente, em 'BB' e 'BBB-', contudo, com a revisão do *rating* soberano em abril, passaram de perspectiva estável para negativa.

### Eventos Subsequentes

- » Com a evolução da Covid-19, a administração da Companhia reavaliou a proposta de dividendos complementares ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019 e propôs a retenção do valor de R\$ 949,7 milhões (R\$ 1,1640/ação), no intuito de preservar o caixa da Companhia para fazer frente à pandemia, o que foi aprovado pela Assembleia Geral Ordinária (AGO). Com isso o *payout* de 2019 atingiu 56,8%.
- » Foi instalado o Comitê de Auditoria na RCA de 14 de maio, composto por três membros independentes, para assessorar o Conselho de Administração.
- » Foram assinados, com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), contratos de financiamento destinados à implantação do Conjunto Eólico Campo Largo - Fase II e do Sistema de Transmissão Gralha Azul, no valor total de R\$ 2.724,0 milhões.

Florianópolis (SC), 24 de junho de 2020. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia", "EBE" ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Primeiro Trimestre de 2020, encerrado em 31 de março de 2020 (1T20). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e estão de acordo com os princípios e as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R\$), salvo quando indicado de modo diferente.



### Para Divulgação Imediata

Mais informações:

**Eduardo Sattamini**  
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores  
[eduardo.sattamini@engie.com](mailto:eduardo.sattamini@engie.com)

**Rafael Bósio**  
Gerente de Relações com Investidores  
[rafael.bosio@engie.com](mailto:rafael.bosio@engie.com)  
Tel.: (48) 3221-7225

[ri.BREnergia@engie.com](mailto:ri.BREnergia@engie.com)



**Teleconferência com *webcast***  
Dia 25/06/2020 às 11:00h  
(horário de Brasília): em português com tradução simultânea para inglês

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 29.

Visite nosso **Website**  
[www.engie.com.br/investidores](http://www.engie.com.br/investidores)

## Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

### ENGIE Brasil Energia - Consolidado

(Valores em R\$ milhões)	1T20	1T19	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.594,6	2.338,8	10,9%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.096,5	1.016,6	7,9%
Ebitda <sup>(1)</sup>	1.331,9	1.212,8	9,8%
Ebitda / ROL - (%) <sup>(1)</sup>	51,3	51,9	-0,6 p.p.
Lucro Líquido	512,0	565,5	-9,5%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) <sup>(2)</sup>	33,5	34,7	-1,3 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) <sup>(3)</sup>	19,3	21,0	-1,7 p.p.
Dívida Líquida <sup>(4)</sup>	11.084,0	8.322,0	33,2%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) <sup>(5)</sup>	3.611	5.277	-31,6%
Energia Vendida (MW médios) <sup>(6)</sup>	4.337	4.190	3,5%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) <sup>(7)</sup>	192,17	188,07	2,2%
Número de Empregados - Total	1.478	1.411	4,7%
Empregados EBE	1.462	1.290	13,3%
Empregados em Projetos em Construção	16	121	-86,8%

<sup>1</sup> Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + *impairment*.

<sup>2</sup> ROE: lucro líquido dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.

<sup>3</sup> ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).

<sup>4</sup> Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.

<sup>5</sup> Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.

<sup>6</sup> Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguará e Miranda).

<sup>7</sup> Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.



## MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Gostaria de iniciar essa mensagem agradecendo a toda a equipe ENGIE Brasil Energia, que tornou possível estarmos seguindo com nossas operações e divulgando resultados positivos em meio à pandemia que estamos vivendo. Colhemos os frutos do nosso investimento em digitalização, que começou há quatro anos, e que permitiu alocarmos 70% do nosso quadro trabalhando em *home office*. Mas temos 30% da equipe que segue trabalhando em campo, operando usinas, construindo estruturas e linhas de transmissão, realizando manutenções preventivas e garantindo o abastecimento de energia para que as pessoas em todo o país possam respeitar a quarentena em casa, sem interrupção no fornecimento, pois hoje, mais do que nunca, o fornecimento de energia não pode parar.

E para a continuidade das nossas operações, nos empenhamos em garantir, acima de tudo, a saúde e a segurança dos nossos empregados. Equipamentos de proteção individual foram distribuídos para toda a equipe, que também passa por acompanhamento e monitoramento médico. Ainda, as equipes que estão nas usinas e nos escritórios seguem protocolos rígidos de higienização e distanciamento. Um total de 142.000 máscaras já foram distribuídas. Também já adquirimos e distribuímos 36.000 testes rápidos para a Covid-19 e prevemos adquirir gradualmente mais testes, conforme a necessidade, que permitirão seguir um protocolo de testes periódicos em 100% da nossa equipe, empregados próprios e os nossos subcontratados. Para os empregados em *home office*, buscamos engajá-los e apoiá-los tanto no aspecto profissional como no pessoal, oferecendo desde apoio médico e psicológico, até ensino à distância e atividades de ginástica *online*. Na ENGIE Brasil Energia, o discurso é efetivamente colocado em prática.

Do ponto de vista dos nossos clientes, estamos com um portfólio de vendas balanceado para 2020, o que equilibra os impactos nesse momento de redução de consumo: 49% do nosso portfólio é comercializado diretamente com clientes livres, 39% comercializados com distribuidoras no ambiente regulado, e 12% comercializados com outras geradoras ou comercializadoras. Todos os setores da economia estão sendo afetados em algum grau pela pandemia da Covid-19, levando clientes livres a procurar renegociações, que têm sido avaliadas caso a caso, levando em consideração a magnitude dos impactos nesses clientes, as relações comerciais, o princípio da boa-fé contratual e o respeito aos contratos. Em todas as negociações não houve redução dos valores estabelecidos em contrato, mas sim a postergação do pagamento de parte dos valores contratados, mediante a cobrança de juros de mercado. Já com relação às distribuidoras, os agentes do setor elétrico, incluindo a Aneel, trabalharam em conjunto para desenhar um plano de ajuda de curto prazo para as distribuidoras, evitando que a inadimplência registrada contamine o restante da cadeia, resultando na publicação da Medida Provisória 950, regulamentada pelo decreto nº 10.350.

Nesse 1T20, as receitas da EBE subiram 10,9%, totalizando R\$ 2,6 bilhões, com Ebitda 9,8% superior, alcançando R\$ 1,3 bilhão. Atingimos lucro líquido de R\$ 512,0 milhões, queda de 9,5% em relação ao ano passado. Encerramos o primeiro trimestre com posição confortável de caixa, da ordem de R\$ 4,2 bilhões para atravessar essa crise. Mesmo com toda a expansão contratada nos últimos anos, que consolidou nossa posição como provedora de infraestrutura de energia no Brasil, nosso índice dívida líquida/Ebitda segue em 2,1x. Ainda assim, optamos pelo conservadorismo, rolando os vencimentos de curto prazo. A Companhia mantém várias linhas de crédito aprovadas com diversos bancos e ainda conta com o *stand still* com o BNDES para algumas subsidiárias. E em meados de março, a Fitch Ratings reafirmou o *Rating* Nacional de Longo Prazo da ENGIE Brasil Energia em 'AAA(bra)', com perspectiva estável.

Ainda visando manter a liquidez da Companhia para fazer frente à pandemia, a administração da EBE reavaliou as bases e premissas acerca da destinação dos resultados do ano de 2019, propondo a retenção dos dividendos complementares ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019, no valor de R\$ 949,7 milhões (R\$ 1,1640/ação), deliberação que foi aprovada pela Assembleia Geral Ordinária (AGO) do dia 28 de abril de 2020. Mesmo assim, o *payout* de 2019 atingiu 56,8%, acima do *payout* mínimo de 55% previsto em nossa política de dividendos indicativa. Agradecemos aos nossos acionistas pela confiança e pelo entendimento da prioridade nesse momento.

Do ponto de vista de apoio à comunidade, temos nos mobilizado e não poderia ser diferente. A EBE se uniu a outras cinco empresas do setor elétrico para aportar recursos para o fundo emergencial da Fundação Instituto Oswaldo Cruz (Fiocruz), visando aumentar a produção de testes para diagnósticos da Covid-19, doando R\$ 1,5 milhão. O projeto é coordenado pelo Instituto Acende Brasil. Também incentivamos nossos colaboradores a fazer doações em espécie onde a ENGIE Brasil Energia contribuiu com o mesmo valor, dobrando a doação. O total arrecadado com a campanha foi de R\$ 150 mil e teve a participação de colaboradores que ajudaram instituições localizadas nas suas áreas de atuação por todo o Brasil. Considerando a continuidade dos impactos da pandemia, entramos na segunda fase da campanha em que foram destinados mais de R\$ 300 mil em doativos. Foram doados também mais de R\$ 900 mil para as comunidades nas áreas de atuação da Companhia para aquisição de cestas básicas, EPIs e produtos de limpeza. Em parceria com o Hospital Albert Einstein, foram equipadas UTIs de dois hospitais públicos de São Paulo (SP). Destaca-se ainda a doação de R\$ 50 mil para uma *startup* para o desenvolvimento de uma nova forma de testagem da Covid-19. Além dessas iniciativas, a campanha "Máscara para Todos" consistiu na doação de duas mil máscaras, utilizando mão de obra de costureiras de comunidades carentes, e estimulou a participação dos

”

“Colhemos os frutos do nosso investimento em digitalização, que começou há quatro anos, e que permitiu alocarmos 70% do nosso quadro trabalhando em *home office*. Mas temos 30% da equipe que segue trabalhando no campo, operando usinas, construindo estruturas e linhas de transmissão, realizando manutenções preventivas e garantindo o abastecimento de energia para que as pessoas em todo o país possam respeitar a quarentena em casa.”

empregados para que, a cada máscara adquirida, a EBE doaria mais três para o Projeto nosso Bairro, em Florianópolis, totalizando mais de 5.000 máscaras doadas.

Em meio a esse ambiente desafiador, a Companhia vem dando seguimento à aceleração do seu crescimento, já que a geração de energia não pode parar. Ampliamos nossa presença em transmissão com a conclusão da aquisição de 100% da Sterlite Novo Estado Energia, que prevê a construção de aproximadamente 1.800 km de linhas no Pará e Tocantins, além de uma subestação e da expansão de outras três, com investimento total estimado em R\$ 3,0 bilhões. Tais linhas de transmissão irão auxiliar na distribuição da produção de usinas hidrelétricas e dos conjuntos eólicos da região nordeste do país.

Quanto ao Projeto Gralha Azul, quatro frentes de obra estão atuando desde o início do ano em diferentes regiões do Paraná para a construção das 15 linhas de transmissão que interligarão dez subestações, sendo cinco novas unidades e cinco ampliações. Mesmo com a questão da pandemia, as obras estão caminhando dentro do cronograma.

Também em janeiro foi iniciada a construção das bases dos aerogeradores do Conjunto Eólico Campo Largo - Fase 2, preparando a estrutura para a chegada dos primeiros componentes dos aerogeradores, quando será iniciada sua montagem. Campo Largo 2, cuja concepção é voltada para o mercado livre de energia, será o maior conjunto eólico da EBE, formado por 86 aerogeradores, distribuídos em 11 parques distintos, e contará com capacidade total instalada de 361,2 MW. Vale destacar que, desde o início das obras, já foram completadas um milhão de hora-homem trabalhadas sem acidentes com afastamento, ou seja, concluímos 6 meses de trabalho com alto nível de segurança. Mesmo com uma interrupção temporária nas obras em razão da obrigação de quarentena no município de Umburanas (BA), estimamos que não haverá impacto no cronograma original.

Esse é, certamente, um momento de poucas certezas, muitas dúvidas e muitas mudanças, inclusive regulatórias. Além das medidas de socorro e liquidez que estão sendo discutidas, há várias frentes para a modernização do setor elétrico sendo discutidas no âmbito do governo. Mais do que nunca, é preciso continuar avançando nas reformas, para ampliar a sustentabilidade do setor, aliada à redução do custo de energia para o momento de retomada da economia.

Nós seguimos na ENGIE Brasil Energia com uma única certeza: nosso comprometimento com colaboradores, clientes, investidores, comunidades e demais *stakeholders*.



**Eduardo Antonio Gori Sattamini**  
Diretor-Presidente e de Relações com  
Investidores



**Marcelo Cardoso Malta**  
Diretor Financeiro

## DETALHAMENTO DOS ATIVOS

### Ativos de Geração de Energia

A ENGIE Brasil Energia integra o maior grupo produtor independente de energia do país e, no final do 1T20, conta com 8.710,5 MW de capacidade instalada, operando um parque gerador de 10.431,2 MW, composto de 60 usinas, sendo 11 hidrelétricas, quatro termelétricas e 45 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 56 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e a usina de cogeração a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

### Parque Gerador da ENGIE Brasil Energia — em 31 de março de 2020

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/Autorização	Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	out/30	564,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	set/28	733,3
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9	jul/32	165,3
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	nov/37	256,9
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0	set/28	502,6
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	ago/33	260,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	dez/47	341,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	dez/47	198,2
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	abr/37	148,2
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	set/28	113,1
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	set/34	133,6
<b>Total - Hidrelétricas</b>			<b>8.102,3</b>	<b>6.391,7</b>		<b>3.417,7</b>
Complexo Jorge Lacerda <sup>1</sup>	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0	set/28	649,9
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	345,0	345,0	mar/50	323,5
<b>Total - Termelétricas</b>			<b>1.202,0</b>	<b>1.202,0</b>		<b>973,4</b>
Conjunto Umburanas <sup>2</sup>	Eólica	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3
Conjunto Campo Largo <sup>3</sup>	Eólica	Umburanas (BA)	326,7	326,7	jul/50	166,5
Conjunto Trairi <sup>4</sup>	Eólica	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	100,8
Ferrari	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	jun/42	35,6
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30	12,0
Assú V	Solar	Assú (RN)	30,0	30,0	jun/51	9,2
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	out/32	16,5
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/32	14,0
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24,4	24,4	dez/32	11,9
Nova Aurora	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável <sup>5</sup>	0,0
Tubarão	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável <sup>5</sup>	0,0
<b>Total - Complementares</b>			<b>1.126,9</b>	<b>1.116,8</b>		<b>579,8</b>
<b>Total</b>			<b>10.431,2</b>	<b>8.710,5</b>		<b>4.970,9</b>



<sup>1</sup> Complexo composto por 3 usinas.

<sup>2</sup> Conjunto composto por 18 centrais eólicas.

<sup>3</sup> Conjunto composto por 11 centrais eólicas.

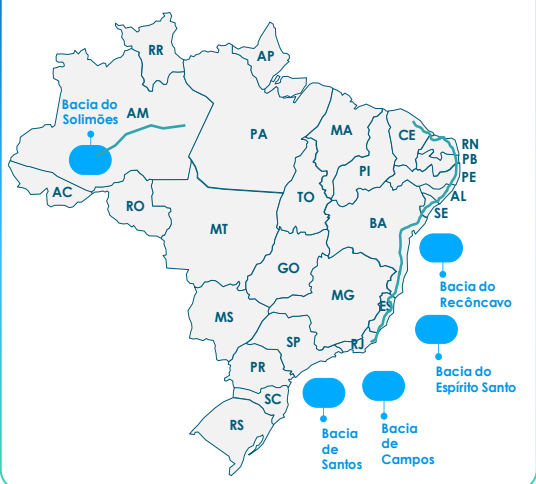
<sup>4</sup> Conjunto composto por 8 centrais eólicas.

<sup>5</sup> Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

## Ativos de Transporte de Gás

A Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG (TAG) é a maior transportadora de gás natural do Brasil, com uma infraestrutura de 4.500 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e 181 municípios.

### Localização dos Gasodutos da TAG

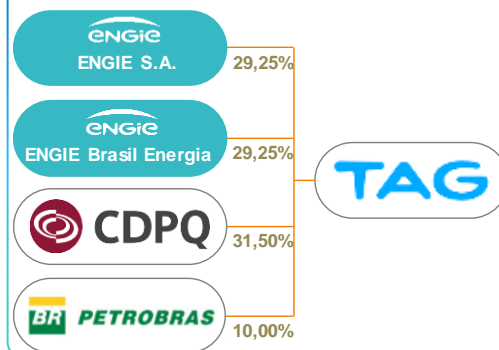


A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, entre eles, 10 distribuidoras de gás, 13 pontos de entrada de gás ativos (incluindo dois terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)) e 90 pontos de saída de gás, além de 11 estações de compressão e de atender refinarias, plantas de fertilizantes e usinas termelétricas.

A presença da EBE no segmento de gás natural no país está alinhada com a estratégia global do Grupo de ser líder na transição energética, o que demanda infraestruturas de energia sofisticadas e em larga escala, como os gasodutos da TAG, que contribuem para a diversificação e a descarbonização do *mix* energético brasileiro.

A TAG encontra-se **significativamente contratada** (~99%) por um prazo médio aproximado de 10 anos, com a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), por meio de contratos vigentes.

### Estrutura Societária




## Detalhamento dos Contratos

Gasoduto	Tamanho (km)	Maturidade do Contrato	Término da Autorização	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida*
Gasene	1.400	nov-33	mar-39	30,3	36,9%
Malha NE	2.000	dez-25	mar-39	21,6	24,0%
Pilar-Ipojuca	200	nov-31	nov-41	15,0	6,6%
Urucu-Coari-Manaus	800	nov-30	nov-40	6,7	32,5%
Lagoa Parda-Vitória	100	Em negociação	mar-39	0,7	0,0%
<b>Total</b>	<b>4.500,0</b>			<b>74,3</b>	<b>100,0%</b>

\* Variações na representatividade da receita entre os contratos podem ocorrer.

## Geração Solar Distribuída

 **ENGIE Geração Solar Distribuída.** A Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), empresa cuja aquisição da totalidade do capital social foi concluída em agosto de 2018. Os investimentos no segmento de geração solar distribuída contribuem para uma matriz energética mais dinâmica e próxima do consumidor final.

O segmento B2B (business-to-business) fortalece o relacionamento da Companhia com grandes empresas, responsáveis por projetos de maior potência instalada, e representou 66,9% da potência total comercializada no 1T20 (4,4 MWp). Esse total de vendas se distribuiu pelo país sendo 20,3% na região Sudeste, 45,1% na região Sul e 34,6% na região Centro-Oeste.



Sistema instalado pela EGSD.

## Número de unidades e potência instalada



No 1T20, a EGSD implantou um total de 64 sistemas, com capacidade instalada de 4.642 kWp, queda de 16,5% quando comparado aos 5.558 kWp registrados no 1T19, em 115 sistemas instalados. Observou-se ainda, ao final do trimestre em análise, uma desaceleração das atividades comerciais, em decorrência das medidas contra a pandemia da Covid-19.

Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 2.477 sistemas instalados, somando 40.577 kWp de capacidade instalada. Entretanto, cabe destacar que a potência média dos sistemas instalados cresceu, passando de 44 kWp em 2019 para 72 kWp no 1T20 em razão, sobretudo, do foco maior da empresa em grandes clientes.

## Expansão

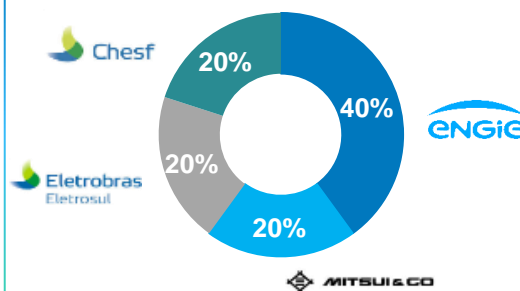


**Jirau.** A Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR) é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia.

Desde novembro de 2016, a UHE Jirau conta com todas as suas 50 unidades geradoras em funcionamento, totalizando 3.750 MW de capacidade instalada. Sua inauguração ocorreu em 16 de dezembro de 2016.

Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações (EBP) divulgou a contratação do Banco Itaú BBA S.A. para a prestação de serviços de assessoria financeira na

## ESBR - Estrutura Societária



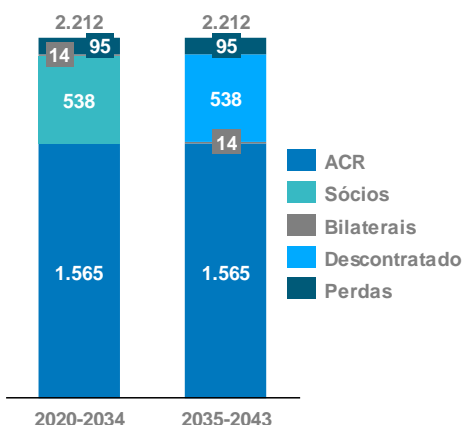
preparação de estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia (EBE) de sua participação de 40% na ESBR Participações S.A. (ESBRpar), detentora de 100% do capital social da ESBR, e sua participação de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda. A avaliação da transferência foi colocada em espera, aguardando condições mais favoráveis para que as discussões sejam retomadas.

No 1T20, a Usina gerou 3.358,5 MW médios, 23,4% acima dos 2.722,4 MW médios gerados no 1T19, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,7% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)).

Em janeiro de 2020, a UHE Jirau bateu recorde de geração mensal de energia desde sua entrada em operação comercial. O montante chegou a 3.540,6 MW médios, 60,1% acima da sua garantia física de 2.211,6 MW médios.

## Portfólio de Contratos da ESBR

MW médios



**Sistema de Transmissão Galha Azul.** A Companhia arrematou no Leilão de Transmissão nº 02, de 15 de dezembro de 2017, promovido pela Aneel, o Lote 1, com cerca de 1.000 quilômetros de extensão, localizado no estado do Paraná, marcando a entrada da EBE no segmento de transmissão de energia no Brasil. O empreendimento prevê ainda a instalação de cinco novas subestações de energia e ampliação de outras cinco existentes. O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a montagem e a operação e manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão.

O prazo limite para início da operação da linha de transmissão é 9 de março de 2023. A expectativa de redução no investimento em relação ao previsto pela Aneel permanece em cerca de 15%.

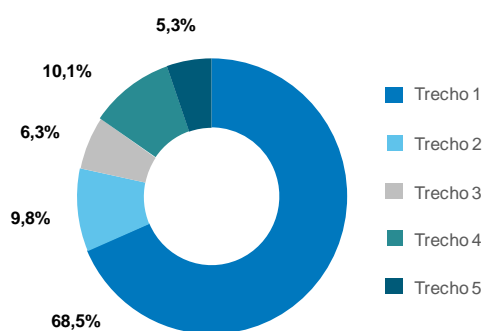
Lote	Localização	RAP Contratada (R\$ milhões)	Capex estimado (R\$ milhões)*
1	Paraná (PR)	231,7	1.700,0
<b>Total</b>		<b>231,7</b>	<b>1.700,0</b>

Valor em dezembro de 2017



Subestação Ponta Grossa – visão geral

## Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) (%)



Do ponto de vista de licenciamento ambiental, foram emitidas todas as Licenças de Instalação, todas as anuências do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) e demais anuências necessárias à instalação do empreendimento. Quanto às atividades fundiárias, todas as propriedades já foram negociadas amigavelmente ou judicialmente com 82% da faixa de servidão liberada para execução das obras. Encontram-se em andamento os processos de instituição da faixa de servidão na matrícula dos imóveis e o processo judicial das ações onde houve acordo

amigável.

A obra da subestação Ponta Grossa, principal empreendimento do projeto, iniciou em setembro de 2019 e encontra-se com a terraplenagem concluída e obras civis em andamento. Da mesma forma, também já tiveram início as obras nas demais subestações e ampliações previstas no escopo do projeto.

As obras de implantação das linhas de transmissão de 525KV e 230KV também encontram-se em andamento com atividades de supressão de vegetação, execução das fundações e recebimento dos equipamentos em campo.

O projeto executivo e o fornecimento também seguem a linha de base prevista com a aprovação dos projetos pelas concessionárias, assinatura dos contratos de fornecimento e início da fabricação dos principais equipamentos no projeto.

Destaca-se que, mesmo com a pandemia da Covid-19, as obras do projeto seguem em andamento, sem impacto no cronograma, com algumas restrições decorrentes das ações de mitigação visando preservar saúde e segurança dos empregados, terceirizados e comunidades.



**Novo Estado Transmissora de Energia.** Em dezembro de 2019, a Companhia, por meio de sua controlada ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A., assinou contrato de compra e venda da totalidade das ações de emissão da Sterlite Novo Estado Energia S.A., detidas pela Sterlite Brasil Participações S.A., que sagrou-se vencedora do Lote 3 do Leilão de Transmissão Aneel nº 002/2017, realizado em dezembro de 2017.

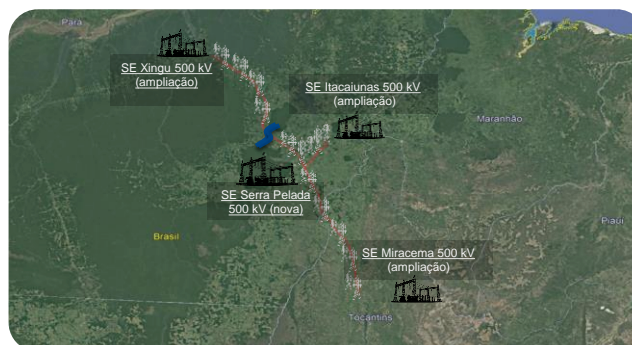
O fechamento da operação deu-se em 3 de março de 2020, pelo preço de até R\$ 410,0 milhões, dos quais R\$ 360,0 milhões foram pagos nesta data e R\$ 50,0 milhões estão sujeitos ao cumprimento de determinadas condições previstas no contrato.

O objeto da concessão é a construção, operação e manutenção de aproximadamente 1.800 quilômetros de linhas de transmissão, uma nova subestação e expansão de outras três subestações existentes nos estados do Pará e Tocantins, pelo prazo de 30 anos. A licença de instalação do empreendimento já foi emitida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (Ibama), e a construção teve início em abril de 2020, com as atividades de supressão vegetal.

O prazo limite para início da operação da linha de transmissão é 9 de março de 2023, mas a previsão da EBE é de reduzir esse prazo para abril de 2022.

Lote	Localização	RAP Contratada (R\$ milhões)	Capex estimado (R\$ milhões)*
3	Pará (PA) e Tocantins (TO)	313,1	3.000,0
<b>Total</b>		<b>313,1</b>	<b>3.000,0</b>

Base março de 2020, desconsiderando custo de aquisição



Localização das subestações

## Projeto em Construção

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/Autorização	Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Conjunto Campo Largo - Fase II	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	361,2	361,2	-	201,0
<b>Total</b>			<b>361,2</b>	<b>361,2</b>		<b>201,0</b>



### Conjunto Eólico Campo Largo – Bahia (Fase II).

Estão em andamento as atividades para implantação do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II, localizado nos municípios de Umburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km de Salvador, no estado da Bahia. O desenvolvimento da **segunda fase totaliza 361,2 MW de capacidade instalada** e 201,0 MW médios de energia assegurada, com investimento aproximado de R\$ 1,6 bilhão. A entrada em operação completa está prevista para o início de 2021.

O Projeto se beneficiará da sinergia das estruturas existentes, como a subestação e a linha de transmissão, implementadas pela Companhia para atender os Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I, que totalizam 686,7 MW de capacidade instalada. Com a implantação da segunda fase de Campo Largo, a capacidade instalada de energia eólica da EBE ultrapassará a marca de 1 gigawatt (GW) na região. A energia de Campo Largo – Fase II será totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).



Base do aerogerador - Conjunto Eólico Campo Largo

No primeiro trimestre de 2020, continuou o avanço nas obras civis de acessos e plataformas de montagem e iniciou-se a execução das bases dos aerogeradores. Permanece em andamento a instalação das redes de média tensão que conectam os aerogeradores à subestação coletora. Quanto à ampliação da subestação, as obras civis também tiveram avanço significativo no período, e a fabricação e a entrega da maioria dos equipamentos principais foi concluída.

Todas as licenças de instalação para as onze centrais que compõem o projeto foram obtidas, de forma a liberar as atividades em todas as áreas do empreendimento.

As obras localizadas no município de Umburanas foram suspensas pela prefeitura entre o período de 23 de março a 19 de abril e mais uma vez a partir de 22 de maio de 2020, devido a questões políticas relativas a pandemia da Covid-19. Contudo, até o momento não se verificou mudança nas datas previstas de entrada em operação comercial.

## Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Conjunto Santo Agostinho	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	800,0	800,0
Conjunto Umburanas - Fase II	Eólica	Umburanas (BA)	300,0	300,0
Conjunto Campo Largo - Fase III	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	250,0	250,0
Assú - Centrais I, II, III e IV	Solar	Assú (RN)	120,0	120,0
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90,0	90,0
<b>Total</b>			<b>1.560,0</b>	<b>1.560,0</b>



### Conjunto Eólico Santo Agostinho – Rio Grande do Norte.

O Conjunto é composto de 24 Sociedades de Propósito Específico (SPEs), cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica. Todos os parques estão localizados nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km da Cidade de Natal, capital do estado do Rio Grande do Norte. Em junho de 2016, foi emitida a licença prévia pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema), órgão ambiental do estado do Rio Grande do Norte, declarando o empreendimento ambientalmente viável. O projeto está com toda documentação necessária para participar dos leilões de energia e/ou para o mercado livre. O aumento da capacidade nominal dos aerogeradores permitiu a revisão de sua **capacidade instalada total, podendo chegar em 800 MW.**



**Conjunto Eólico Umburanas – Bahia (Fase II).** A Segunda Fase conta com licenciamento ambiental regularizado e será futuramente desenvolvida pela EBE ao lado do Conjunto Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e operação comercial. O projeto está com toda a documentação necessária para participar dos leilões de energia. A exemplo do Conjunto Eólico Santo Agostinho, Umburanas II também teve a capacidade nominal dos aerogeradores revista, podendo alcançar **300 MW de capacidade instalada**.



**Conjunto Eólico Campo Largo – Bahia (Fase III).** A Companhia pretende acrescentar aproximadamente **250 MW de capacidade instalada** ao Conjunto Eólico Campo Largo com o desenvolvimento da sua terceira fase. O projeto está em processo de licenciamento ambiental, regularizando aspectos fundiários, e será futuramente desenvolvido pela EBE ao lado das Fases 1 e 2 do Conjunto Eólico Campo Largo, capturando sinergias, especialmente durante a operação comercial.



**Conjunto Fotovoltaico Assú.** Localizado no município de Assú (RN), terá **capacidade instalada total aproximada de 150 MW**. O Conjunto conta com cinco projetos, no qual um deles, a Central Fotovoltaica Assú V, entrou em operação comercial em dezembro de 2017. As demais centrais solares em desenvolvimento, estão aptas a participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.



**Conjunto Fotovoltaico Alvorada.** Adquiriu-se área no estado da Bahia, em região com potencial de geração de energia solar, onde serão desenvolvidos três projetos que irão compor o **Conjunto Fotovoltaico Alvorada, com capacidade instalada total estimada em 90 MW**. Os projetos estão em fase de desenvolvimento e aptos a participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.

Além dos projetos acima, a Companhia continua analisando o potencial de geração de energia solar fotovoltaica nas áreas de implantação de seus parques eólicos, bem como parcerias que venham acelerar o desenvolvimento dessa fonte de energia, em linha com a transição energética que se configura em esfera mundial.

## DESEMPENHO OPERACIONAL

### Disponibilidade do Parque Gerador de Energia

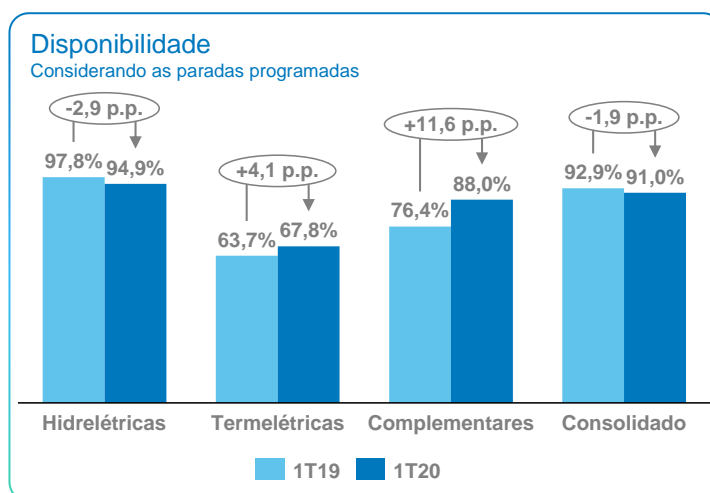
No **1T20**, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **96,8%**, **desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 99,9% nas usinas hidrelétricas, 79,1% nas termelétricas e 93,4% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

**Considerando todas as paradas programadas**, a disponibilidade interna global no 1T20 foi de 91,0%, sendo 94,9% nas usinas hidrelétricas, 67,8% nas termelétricas e 88,0% nas usinas de fontes complementares.

A disponibilidade das usinas hidrelétricas, no trimestre em análise, teve uma pequena redução (2,9 p.p.), quando comparada ao 1T19, principalmente por conta da modernização da Unidade Geradora 5 da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

Em relação às usinas termelétricas, a disponibilidade, mesmo sendo maior que a do mesmo período do ano anterior (4,1 p.p.), foi afetada principalmente pelas manutenções corretivas nas Usinas Termelétricas Jorge Lacerda A e Pampa Sul.

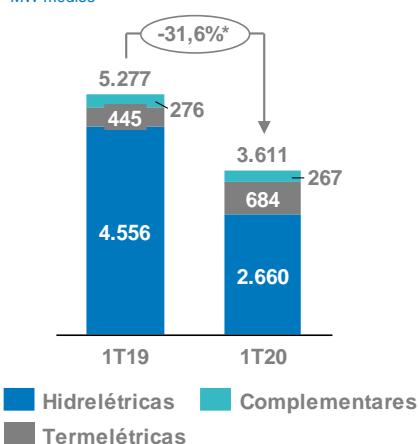
Já nas usinas complementares, houve um aumento significativo no índice de disponibilidade no 1T20 (11,6 p.p.), em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior, principalmente pela redução da necessidade de intervenções para a solução de pendências dos novos empreendimentos eólicos.



## Produção de Energia

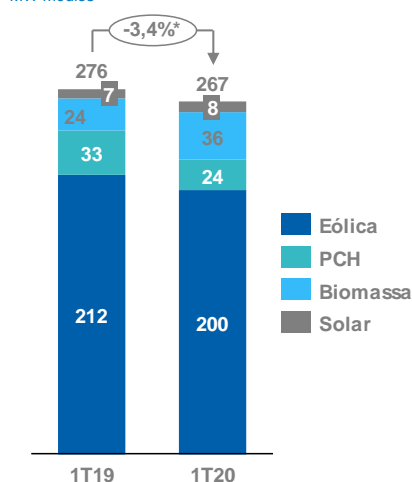
A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 7.886 GWh (3.611 MW médios) no 1T20, resultado **30,8% inferior** à produção do 1T19. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 5.809 GWh (2.660 MW médios); as termelétricas, por 1.494 GWh (684 MW médios); e as complementares, por 583 GWh (267 MW médios). Esses resultados representam redução de 41,0% e 2,4% na geração das usinas hidrelétricas e complementares, respectivamente, e aumento de 55,5% nas termelétricas, em comparação ao 1T19.

Geração  
MW médios



(\*) A diferença entre os percentuais calculados em GWh e MW médios ocorre em razão de 2020 ser ano bissexto.

Geração por Fonte Complementar  
MW médios



(\*) A diferença entre os percentuais calculados em GWh e MW médios ocorre em razão de 2020 ser ano bissexto.

A diminuição na geração total das usinas hidrelétricas da Companhia, no 1T20, se deve, principalmente, às condições hidrológicas extremamente desfavoráveis das bacias hidrográficas da região sul onde se localizam grande parte das usinas da Companhia.

Com relação à geração termelétrica, houve elevado despacho por mérito de custo, concentrado no mês de janeiro, devido aos elevados custos marginais de operação. Além disso, no 1T20, houve o incremento da geração da Usina Termelétrica Pampa Sul, que entrou em operação comercial em junho de 2019, representando 27% da geração das térmicas no período.

Já a redução na geração das usinas complementares ocorreu pela redução dos períodos de vento, principalmente nos parques eólicos do Ceará, e pelas condições hidrológicas desfavoráveis nas PCHs.

Além disso, ao final de março de 2020, por conta das ações para conter a pandemia da Covid-19, houve redução na carga do Sistema Interligado Nacional (SIN), o que acarretou na diminuição da geração total nas usinas da Companhia, principalmente naquelas de fontes despachadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), resultando no desligamento das termelétricas.

Cumprir destacar que um aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes.

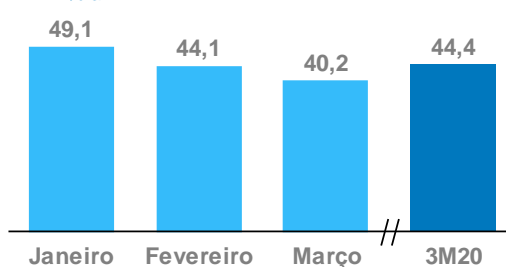
Em relação à geração termelétrica da Companhia, seu aumento pode reduzir (em razão do nível de contratação da Companhia) a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

## Transporte de Gás

A Transportadora Associada de Gás - TAG recebe o gás natural diariamente nos pontos de recebimento de sua malha e entrega-o ao carregador Petrobras nos pontos de entrega (*city gates*), tendo como contrapartida a receita do serviço de transporte, composta da parcela de efetiva movimentação de molécula e também do encargo de capacidade não utilizada (*ship-or-pay*).

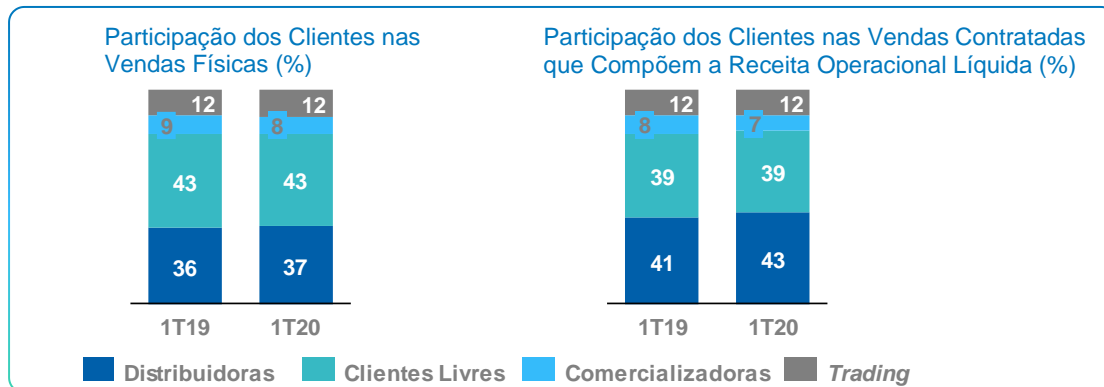
No 1T20 a TAG transportou um volume médio de gás de 44,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Volume médio de gás movimentado  
MM m<sup>3</sup>/dia



## Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 1T20, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 42,7% do total das vendas físicas e 38,5% do total da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), reduções de 0,7 p.p. e 0,4 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.



## Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das “janelas” de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra. De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **31 de março de 2020**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

### Balanço de Energia

(em MW médios)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Preço Bruto no Leilão (R\$/MWh)	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido (R\$/MWh)	Preço Líquido de PIS/COFINS/P&D (R\$/MWh)
Recursos Próprios	4.700	4.847	4.919	4.915	4.915	4.923				
+ Compras para Revenda	1.599	849	644	422	271	177				
<b>= Recursos Totais (A)</b>	<b>6.299</b>	<b>5.696</b>	<b>5.563</b>	<b>5.337</b>	<b>5.186</b>	<b>5.100</b>				
Vendas Leilões do Governo <sup>1</sup>	2.010	2.010	2.010	2.010	2.005	2.005				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	236,6	212,5
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	259,6	233,2
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	271,0	243,5
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	244,0	219,2
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	286,6	276,2
1º Leilão de Reserva	12	12	12	12	12	12	158,1	ago-08	296,1	285,3
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	14	14	14	14	9	9	-	-	279,1	268,9
2014-EN-2019-25	295	295	295	295	295	295	183,5	mar-14	260,0	233,6
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	272,3	262,3
2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	184,0	167,0
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	233,1	211,6
8º Leilão de Reserva	9	9	9	9	9	9	303,0	nov-15	372,4	338,0
2014-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	184,3	167,3
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	148,4	141,6
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	167,4	159,7
+ Vendas Bilaterais	3.519	3.020	2.673	2.086	1.301	802				
<b>= Vendas Totais (B)</b>	<b>5.529</b>	<b>5.030</b>	<b>4.683</b>	<b>4.096</b>	<b>3.306</b>	<b>2.807</b>				
<b>Saldo (A - B)</b>	<b>770</b>	<b>666</b>	<b>880</b>	<b>1.241</b>	<b>1.880</b>	<b>2.293</b>				
Preço médio de venda (R\$/MWh) (líquido) <sup>2,3</sup>	191,3	192,7	192,2							
Preço médio de compra (R\$/MWh) (líquido) <sup>4</sup> :	181,1	179,7	173,6							

<sup>1</sup> XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:

XXXX → ano de realização do leilão

YY → EE = energia existente ou EN = energia nova

WWW → ano de início de fornecimento

ZZ → duração do fornecimento (em anos)

<sup>2</sup> Preço de venda, incluindo operações de *trading*, líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), ou seja, não considerando a inflação futura.

<sup>3</sup> Desconsidera vendas por regime de cotas (UHes Jaguará e Miranda).

<sup>4</sup> Preço de aquisição líquido, considerando operações de *trading* e os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considerando a inflação futura.

#### Notas:

- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).

- Os preços médios são meramente estimativos, elaborados com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

	Resultado por segmento – 1T20 x 1T19 (em R\$ milhões)					
	Energia elétrica					Consolidado
	Geração <sup>1</sup>	Trading	Transmissão <sup>2</sup>	Painéis Solares	Transporte de Gás	
<b>1T20</b>						
Receita operacional líquida	2.151,5	274,8	155,7	12,6	-	2.594,6
Custos operacionais	(1.111,5)	(269,5)	(142,9)	(15,1)	-	(1.539,0)
<b>Lucro (prejuízo) bruto</b>	<b>1.040,0</b>	<b>5,3</b>	<b>12,8</b>	<b>(2,5)</b>	-	<b>1.055,6</b>
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(59,4)	(0,8)	-	(1,9)	-	(62,1)
Outras receitas operacionais, líquidas	0,1	-	-	-	-	0,1
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	102,9	102,9
<b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro</b>	<b>980,7</b>	<b>4,5</b>	<b>12,8</b>	<b>(4,4)</b>	<b>102,9</b>	<b>1.096,5</b>
<b>1T19</b>						
Receita operacional líquida	2.070,6	231,6	17,6	19,0	-	2.338,8
Custos operacionais	(967,5)	(257,1)	(15,3)	(18,1)	-	(1.258,0)
<b>Lucro (prejuízo) bruto</b>	<b>1.103,1</b>	<b>(25,5)</b>	<b>2,3</b>	<b>0,9</b>	-	<b>1.080,8</b>
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(56,3)	(0,6)	-	(2,2)	-	(59,1)
Outras despesas operacionais, líquidas	(0,2)	-	-	-	-	(0,2)
Impairment <sup>3</sup>	(4,9)	-	-	-	-	(4,9)
<b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro</b>	<b>1.041,7</b>	<b>(26,1)</b>	<b>2,3</b>	<b>(1,3)</b>	-	<b>1.016,6</b>
<b>Variação</b>						
Receita operacional líquida	80,9	43,2	138,1	(6,4)	-	255,8
Custos operacionais	(144,0)	(12,4)	(127,6)	3,0	-	(281,0)
<b>Lucro (prejuízo) bruto</b>	<b>(63,1)</b>	<b>30,8</b>	<b>10,5</b>	<b>(3,4)</b>	-	<b>(25,2)</b>
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(3,1)	(0,2)	-	0,3	-	(3,0)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	0,3	-	-	-	-	0,3
Impairment	4,9	-	-	-	-	4,9
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	102,9	102,9
<b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro</b>	<b>(61,0)</b>	<b>30,6</b>	<b>10,5</b>	<b>(3,1)</b>	<b>102,9</b>	<b>79,9</b>

O resultado financeiro da Companhia não é alocado por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma corporativa.

<sup>1</sup> Geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia (“Geração”).

<sup>2</sup> Segmento representado pelos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado (adquirida em março de 2020), ambos em fase de construção.

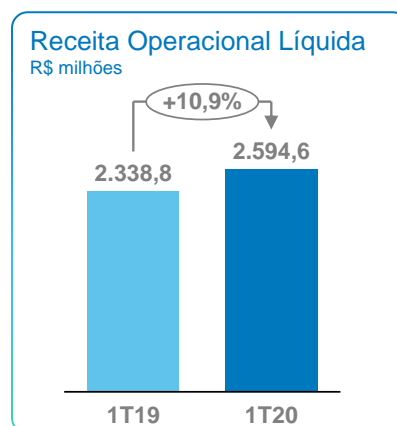
<sup>3</sup> Provisão para redução ao valor recuperável (“Impairment”).

## Receita Operacional Líquida

	Receita por segmento – 1T20 x 1T19 (em R\$ milhões)				
	Energia elétrica				Consolidado
	Geração	Trading	Transmissão	Painéis Solares	
<b>1T20</b>					
Distribuidoras de energia elétrica	887,1	-	-	-	887,1
Consumidores livres	795,6	-	-	-	795,6
Operações de <i>trading</i> de energia	-	247,4	-	-	247,4
Transações no mercado de curto prazo	196,4	-	-	-	196,4
Receita de construção	-	-	146,3	-	146,3
Comercializadoras de energia elétrica	137,5	-	-	-	137,5
Remuneração dos ativos de concessão	82,2	-	9,4	-	91,6
Receita de serviços prestados	30,1	-	-	-	30,1
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	-	27,4	-	-	27,4
Outras receitas	22,6	-	-	12,6	35,2
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>2.151,5</b>	<b>274,8</b>	<b>155,7</b>	<b>12,6</b>	<b>2.594,6</b>
<b>1T19</b>					
Distribuidoras de energia elétrica	789,9	-	-	-	789,9
Consumidores livres	752,4	-	-	-	752,4
Operações de <i>trading</i> de energia	-	231,6	-	-	231,6
Transações no mercado de curto prazo	231,7	-	-	-	231,7
Receita de construção	-	-	15,7	-	15,7
Comercializadoras de energia elétrica	159,6	-	-	-	159,6
Remuneração dos ativos de concessão	98,3	-	1,9	-	100,2
Receita de serviços prestados	27,9	-	-	-	27,9
Outras receitas	10,8	-	-	19,0	29,8
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>2.070,6</b>	<b>231,6</b>	<b>17,6</b>	<b>19,0</b>	<b>2.338,8</b>
<b>Variação</b>					
Distribuidoras de energia elétrica	97,2	-	-	-	97,2
Consumidores livres	43,2	-	-	-	43,2
Operações de <i>trading</i> de energia	-	15,8	-	-	15,8
Transações no mercado de curto prazo	(35,3)	-	-	-	(35,3)
Receita de construção	-	-	130,6	-	130,6
Comercializadoras de energia elétrica	(22,1)	-	-	-	(22,1)
Remuneração dos ativos de concessão	(16,1)	-	7,5	-	(8,6)
Receita de serviços prestados	2,2	-	-	-	2,2
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	-	27,4	-	-	27,4
Outras receitas	11,8	-	-	(6,4)	5,4
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>80,9</b>	<b>43,2</b>	<b>138,1</b>	<b>(6,4)</b>	<b>255,8</b>

No 1T20, a receita operacional líquida aumentou 10,9% (R\$ 255,8 milhões) quando comparada ao 1T19, passando de R\$ 2.338,8 milhões para R\$ 2.594,6 milhões. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores: (i) R\$ 138,1 milhões (784,7%) de aumento no segmento de transmissão; (ii) R\$ 80,9 milhões (3,9%) de aumento no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia, motivado, substancialmente, pelo acréscimo de (ii.i) R\$ 88,3 milhões decorrentes de maior quantidade de energia vendida; (ii.ii) R\$ 30,0 milhões correspondentes ao aumento do preço médio líquido de venda; (ii.iii) R\$ 14,3 milhões referentes, sobretudo, ao acréscimo nas receitas de indenização para compensação dos impactos negativos pela interrupção de negócios, motivada por sinistros e a cobrança de multa contratual por indisponibilidade em usinas – contido na linha “outras receitas”; e (ii.iv) R\$ 2,2 milhões de receitas de Gestão de Ativos de Geração (GAG) de Jaguará e Miranda; parcialmente atenuados pelos seguintes decréscimos: (ii.v) R\$ 35,3 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; e (ii.vi) R\$ 16,1 milhões de remuneração dos ativos financeiros relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda; (iii) R\$ 43,2 milhões (18,7%) de elevação das operações de *trading* de energia; e (iv) R\$ 6,4 milhões (33,7%) de decréscimo nas receitas de venda e instalação de painéis solares.

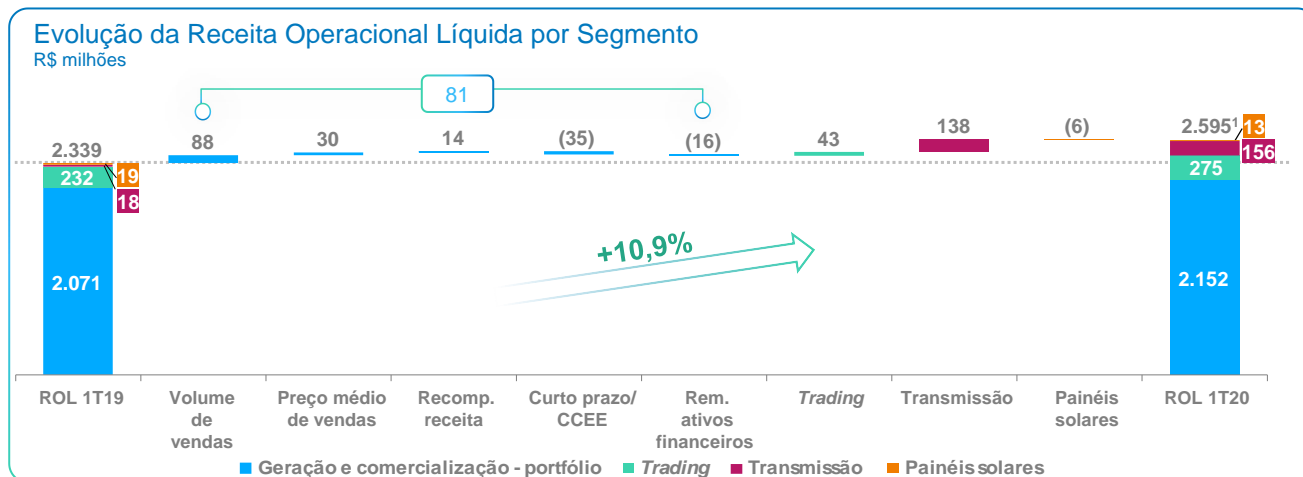
Das variações observadas nos itens (ii.i), (ii.ii) e (ii.v), R\$ 182,8 milhões foram oriundos do Conjunto Eólico Umbranas – Fase I (Umbranas – Fase I) e da Usina Termelétrica Pampa Sul (Pampa Sul), cujos inícios das operações comerciais ocorreram no decorrer do primeiro quadrimestre de 2019 e em 28 de junho de 2019, respectivamente.



Desconsiderando-se os efeitos oriundos de Pampa Sul e Umburanas – Fase I, a receita operacional líquida do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia apresentou redução de R\$ 101,9 milhões (5,0%) no 1T20, em relação ao 1T19. Essa redução é motivada, principalmente, por diminuição na receita com distribuidoras de energia elétrica, em R\$ 58,5 milhões, causada, substancialmente, por (i) redução contratual via Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD); (ii) reconhecimento de ressarcimentos previstos nos contratos de ambiente regulado no 1T20, calculados com base na diferença entre a indisponibilidade programada verificada e a indisponibilidade declarada para o cálculo da garantia física, no montante de R\$ 27,1 milhões; (iii) encerramento de contratos; e (iv) na remuneração dos ativos de concessão, de R\$ 16,1 milhões.

As Usinas com contratos expostos ao item (ii) acima destacado são: Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I, Usina Fotovoltaica Assú V (Assú V) e Pampa Sul.

Os resultados dos segmentos de *trading* e de transmissão serão comentados em item específico.



<sup>1</sup> Aparentes erros de soma são efeitos de arredondamento.

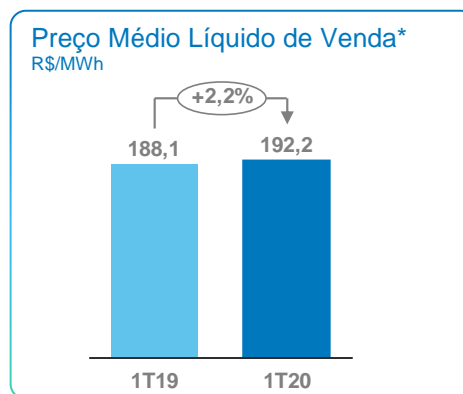
## Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

### ➤ Geração e Venda de Energia do Portfólio

#### ➤ Preço Médio Líquido de Venda

O **preço médio de venda de energia**, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu **R\$ 192,17/MWh no 1T20, 2,2% superior** ao obtido no 1T19, cujo valor foi de R\$ 188,07/MWh.

A elevação do preço foi motivada, substancialmente, pela correção monetária dos contratos vigentes e pelo preço médio na venda de energia de Pampa Sul, o qual é superior à média dos contratos existentes. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelas novas contratações de comercializadoras, com preços inferiores à média dos contratos vigentes ou finalizados.

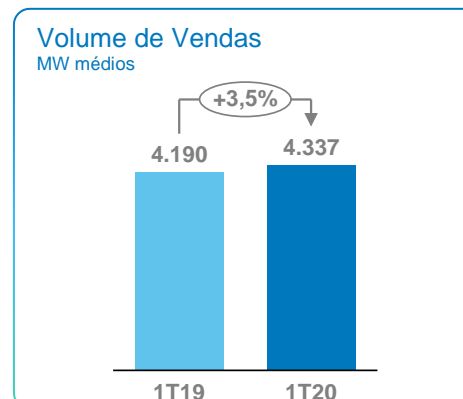


\* Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

#### ➤ Volume de Vendas

A **quantidade de energia vendida** em contratos passou de 9.050 GWh (4.190 MW médios) no 1T19 para **9.473 GWh (4.337 MW médios) no 1T20**, um aumento de 423 GWh (147 MW médios) entre os períodos comparados.

O aumento no volume de vendas é resultante, substancialmente, da entrada em operação comercial da Pampa Sul e de Umburanas – Fase I, do aumento observado no consumo de clientes livres e do aumento no volume de compras para revenda, parcialmente atenuado por reduções promovidas por contratos que encerraram em 2019, no âmbito do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) e pela atuação do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD).



## ➤ Receita de Venda de Energia Elétrica

### • Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R\$ 887,1 milhões no 1T20, R\$ 97,2 milhões (12,3%) superior aos R\$ 789,9 milhões auferidos no 1T19. O aumento foi ocasionado pelos seguintes efeitos: (i) R\$ 67,2 milhões — aumento de 302 GWh (119 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R\$ 30,0 milhões — aumento de 3,8% no preço médio líquido de vendas.

O aumento no volume de vendas foi motivado, substancialmente, pela entrada em operação comercial de Pampa Sul e algumas usinas pertencentes a Umburanas – Fase I, cuja energia é destinada ao atendimento de leilões de energia nova.

O acréscimo no preço médio líquido de vendas foi motivado pela correção monetária dos contratos vigentes e pelo preço médio na venda de energia de Pampa Sul, superior à média dos contratos existentes, parcialmente suavizado por menores preços médios praticados nos contratos de Umburanas – Fase I.

### • Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres aumentou R\$ 43,2 milhões (5,7%) entre os trimestres em análise, passando de R\$ 752,4 milhões no 1T19 para R\$ 795,6 milhões no 1T20. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R\$ 25,0 milhões — aumento de 146 GWh (44 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R\$ 18,2 milhões — acréscimo de 2,4% no preço médio líquido de vendas.

O aumento na quantidade de energia vendida foi motivado pelo acréscimo do volume de vendas aos clientes industriais, parte dos quais migraram seu perfil de comercializadoras para consumidores livres e por novos contratos celebrados no 1T20.

A elevação do preço decorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos existentes, parcialmente atenuada por novas contratações com preços médios inferiores à média dos contratos existentes ou finalizados.

### • Comercializadoras:

No 1T20, a receita de venda a comercializadoras foi de R\$ 137,5 milhões, R\$ 22,1 milhões (13,8%) inferior à receita auferida no 1T19, que foi de R\$ 159,6 milhões. Essa redução é oriunda da combinação dos seguintes aspectos: (i) R\$ 18,2 milhões — decréscimo de 11,4% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R\$ 3,9 milhões — redução de 25 GWh (16 MW médios) no volume de energia vendida.

A redução dos preços ocorre, basicamente, devido às novas contratações com preços inferiores à média dos contratos existentes ou finalizados, parcialmente atenuada pela correção monetária dos contratos vigentes.

O decréscimo da quantidade entre os períodos analisados decorre, principalmente, das migrações de parte dos clientes, que compravam energia por meio de comercializadoras, para o perfil de consumidores livres.

## ➤ Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 1T20, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de R\$ 196,4 milhões, enquanto no 1T19 foi de R\$ 231,7 milhões, o que representa uma **redução de R\$ 35,3 milhões (15,2%)** entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

## ➤ Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões

Os ativos financeiros de concessões representam o valor presente dos fluxos de caixa futuros da parcela da energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda, equivalente a 70% da garantia física destas usinas. Esses ativos são remunerados pela taxa interna de retorno e pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R\$ 98,3 milhões, no 1T19, para R\$ 82,2 milhões no 1T20, **redução de R\$ 16,1 milhões (16,4%)**. O decréscimo é motivado, substancialmente, pela variação do IPCA entre os períodos em comparação. A redução foi parcialmente atenuada pelo acréscimo do saldo médio entre os períodos em comparação.

## ➤ Painéis Solares

A receita de venda e instalação de painéis solares, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), entre os trimestres em análise, **reduziu R\$ 6,4 milhões (33,7%)**, passando de R\$ 19,0 milhões no 1T19 para **R\$ 12,6 milhões no 1T20**. No 1T20, a EGSD implantou um total de 64 sistemas, com capacidade instalada de 4.642 kWp, comparado aos 5.558 kWp registrados no 1T19, em 115 sistemas instalados.

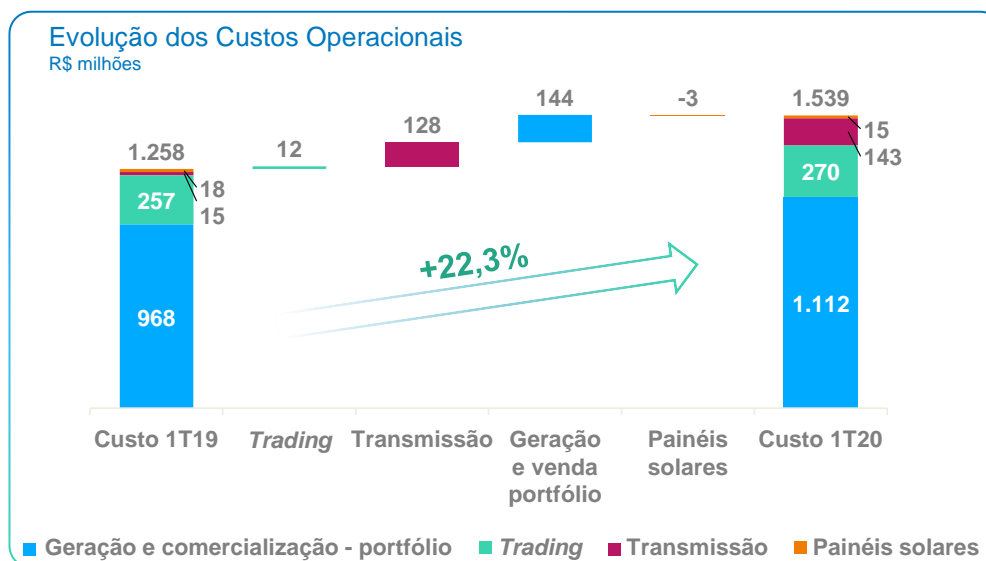
## Custos Operacionais

	Custos por segmento – 1T20 x 1T19 (em R\$ milhões)				
	Energia elétrica			Painéis Solares	Consolidado
	Geração	Trading	Transmissão		
<b>1T20</b>					
Compras de energia	343,2	236,5	-	-	579,7
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	-	25,7	-	-	25,7
Depreciação e amortização	230,2	-	-	-	230,2
Custos de construção	-	-	142,9	-	142,9
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	141,0	-	-	-	141,0
Transações no mercado de curto prazo	110,8	7,3	-	-	118,1
Combustíveis para geração	95,2	-	-	-	95,2
Materiais e serviços de terceiros	80,5	-	-	3,5	84,0
Pessoal	71,4	-	-	2,4	73,8
Seguros	20,1	-	-	-	20,1
<i>Royalties</i>	17,4	-	-	-	17,4
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	9,0	9,0
Provisões operacionais, líquidas	(7,2)	-	-	-	(7,2)
Outros custos operacionais, líquidos	8,9	-	-	0,2	9,1
<b>Custos operacionais</b>	<b>1.111,5</b>	<b>269,5</b>	<b>142,9</b>	<b>15,1</b>	<b>1.539,0</b>
<b>1T19</b>					
Compras de energia	331,6	223,8	-	-	555,4
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	-	26,6	-	-	26,6
Depreciação e amortização	187,2	-	-	-	187,2
Custos de construção	-	-	15,3	-	15,3
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	124,1	-	-	-	124,1
Transações no mercado de curto prazo	126,6	6,7	-	-	133,3
Combustíveis para geração	20,3	-	-	-	20,3
Materiais e serviços de terceiros	54,4	-	-	2,9	57,3
Pessoal	56,4	-	-	2,1	58,5
Seguros	13,7	-	-	-	13,7
<i>Royalties</i>	38,0	-	-	-	38,0
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	15,0	15,0
Provisões operacionais, líquidas	0,3	-	-	-	0,3
Outros custos operacionais, líquidos	14,9	-	-	(1,9)	13,0
<b>Custos operacionais</b>	<b>967,5</b>	<b>257,1</b>	<b>15,3</b>	<b>18,1</b>	<b>1.258,0</b>
<b>Variação</b>					
Compras de energia	11,6	12,7	-	-	24,3
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	-	(0,9)	-	-	(0,9)
Depreciação e amortização	43,0	-	-	-	43,0
Custos de construção	-	-	127,6	-	127,6
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	16,9	-	-	-	16,9
Transações no mercado de curto prazo	(15,8)	0,6	-	-	(15,2)
Combustíveis para geração	74,9	-	-	-	74,9
Materiais e serviços de terceiros	26,1	-	-	0,6	26,7
Pessoal	15,0	-	-	0,3	15,3
Seguros	6,4	-	-	-	6,4
<i>Royalties</i>	(20,6)	-	-	-	(20,6)
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	(6,0)	(6,0)
Provisões operacionais, líquidas	(7,5)	-	-	-	(7,5)
Outros custos operacionais, líquidos	(6,0)	-	-	2,1	(3,9)
<b>Custos operacionais</b>	<b>144,0</b>	<b>12,4</b>	<b>127,6</b>	<b>(3,0)</b>	<b>281,0</b>

Os custos operacionais aumentaram em R\$ 281,0 milhões (22,3%) entre os trimestres comparados, passando de R\$ 1.258,0 milhões no 1T19 para R\$ 1.539,0 milhões no 1T20. Esta variação foi reflexo dos seguintes fatores: (i) incremento no 1T20 de R\$ 144,0 milhões (14,9%) em relação ao 1T19, nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (ii) acréscimo de R\$ 127,6 milhões (834,0%) de custos no segmento de transmissão; (iii) aumento de R\$ 12,4 milhões (4,8%) nos custos de operações de *trading* de energia; e (iv) redução de R\$ 3,0 milhões (16,6%) de custos de venda e instalação de painéis solares.

Da variação observada no item (i), destaca-se o acréscimo de R\$ 146,8 milhões, motivado pela entrada em operação comercial de Pampa Sul e Umburanas – Fase I. Desconsiderando-se esse efeito, os custos operacionais do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia do 1T20 reduziram R\$ 2,8 milhões (0,3%), em relação ao 1T19.

Os custos dos segmentos de *trading* e de transmissão serão comentados em item específico.



## Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

### » Geração e Venda de Energia do Portfólio

» **Compras de energia:** entre o 1T19 e o 1T20 houve aumento de R\$ 11,6 milhões (3,5%) nas operações de compras para a gestão de portfólio de energia, em razão do que segue: (i) R\$ 85,2 milhões — acréscimo de 624 GWh (286 MW médios) na quantidade comprada; e (ii) R\$ 73,6 milhões — redução de 22,2% no preço médio líquido de compras, que foi de R\$ 175,68/MWh no 1T19 para R\$ 136,67/MWh no 1T20.

O acréscimo observado no volume de compras nos períodos em comparação foi motivado, em especial, pelas paradas não programadas ocorridas em Pampa Sul ao longo do 1T20, o que ocasionou a realização de compras de energia para atendimento de seus contratos com distribuidoras.

O decréscimo observado no preço médio de compra foi motivado, principalmente, pela redução do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) observado entre os trimestres em comparação, uma vez que o PLD é utilizado como parâmetro para estabelecimento de preço de curto prazo. Esse efeito foi parcialmente atenuado pela correção monetária do período.

» **Depreciação e amortização:** aumento de R\$ 43,0 milhões (23,0%) entre os trimestres comparados, em decorrência, sobretudo, da entrada em operação comercial de Pampa Sul e Umburanas – Fase I, com acréscimo de R\$ 37,3 milhões, bem como das manutenções realizadas no parque gerador da Companhia ao longo de 2019, que passaram a gerar depreciação após a conclusão das mesmas. Desconsiderando o efeito da entrada em operação comercial citada, o aumento foi de R\$ 5,7 milhões (3,1%) no 1T20, em relação ao 1T19.

» **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R\$ 16,9 milhões (13,6%) entre os trimestres em análise, decorrente, sobretudo, da entrada em operação comercial de Pampa Sul e Umburanas – Fase I, cujo impacto foi de R\$ 9,2 milhões, e reflexo do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição – R\$ 7,7 milhões (6,7%).

» **Transações no mercado de energia de curto prazo:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram inferiores em R\$ 15,8 milhões (12,5%). Essa redução seria de R\$ 18,3 milhões (14,5%) se fossem desconsiderados os impactos decorrentes de Pampa Sul e Umburanas – Fase I, que apresentaram, no 1T20, compras no montante de R\$ 2,5 milhões.

» **Combustíveis para geração:** acréscimo de R\$ 74,9 milhões (369,0%) na comparação entre o 1T19 e o 1T20, devido, basicamente: (i) R\$ 56,3 milhões – ao maior consumo de carvão próprio, em virtude da maior geração, e aos efeitos do reajuste anual do custo com combustíveis na Usina Termelétrica Jorge Lacerda; e (ii) ao consumo de combustível oriundo da entrada em operação comercial de Pampa Sul, em junho de 2019, no montante de R\$ 18,6 milhões.

» **Material e serviços de terceiros:** elevação de R\$ 26,1 milhões (48,0%) no 1T20, em relação ao mesmo trimestre de 2019, resultante, substancialmente, do acréscimo de R\$ 28,9 milhões nos custos de operação e manutenção decorrentes de novos contratos oriundos da entrada em operação de Pampa Sul e Umburanas – Fase I. Desconsiderando esses efeitos, os custos com material e serviços de terceiros foram reduzidos em R\$ 2,8 milhões (5,2%) nos trimestres em análise.

» **Pessoal:** elevação de R\$ 15,0 milhões (26,6%) no 1T20, em relação ao mesmo trimestre de 2019, resultante, substancialmente, das novas contratações em Pampa Sul e Umburanas – Fase I e redução dos custos capitalizados com pessoal durante a execução das obras de construção dessas usinas, que promoveram acréscimo de R\$ 10,3 milhões na comparação trimestral. Desconsiderando o efeito decorrente de Pampa Sul e Umburanas – Fase I, houve acréscimo de R\$ 4,7 milhões (8,3%) no 1T20, em comparação ao 1T19, motivado, principalmente, por novas contratações e pelo reajuste anual da remuneração dos colaboradores, parcialmente atenuado por reduções nas despesas com credenciamento médico e reembolso de despesas médicas.

» **Seguros:** aumento de R\$ 6,4 milhões (46,7%) nos trimestres comparados, dos quais R\$ 2,6 milhões decorreram da inclusão da cobertura de seguro de Pampa Sul e Umburanas – Fase I. Adicionalmente, as usinas que compõem o Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I entraram na apólice de seguros da Companhia a partir da renovação anual, ocorrida a partir de junho de 2019, e contribuíram com R\$ 0,7 milhão. Desconsiderando os efeitos anteriormente citados, o aumento foi de R\$ 3,1 milhões (22,8%) no 1T20, em comparação ao 1T19, motivado pela renovação da apólice de riscos operacionais em junho de 2019, com aumento de prêmio.

» **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (Royalties):** redução de R\$ 20,6 milhões (54,2%) nos trimestres comparados, em decorrência, principalmente, de menor geração das usinas hidrelétricas entre os trimestres, parcialmente atenuada pelo reajuste anual.

» **Provisões operacionais, líquidas:** efeito positivo no resultado de R\$ 7,5 milhões no 1T20, em relação ao mesmo trimestre de 2019, resultante, substancialmente, da reversão de provisões para contingências trabalhistas, no montante de R\$ 5,7 milhões, e contingências cíveis, no montante de R\$ 1,8 milhão. Destas reversões, R\$ 6,6 milhões foram motivadas por alterações na expectativa de perda dos processos envolvidos.

## ➤ Painéis Solares

Entre os trimestres analisados, houve redução de R\$ 3,0 milhões nos custos deste segmento, motivada, substancialmente, pelo decréscimo nos custos das vendas e instalação dos painéis solares, de R\$ 6,0 milhões (40,0%), ocasionado pela retração no volume de vendas entre os períodos. Este efeito foi parcialmente atenuado por reversões de perdas em estoques reconhecida no 1T19, no montante de R\$ 1,9 milhão e pelo aumento nos custos com pessoal, material e serviços de terceiros, de R\$ 0,9 milhão.

## Resultado Operacional do Segmento de *Trading* de Energia

A Companhia atua no mercado de *trading* de energia, a fim de auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro de limites de risco pré-estabelecidos. As operações de *trading* de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem à definição de instrumentos financeiros por valor justo, devido principalmente ao fato de que não há compromisso de combinar operações de compra e de venda, havendo flexibilidade para gerenciar os contratos para obtenção de resultados por variações de preços no mercado.

O resultado bruto entre os trimestres em análise aumentou R\$ 30,8 milhões (120,8%), passando de prejuízo de R\$ 25,5 milhões no 1T19 para lucro de R\$ 5,3 milhões no 1T20. Esse acréscimo foi motivado pelos seguintes eventos: (i) R\$ 28,3 milhões de impacto positivo oriundo da marcação a mercado — diferença entre os preços contratados e os de mercado — das operações líquidas contratadas em aberto em 31 de março de 2020 e de 2019; e (ii) R\$ 3,1 milhões decorrentes de aumento no resultado bruto das transações de compra e venda de energia realizadas. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pela redução de R\$ 0,6 milhão no resultado das transações no mercado de energia de curto prazo.

## Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação da infraestrutura relacionada à concessão de transmissão dos Sistemas de Transmissão Galha Azul, cuja implantação iniciou no segundo semestre de 2018, e Novo Estado, a partir da aquisição de 100% das ações da Novo Estado Transmissora de Energia S.A. (atual denominação da Sterlite Novo Estado Energia S.A.) em março de 2020, e está exposta aos riscos e benefícios dessas construções. Desta forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia reconhece receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, em montante correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos relacionados com a gestão da construção. Os gastos incorridos na construção estão reconhecidos no custo da infraestrutura de transmissão. A Receita Anual Permitida (RAP) é recebida a partir da entrada em operação comercial do Sistema de Transmissão. Dessa forma, só há entrada de recursos advindos da atividade operacional a partir deste momento.

### ➤ Receita de Transmissão

**A receita do segmento de transmissão de energia aumentou no 1T20, em comparação ao 1T19, R\$ 138,1 milhões (784,7%),** dos quais: (i) R\$ 130,6 milhões correspondem ao aumento da receita de implementação de infraestrutura de transmissão; e (ii) R\$ 7,5 milhões decorrem da elevação da remuneração da infraestrutura.

Ambos os acréscimos mencionados foram consequência da aquisição da Novo Estado e da evolução na execução das obras de construção do Sistema de Transmissão Galha Azul. Adicionalmente, a receita de remuneração de infraestrutura de transmissão também é impactada pela variação do IPCA.

### ➤ Custos de Construção

O custo de construção apresentou acréscimo de R\$ 127,6 milhões (834,0%) entre os trimestres comparados. O aumento foi motivado pelo avanço na execução das obras do Sistema de Transmissão Galha Azul e pela aquisição da Novo Estado Transmissora de Energia S.A.

## Detalhamento das Operações de Curto Prazo

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia cujo objetivo principal é a gestão da exposição da Companhia na CCEE. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal, portanto, de curto prazo, dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas à PLD, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

Sobre as transações na CCEE, os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados numa fatura única (a receber ou a pagar), exigindo, portanto, seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cumpre ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura dos períodos em análise, sendo esse o motivo para a criação deste tópico. Assim, permite analisar oscilações dos principais elementos, apesar de terem sido alocados ora na receita, ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF — *Generation Scaling Factor*), que ocorre quando a geração das usinas que integram o MRE, em relação à energia alocada, é menor ou maior (Energia Secundária); (iii) do chamado “risco de submercado”; (iv) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (v) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (vi) naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que será liquidada ao valor do PLD.

No 1T20 e no 1T19, **os resultados líquidos** (diferença entre receitas e custos — deduzidos dos tributos) decorrentes de transações de curto prazo — em especial as realizadas no âmbito da CCEE — **foram positivos em R\$ 78,3 milhões** e R\$ 98,4 milhões, respectivamente. O montante representa uma **redução de R\$ 20,1 milhões entre os períodos comparados**, sendo R\$ 19,5 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e R\$ 0,6 milhão no resultado das transações de *trading* de energia.

Essa variação foi consequência, fundamentalmente, dos seguintes efeitos: (i) aumento de operações de curto prazo e da posição vendedora na CCEE no 1T20 (posição compradora no 1T19), em virtude da estratégia de alocação dos recursos hídricos, aliada à ativa gestão do portfólio; (ii) impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF) — já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico; (iii) redução da receita no MRE; (iv) efeito negativo proveniente da diferença de preços entre os submercados Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste no 1T19; e (v) maior geração termelétrica entre os períodos analisados.

Em dezembro de 2019, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2020 em R\$ 559,75/MWh e R\$ 39,68/MWh, respectivamente. A tabela a seguir apresenta os valores médios do PLD para os submercados nos quais a Companhia atua, por MWh.

PLD médio em R\$/MWh	1T20	1T19	Var. (%)
Sul	217,57	290,09	(25,0%)
Sudeste/Centro-Oeste	187,89	290,08	(35,2%)
Nordeste	181,31	134,38	34,9%

## Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas apresentaram aumento de R\$ 3,0 milhões (5,1%) nos trimestres em análise, saindo de R\$ 59,1 milhões no 1T19 para R\$ 62,1 milhões no 1T20, em razão da combinação dos seguintes itens: (i) acréscimo de R\$ 3,1 milhões (5,5%) oriundos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia, motivado, principalmente, pelo aumento de R\$ 2,9 milhões nas despesas com pessoal (9,4%); (ii) redução de R\$ 0,3 milhão (13,6%) oriundos do segmento de venda e instalação de painéis; e (iii) acréscimo de R\$ 0,2 milhão (33,3%) oriundo do segmento de *trading* de energia.

Os acréscimos nas despesas com vendas, gerais e administrativas foram consequência, substancialmente, (i) do crescimento da capacidade operacional da Companhia, com acréscimo de 5,3% na capacidade instalada entre 1T19 e 1T20, passando de 8.275,5 MW no 1T19 para 8.710,5 MW no 1T20; (ii) da nova dinâmica do mercado, pautada na transição energética e na ampliação do acesso ao mercado livre; e (iii) dos efeitos da inflação nos contratos vigentes e nas despesas com pessoal entre os períodos analisados. Esses efeitos foram parcialmente atenuados por reduções em determinadas despesas, tendo em vista que a Companhia envida esforços para buscar a otimização das despesas.

## Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

Em 13 de junho de 2019, a controlada em conjunto Aliança Transportadora de Gás S.A. (Aliança) adquiriu 90% da participação societária na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG). A Companhia possuía 32,5% de participação societária direta na controlada em conjunto, Aliança e, portanto, 29,25% de participação societária indireta na TAG. Em 2 de setembro de 2019, a TAG realizou a incorporação da Aliança. A partir desta data, a Companhia passou a possuir 29,25% de participação societária direta na TAG.

No 1T20, a Companhia reconheceu resultado positivo de equivalência patrimonial, no montante de R\$ 102,9 milhões, oriundo da controlada em conjunto TAG, consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i.i) R\$ 356,5 milhões relativos ao Ebitda positivo; (i.ii) R\$ 112,0 milhões de depreciação e amortização, dos quais R\$ 66,3 milhões referem-se à amortização da mais-valia resultante da incorporação reversa da Aliança; (i.iii) R\$ 91,6 milhões de despesas financeiras, líquidas, impactadas pelos empréstimos captados pela Aliança anteriormente à incorporação; e (i.iv) R\$ 50,0 milhões relativos à despesa de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro.

A TAG é uma controlada em conjunto da EBE, motivo pelo qual não é consolidada nas demonstrações contábeis da Companhia, sendo seus efeitos reconhecidos pelo método de equivalência patrimonial.

O resultado de equivalência patrimonial da TAG é composto pelos seguintes itens:

DRE – em R\$ milhões	1T20	
	100%	Participação da Companhia
<b>TAG (29,25%)</b>		
Receita operacional líquida	1.417,2	414,5
Custos dos serviços prestados	(544,9)	(159,4)
<b>Lucro bruto</b>	<b>872,3</b>	<b>255,1</b>
Despesas gerais e administrativas	(36,3)	(10,6)
<b>Lucro antes do resultado financeiro e impostos</b>	<b>836,0</b>	<b>244,5</b>
Resultado financeiro	(313,4)	(91,6)
<b>Lucro antes dos impostos</b>	<b>522,6</b>	<b>152,9</b>
Imposto de renda e contribuição social	(170,8)	(50,0)
<b>Lucro líquido da TAG referente ao 1T20</b>	<b>351,8</b>	<b>102,9</b>
<b>Equivalência patrimonial sobre o resultado da TAG</b>	<b>102,9</b>	

Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o Ebitda, apresentamos a tabela abaixo:

Ebitda – em R\$ milhões	1T20	
	100%	Participação da Companhia
<b>TAG (29,25%)</b>		
<b>Lucro antes do resultado financeiro e impostos</b>	<b>836,0</b>	<b>244,5</b>
Depreciação e amortização	382,9	112,0
<b>Ebitda</b>	<b>1.218,9</b>	<b>356,5</b>

## Ebitda e Margem Ebitda

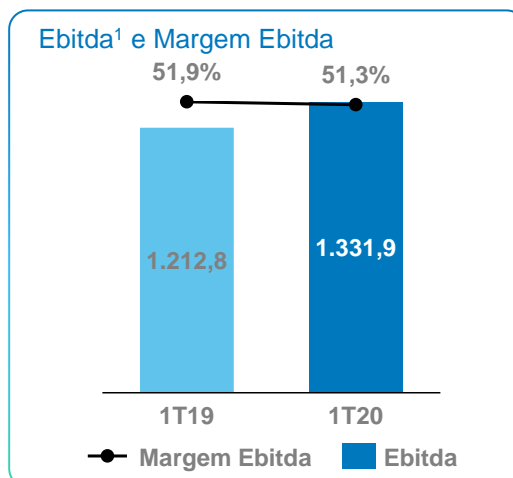
	Ebitda por segmento – 1T20 x 1T19 (em R\$ milhões)					
	Energia elétrica					Consolidado
	Geração	Trading	Transmissão	Painéis Solares	Transporte de Gás	
<b>1T20</b>						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	980,7	4,5	12,8	(4,4)	102,9	1.096,5
Depreciação e amortização	235,2	-	-	0,2	-	235,4
<b>Ebitda e Ebitda Ajustado</b>	<b>1.215,9</b>	<b>4,5</b>	<b>12,8</b>	<b>(4,2)</b>	<b>102,9</b>	<b>1.331,9</b>
<b>Margem Ebitda Ajustada</b>	<b>56,5%</b>	<b>1,6%</b>	<b>8,2%</b>	<b>(33,3%)</b>	<b>-</b>	<b>51,3%</b>
<b>1T19</b>						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.041,7	(26,1)	2,3	(1,3)	-	1.016,6
Depreciação e amortização	191,2	-	-	0,1	-	191,3
<b>Ebitda</b>	<b>1.232,9</b>	<b>(26,1)</b>	<b>2,3</b>	<b>(1,2)</b>	<b>-</b>	<b>1.207,9</b>
<i>Impairment</i>	4,9	-	-	-	-	4,9
<b>Ebitda Ajustado</b>	<b>1.237,8</b>	<b>(26,1)</b>	<b>2,3</b>	<b>(1,2)</b>	<b>-</b>	<b>1.212,8</b>
<b>Margem Ebitda Ajustada</b>	<b>59,8%</b>	<b>(11,3%)</b>	<b>13,1%</b>	<b>(6,3%)</b>	<b>-</b>	<b>51,9%</b>
<b>Variação</b>						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(61,0)	30,6	10,5	(3,1)	102,9	79,9
Depreciação e amortização	44,0	-	-	0,1	-	44,1
<b>Ebitda</b>	<b>(17,0)</b>	<b>30,6</b>	<b>10,5</b>	<b>(3,0)</b>	<b>102,9</b>	<b>124,0</b>
<i>Impairment</i>	(4,9)	-	-	-	-	(4,9)
<b>Ebitda Ajustado</b>	<b>(21,9)</b>	<b>30,6</b>	<b>10,5</b>	<b>(3,0)</b>	<b>102,9</b>	<b>119,1</b>
<b>Margem Ebitda Ajustada</b>	<b>(3,3 p.p.)</b>	<b>12,9 p.p.</b>	<b>(4,9 p.p.)</b>	<b>(27,0 p.p.)</b>	<b>-</b>	<b>(0,6 p.p.)</b>

Entre o 1T20 e o 1T19, o Ebitda Ajustado aumentou em R\$ 119,1 milhões (9,8%), passando de R\$ 1.212,8 milhões no 1T19 para R\$ 1.331,9 milhões no 1T20. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R\$ 102,9 milhões decorrentes do reconhecimento no 1T20 de resultado positivo de participação societária na TAG; (ii) R\$ 30,6 milhões (117,2%) oriundos do segmento de *trading* de energia – dos quais R\$ 28,3 milhões são provenientes dos efeitos da marcação a mercado e R\$ 2,3 milhões são originados das transações realizadas e das despesas operacionais; e (iii) R\$ 10,5 milhões (456,5%) oriundos do segmento de transmissão de energia. Os referidos impactos positivos foram contrabalanceados pelos seguintes **efeitos negativos**: (iv) redução de R\$ 21,9 milhões (1,8%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; e (v) decréscimo de R\$ 3,0 milhões (250,0%) oriundo do segmento de painéis solares.

O principal segmento de negócios da Companhia é o de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia, com variação indicada no item (iv) acima, cujos principais efeitos estão descritos a seguir: (i) R\$ 88,3 milhões de aumento do volume de vendas; (ii) incremento de R\$ 74,9 milhões nos custos com combustíveis; (iii) R\$ 30,0 milhões motivados pelo aumento de preço médio líquido de energia vendida; (iv) incremento de R\$ 26,1 milhões de custos com materiais e serviços de terceiros; (v) R\$ 20,6 milhões oriundos de redução no custo com *royalties*; (vi) redução de R\$ 19,5 milhões no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo; (vii) elevação de R\$ 16,9 milhões nos custos com encargos de uso de rede elétrica e conexão; (viii) decréscimo de R\$ 16,1 milhões de receita de remuneração e variação monetária sobre ativos de concessões; (ix) aumento de R\$ 15,0 milhões no custo com pessoal; (x) R\$ 14,3 milhões de acréscimo na recomposição de receita oriunda de sinistros e multas por indisponibilidade; (xi) incremento de R\$ 11,6 milhões nos custos referentes ao maior volume de compras de energia; (xii) R\$ 7,5 milhões motivados pela redução nos custos com provisões operacionais; e (xiii) aumento de R\$ 2,5 milhões dos demais custos e despesas operacionais.

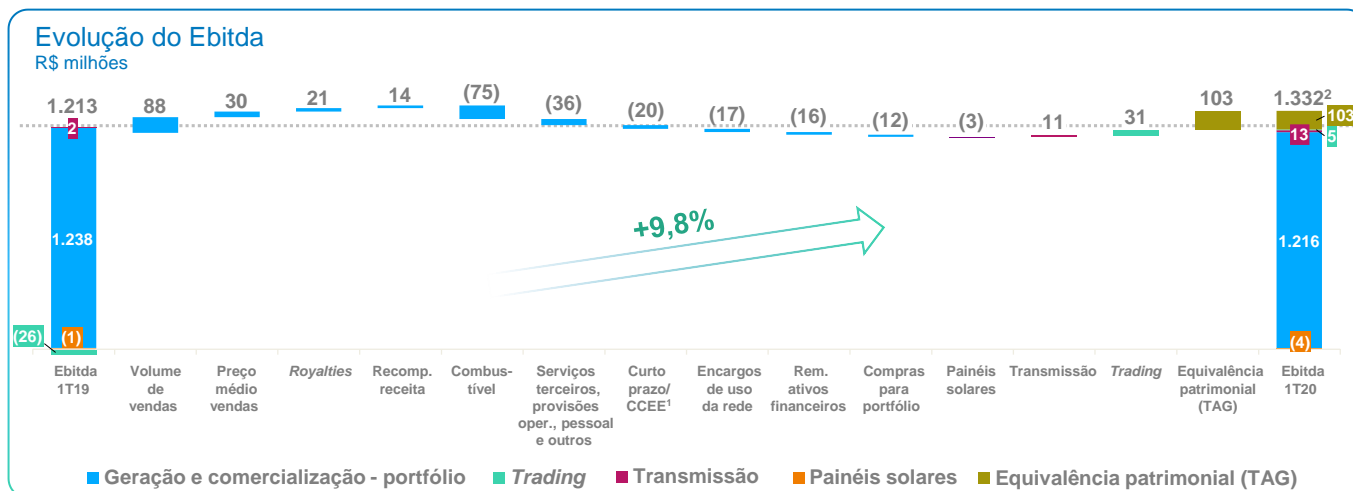
Os efeitos positivos e negativos apresentados estão impactados pela entrada em operação comercial de Pampa Sul e Umburanas – Fase I. O Ebitda combinado destas usinas foi de R\$ 79,2 milhões e de R\$ 6,4 milhões no 1T20 e no 1T19, respectivamente.

A margem Ebitda consolidada se manteve estável nos trimestres em comparação, reduzindo de 51,9% no 1T19 para 51,3% no 1T20. Considerando-se apenas os resultados auferidos pelo segmento de geração e venda de energia do portfólio e desconsiderando o resultado auferido pelas entradas em operação comercial mencionadas, o Ebitda seria de R\$ 1.136,7 milhões no 1T20 e de R\$ 1.231,4 milhões no 1T19 e a margem Ebitda no 1T20 seria de 58,8% e no 1T19, de 60,6%, o que representaria um decréscimo de 1,8 p.p. entre os trimestres em análise.



<sup>1</sup> Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + *impairment*.

Destaca-se que a margem Ebitda consolidada é parcialmente reduzida pelos efeitos das operações de *trading* de energia, do reconhecimento da receita e dos custos relativos à construção das linhas de transmissão e das operações realizadas pela controlada EGSD, os quais apresentam margens inferiores às auferidas pelas demais operações realizadas pela Companhia.



<sup>1</sup> Considera o efeito combinado de variações de receita e despesa.  
<sup>2</sup> Aparentes erros de soma são efeitos de arredondamento.

Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o Ebitda, apresentamos a tabela abaixo:

(Valores em R\$ milhões)	1T20	1T19	Var. %
Lucro líquido	512,0	565,5	-9,5
(+) Imposto de renda e contribuição social	192,2	237,0	-18,9
(+) Resultado financeiro	392,3	214,1	83,2
(+) Depreciação e amortização	235,4	191,3	23,1
<b>Ebitda</b>	<b>1.331,9</b>	<b>1.207,9</b>	<b>10,3</b>
(+) Impairment	0,0	4,9	-100,0
<b>Ebitda ajustado</b>	<b>1.331,9</b>	<b>1.212,8</b>	<b>9,8</b>

O Ebitda inclui o resultado de equivalência patrimonial da controlada em conjunto, TAG, visto que a subsidiária possui expectativa de distribuição de dividendos de forma frequente e recorrente.

## Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

No 1T19, a Companhia complementou o *impairment* do ativo de geração termelétrica William Arjona, cuja operação comercial foi descontinuada por inviabilidade econômico-financeira, no montante de R\$ 4,9 milhões. No 1T20, a Companhia não identificou necessidade de reconhecimento ou reversão de provisões para redução ao valor recuperável de ativos.

## Resultado Financeiro

**Receitas financeiras:** no 1T20, as receitas financeiras atingiram R\$ 44,1 milhões, R\$ 17,0 milhões ou 62,7% acima dos R\$ 27,1 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2019, em razão, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R\$ 12,0 milhões na receita com aplicações financeiras, motivada pelo aumento do saldo médio de aplicações financeiras entre os períodos em análise; e (ii) aumento de juros sobre impostos e contribuições sociais, no montante de R\$ 3,7 milhões.

**Despesas financeiras:** as despesas no 1T20 foram de R\$ 436,4 milhões, isto é, R\$ 195,2 milhões ou 80,9% acima das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foram de R\$ 241,2 milhões. As principais variações observadas foram: (i) aumento de R\$ 125,3 milhões nos juros e de R\$ 53,9 milhões na variação monetária e no ajuste a valor justo sobre dívidas, em razão, principalmente, da emissão de debêntures pela Companhia, em maio e em agosto de 2019, da contratação de empréstimos e financiamentos ao longo de 2019 e 2020 para gestão do fluxo de caixa e realização de investimentos e da redução de juros capitalizados, em razão da entrada em operação de Pampa Sul e Umburanas – Fase I; e (ii) elevações de R\$ 9,0 milhões nos juros e R\$ 3,4 milhões na correção monetária sobre as concessões a pagar, visto o acréscimo dos índices inflacionários entre os períodos em análise. Do acréscimo mencionado no item (i), destaca-se o montante de juros capitalizados de terceiros no projeto Pampa Sul, no montante de R\$ 16,3 milhões, e os montantes de juros capitalizados de capital próprio dos projetos Pampa Sul e Umburanas, de R\$ 64,0 e R\$ 15,3 milhões, respectivamente.

## Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

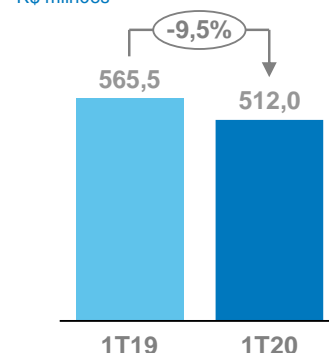
As despesas com IR e CSLL no 1T20 foram de R\$ 192,2 milhões, R\$ 44,8 milhões (18,9%) inferiores ao registrado no mesmo trimestre de 2019, de R\$ 237,0 milhões, em decorrência, substancialmente, do menor lucro antes dos impostos auferido no 1T20, em comparação ao 1T19, tendo apurado prejuízo fiscal no 1T20, na controladora. A alíquota efetiva de IR e CSLL reduziu 2,2 p.p., saindo de 29,5% no 1T19 para 27,3% no 1T20.

## Lucro Líquido

O lucro líquido do 1T20 foi de R\$ 512,0 milhões, R\$ 53,5 milhões ou 9,5% inferior aos R\$ 565,5 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse decréscimo é consequência dos seguintes efeitos: (i) aumento de R\$ 178,2 milhões das despesas financeiras líquidas; (ii) aumento de R\$ 119,1 milhões no Ebitda; (iii) acréscimo de R\$ 44,1 milhões da depreciação e amortização; (iv) decréscimo de R\$ 44,8 milhões do imposto de renda e da contribuição social; e (v) reconhecimento no 1T19 de *impairment* de ativos no valor de R\$ 4,9 milhões.

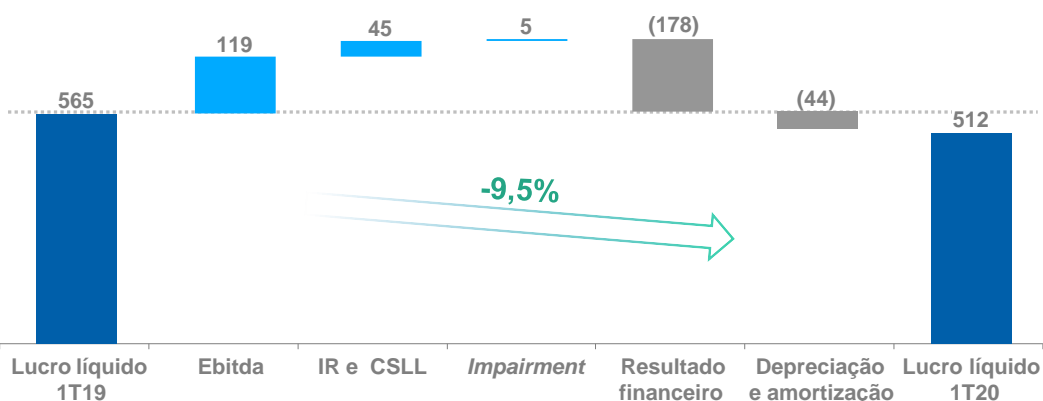
### Lucro Líquido

R\$ milhões



### Evolução do Lucro Líquido

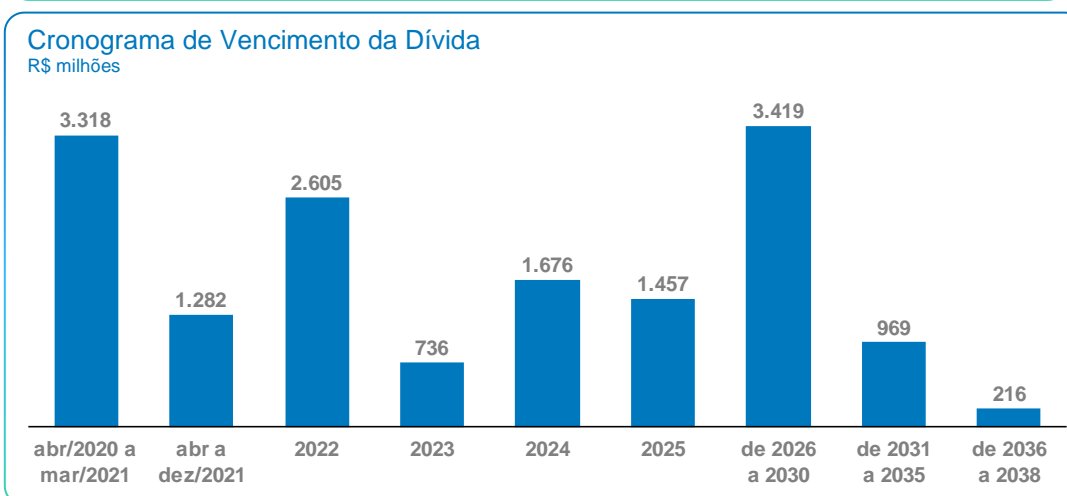
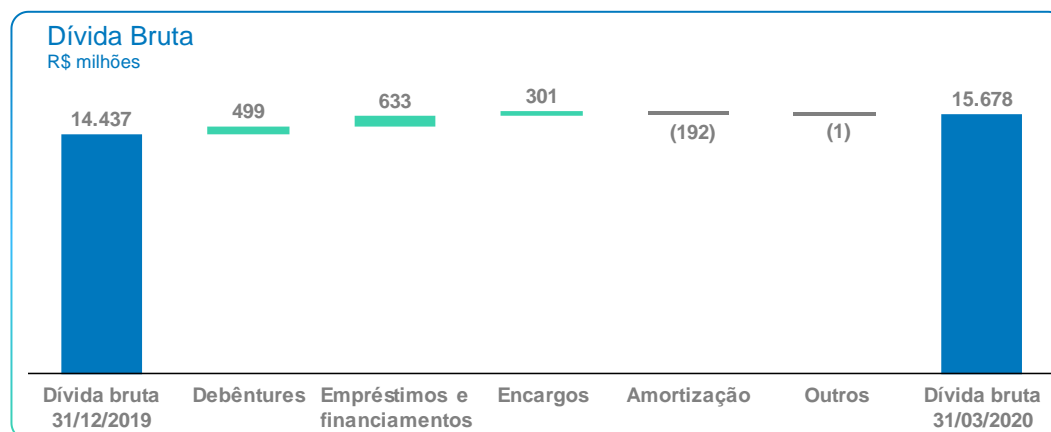
R\$ milhões



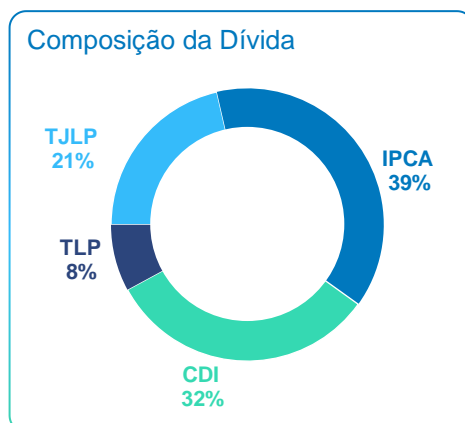
## Endividamento

Em 31 de março de 2020, a **dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos e debêntures, líquida dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R\$ 15.678,2 milhões — aumento de 8,6%** (R\$ 1.241,5 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2019.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 1T20: (i) emissão de debêntures no valor de R\$ 499,1 milhões, com a finalidade de formação de capital de giro para financiar a implementação dos projetos de transmissão; (ii) captação de empréstimo, via operação 4131, no montante de R\$ 633,2 milhões junto a instituição financeira situada no exterior, totalmente protegido por operação de *swap*, destinados à proteção dos fluxos de caixa futuros; (iii) geração de R\$ 301,4 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iv) R\$ 191,9 milhões em amortizações de empréstimos e financiamentos.



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do primeiro trimestre de 2020 foi **6,1%** (9,1% no fim do 1T19).



Em 31 de março de 2020, a **dívida líquida** (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de **R\$ 11.084,0 milhões**, **aumento de 8,8%** em relação ao registrado ao fim de 2019.

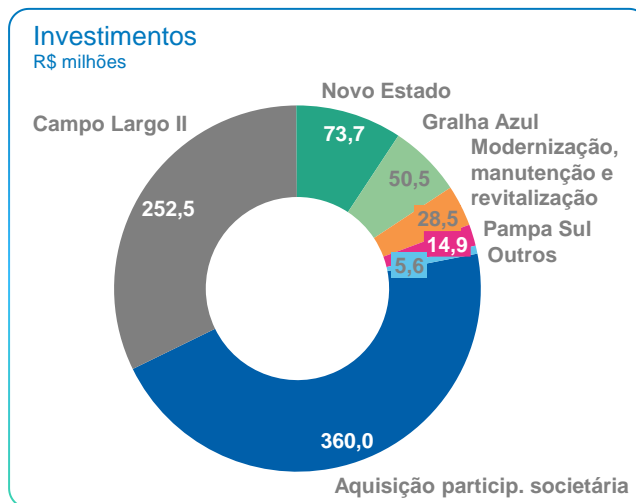
#### Dívida Líquida

R\$ milhões

	31/03/2020	31/12/2019	Var. %
Dívida bruta	16.926,3	14.763,1	14,7
Resultado de operações com derivativos	(1.248,0)	(326,3)	282,4
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(406,2)	(374,7)	8,4
Caixa e equivalentes de caixa	(4.188,1)	(3.870,3)	8,2
<b>Dívida líquida total</b>	<b>11.084,0</b>	<b>10.191,8</b>	<b>8,8</b>
<b>Dívida líquida x Ebitda</b>	<b>2,1x</b>	<b>2,0x</b>	

## Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 1T20 foram de R\$ 785,7 milhões, dos quais (i) R\$ 360,0 milhões destinados à aquisição de 100% da participação societária na Novo Estado Transmissora de Energia, projeto a ser implantado nos estados do Pará e Tocantins, de um total de até R\$ 410,0 milhões, sendo o valor remanescente pago quando do cumprimento de todas as obrigações contratuais; (ii) R\$ 397,2 milhões aplicados na construção dos novos projetos: (ii.i) R\$ 252,5 milhões concentrados no Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II; (ii.ii) R\$ 73,7 milhões na Novo Estado Transmissora de Energia; (ii.iii) R\$ 50,5 milhões na Linha de Transmissão Galha Azul; (ii.iv) R\$ 14,9 milhões na construção da Usina Termelétrica Pampa Sul; e (ii.v) R\$ 5,6 milhões em outros investimentos; (iii) R\$ 24,3 milhões destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R\$ 4,2 milhões designados para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.



## COMPROMISSO COM O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

### Gestão Sustentável

Todas as usinas sob responsabilidade da Companhia seguem a Política ENGIE Brasil Energia de Gestão Sustentável, que abrange as dimensões Qualidade, Gestão de Energia, Meio Ambiente, Mudanças do Clima, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Engajamento de Partes Interessadas. Em 31 de março de 2020, das 60 usinas instaladas em 13 estados das cinco regiões do país, 12 são certificadas de acordo com as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e NBR OHSAS 18001 (da Saúde e Segurança no Trabalho), com potência somada que corresponde a 77,9% da capacidade total operada pela Companhia. O Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, cujas três usinas estão entre as 12 certificadas, é também certificado segundo a norma NBR ISO 50001, de Eficiência Energética.

Além da já mencionada Política de Gestão Sustentável, outros compromissos com o desenvolvimento sustentável estão disponíveis em seu *website*, abordando temas como Direitos Humanos e Ética. Os Relatórios de Sustentabilidade são publicados anualmente de acordo com as recomendações da *Global Reporting Initiative (GRI)* e o *framework* do *International Integrated Reporting Council (IIRC)*.

### Fórum de Sustentabilidade

Criado em 2007, o Fórum de Sustentabilidade da Companhia atualmente é formado por 12 membros, de diferentes áreas, especialmente as que se relacionam mais proximamente com *stakeholders*, como acionistas, clientes, fornecedores, empregados, mídia e comunidades. A coordenação é da Diretoria Administrativa, e um dos membros é o representante dos empregados no Conselho de Administração. Entre outros, o Fórum tem como objetivos:

- » Contribuir para manter o equilíbrio dos interesses dos diferentes públicos em relação à Companhia;
- » Desenvolver programas de sensibilização e conscientização para conceitos e práticas de sustentabilidade para públicos internos e externos;
- » Contribuir para o emprego das melhores práticas de governança corporativa; e
- » Propor, obter aprovação da Diretoria Executiva e atuar articuladamente com as unidades organizacionais para atingir as metas anuais de sustentabilidade empresarial (“Metas ENGIE Brasil Energia de Sustentabilidade”), que são baseadas em quatro Programas — Desenvolvimento Cultural, Melhoria Ambiental, Inclusão Social e Educação para a Sustentabilidade — com iniciativas associadas a indicadores e pesos para avaliação ao fim de cada ano.

### Destaques do Trimestre

- » Entre os dias 28 e 31 de janeiro, foi realizada, na Usina Hidrelétrica Estreito, auditoria de atendimento aos critérios estabelecidos pelos Princípios do Equador. Os critérios são referenciados nos Padrões de Desempenho sobre Sustentabilidade Socioambiental da International Finance Corporation (IFC) e nas Diretrizes de Meio Ambiente, Saúde e Segurança (Diretrizes de EHS) do Grupo Banco Mundial.
- » Em 28 de janeiro de 2020, a ENGIE Brasil Energia se associou ao Movimento Mulher 360. Esse movimento possui um grupo com mais de 60 empresas comprometidas em promover a diversidade e ampliar a participação feminina no ambiente corporativo.

- » O Rio Open, maior evento de tênis da América do Sul, ocorrido na segunda quinzena de fevereiro de 2020 foi, pela primeira vez, neutro em emissões de CO<sub>2</sub>, por meio da doação de créditos de carbono da EBE e de outras ações da organização do evento. Esta parceria compensou cerca de 1.000 toneladas de gases de efeito estufa, o que corresponde ao plantio de 6,6 mil árvores por ano.
- » Entre os dias 10 e 13 de março, foi realizada a capacitação de professores, diretores e pedagogos de aproximadamente 130 escolas dos municípios limieiros das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório. O intuito da capacitação foi apresentá-los aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), elencados pela ONU, e divulgar a abertura do edital para o projeto Transformação 2020, que faz parte do Programa de Visitas. O Transformação tem o intuito de dar visibilidade e reconhecimento aos projetos relativos aos ODS, realizados pelas próprias escolas em suas comunidades. Em 2019, atingimos mais de vinte mil pessoas influenciadas de alguma maneira pelas ações em toda região.
- » O Banco Itaú renovou, por mais um ano, a parceria com o grupo ENGIE, com a compra de créditos de carbono da Usina de Cogeração Lages, por meio da qual o banco fará a compensação de emissões de gases de efeito estufa.

## Indicadores de Sustentabilidade

Desde 2012, a Companhia tem como padrão incluir, em suas apresentações de resultados trimestrais e anuais, os principais indicadores de sustentabilidade mensurados em cada período. A tabela a seguir apresenta os relativos ao 1T20 e 1T19, associando cada indicador aos da GRI padrão *Standards*.

### Indicadores de Sustentabilidade<sup>1</sup>

Item	Dimensão <sup>2</sup>	Indicador <sup>3</sup>	Temas materiais	Indicador GRI <sup>4</sup>	1T20	1T19	Varição	
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Priorização de fontes renováveis para a geração de energia	102-7, EU1	60	55	5	
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	10.431	9.996	4,4%	
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.710	8.275	5,3%	
4		Número de usinas certificadas		102-16, EU6	12	12	0	
5		Capacidade instalada certificada (MW)		102-16, EU6	8.127	8.127	0,0%	
6		Capacidade instalada certificada em relação à total		102-16, EU6	77,9%	81,3%	-3,4 p.p.	
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	9.229	9.139	1,0%	
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	88,5%	91,4%	-2,9 p.p.	
9		Geração de energia total (GWh)		- Gestão de Emissões	EU2	7.886	11.399	-30,8%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	6.065	9.842	-38,4%	
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	76,9%	86,3%	-9,4 p.p.	
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	6.392	10.437	-38,8%	
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	81,1%	91,6%	-10,5 p.p.	
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas		EU30	96,8%	97,2%	-0,4 p.p.	
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas		EU30	91,0%	92,9%	-1,9 p.p.	
16	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Gestão de Emissões	304-1, 413-1	15.857	122.972	-87,1%	
17		Número de visitantes às usinas	- Impulso à prosperidade das comunidades locais	413-1	1.659	8.925	-81,4%	
18		Emissões de CO <sub>2</sub> (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)	- Biodiversidade	D305-1, D305-2, D305-3	0,952	0,945	0,7%	
19	Emissões de CO <sub>2</sub> do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,180	0,080	126,4%		
20	Saúde e Segurança	Taxa de Frequência (TF) empregados próprios <sup>5</sup>	- Segurança das equipes e das comunidades	403-2	0,000	0,000	-	
21		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios <sup>6</sup>		403-2	0,000	0,000	-	
22		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo <sup>5</sup>		- Fomento a boas práticas socioambientais entre fornecedores e clientes	403-2	1,610	0,920	↑
23		Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção <sup>5</sup>		403-2	0,000	0,410	↓	
24	Responsabilidade Social <sup>7</sup>	Investimentos não incentivados	- Geração de resultado econômico e compartilhamento de valor com a sociedade	201-1, 413-1	268,2	581,7	-53,9%	
25		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	596,4	1.298,6	-54,1%	
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	1.877,5	3.868,7	-51,5%	
27		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	184,0	340,0	-45,9%	
28		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		201-1, 413-1	0,0	0,0	-	
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD		- Impulso à prosperidade das comunidades locais	201-1, 413-1	0,0	0,0	-
30	Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		201-1, 413-1	300,8	209,0	43,9%		

#### Notas:

<sup>1</sup> Informações adicionais sobre a sustentabilidade na Companhia estão no Relatório de Sustentabilidade (<https://www.engie.com.br/investidores/informacoes-financeiras>).

<sup>2</sup> Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.

<sup>3</sup> Números em 31/03/2020.

<sup>4</sup> GRI: *Global Reporting Initiative*, versão Standards e complemento setorial G4.

<sup>5</sup> TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.

<sup>6</sup> TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.

<sup>7</sup> Valores em milhares de reais.

## GOVERNANÇA CORPORATIVA

A Companhia procura regularmente aprimorar seus mecanismos de gestão, com otimização de procedimentos de controle, *compliance* e transparência. É componente do Novo Mercado, segmento de listagem das empresas com mais alto nível de governança corporativa da B3. Tal segmento passou por revisão em 2017, para aumento das exigências gerais do regulamento do segmento, e a Companhia tem, desde então, empreendido esforços para implementação das mudanças com maior brevidade possível. Um grupo de trabalho multidisciplinar foi composto para endereçar o tema e, como primeiros resultados obtidos, houve o estabelecimento do Comitê de Auditoria, com a participação de um membro Independente do Conselho de Administração e outros dois membros, também independentes. O objetivo do Comitê é assessorar o Conselho de Administração em temas éticos, controles internos, auditoria interna e externa e gestão de riscos. Em outra frente relacionada, foi aprimorada a gestão dos procedimentos de *compliance* corporativo e houve implementação de três políticas que visam dar maior transparência às atividades e procedimentos da alta gestão: Política de Indicação, de Remuneração e de Avaliação.

Adicionalmente, a Companhia é integrante do Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE). O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia é composto por nove membros titulares, sendo um representante dos empregados e dois conselheiros independentes. Nenhum dos membros do Conselho ocupa cargo executivo na Companhia e, conseqüentemente, o posto de Presidente do Conselho não é ocupado pelo Diretor-Presidente. Com exceção do membro escolhido pelos empregados, todos são eleitos por acionistas, em Assembleia Geral de Acionistas.

Um Código de Ética pauta a conduta da Companhia: documento público, disponível em seu *website*. A Companhia também dispõe de Fórum de Ética, responsável pela constante atualização do Código e pela avaliação de questões éticas. **Em 2013, a ENGIE Brasil Energia ratificou sua adesão ao Pacto Empresarial pela Integridade contra a Corrupção:** iniciativa do Instituto Ethos, em desdobramento ao Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU), do qual a ENGIE Brasil Energia é signatária desde seu lançamento.

**A política de dividendos da ENGIE Brasil Energia estabelece um dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei 6.404/76 e, além disso, determina intenção de pagar em cada ano calendário dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a 55% do lucro líquido ajustado em distribuições semestrais.**

Em relação ao modelo de transferência de ativos e demais transações com partes relacionadas, a Companhia e sua controladora entenderam ser necessário elevar os padrões de governança corporativa por elas adotados. Entre as iniciativas aplicadas, destaca-se a criação, por meio da adaptação do Estatuto Social da Companhia, de um **Comitê Independente para Transações com Partes Relacionadas**, de caráter não permanente e que, quando convocado, será composto, em sua maioria, por membros independentes do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia. O referido Comitê, atuou no processo de aquisição da participação na Transportadora Associada de Gás - TAG.

## MERCADO DE CAPITAIS

Desde sua adesão ao Novo Mercado da B3, a ENGIE Brasil Energia passou a integrar o Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGC) e o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (ITAG), que reúnem as companhias que oferecem ao acionista minoritário proteção maior em caso de alienação do controle. Suas ações integram o Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE), que reúne empresas com reconhecido comprometimento com a responsabilidade corporativa, além do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEE), que é um índice setorial constituído pelas empresas abertas mais significativas do setor elétrico. As ações da Companhia também fazem parte do principal índice de ações da B3 – o Índice Bovespa e do Euronext-Vigeo EM 70 — índice integrado pelas empresas com mais alto desempenho em responsabilidade corporativa dos países em desenvolvimento. A Vigeo é a agência líder em *ratings* de responsabilidade social corporativa e analisa cerca de 330 indicadores.

As ações da ENGIE Brasil Energia são negociadas na B3 sob o **código EGIE3**. No mercado de balcão americano *Over-The-Counter* (OTC), os *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I da Companhia são negociados com o **código EGIEY**, sendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

Em dezembro de 2018, a 32ª Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovou o aumento de capital com emissão de 163.185.548 novas ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal, distribuídas aos seus acionistas, a título de bonificação, na proporção de 1 nova ação para cada 4 ações ordinárias de sua titularidade. O benefício da bonificação foi estendido aos ADR, na mesma proporção das ações bonificadas.

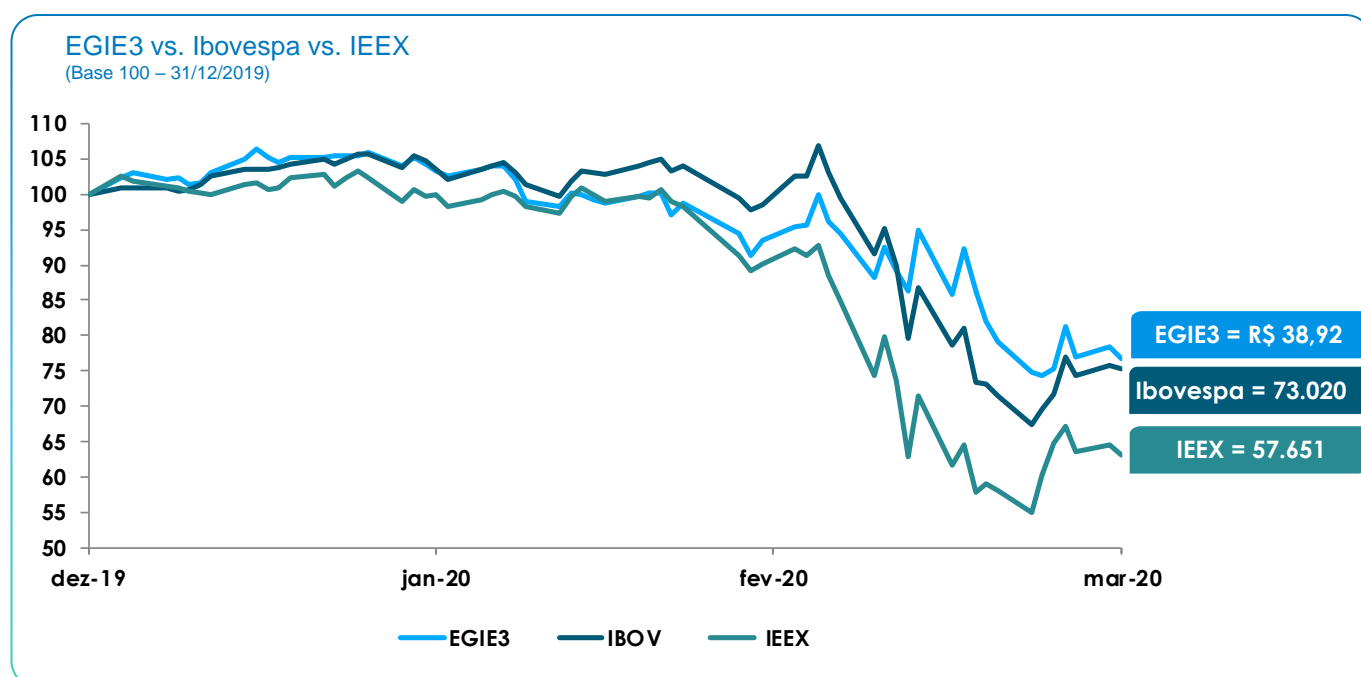
## Desempenho das Ações – EGIE3

A bolsa de valores brasileira teve queda generalizada no primeiro trimestre do ano, impactada principalmente pelo efeito da pandemia do novo coronavírus (Covid-19), pela guerra de preços do petróleo e por problemas políticos e econômicos internos. A onda recessiva da Covid-19 foi a principal causa de diversos *circuit breakers* em poucos dias de pregão, levando o mercado brasileiro a deixar o patamar de 120 mil pontos para chegar em 64 mil pontos. O avanço da pandemia, associado à redução do preço do petróleo, impactaram negativamente as bolsas no mundo todo.

As ações da **ENGIE Brasil Energia registraram desvalorização de 23,4% no primeiro trimestre de 2020**, próximo ao desempenho do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX), que decresceu 24,8%, mas superior ao do Ibovespa, que perdeu 36,9%, fechando o trimestre em 73 mil pontos.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R\$ 91,3 milhões no 1T20, 49,5% acima do registrado no 1T19, quando atingiu R\$ 61,1 milhões.

As ações da EBE encerraram o último pregão de março de 2020 cotadas a R\$ 38,92/ação, o que confere à Companhia valor de mercado de R\$ 31,8 bilhões.



## Próximo Evento

A ENGIE Brasil Energia realizará o seguinte evento para discussão dos resultados:

### Teleconferência com *Webcast* (Em português — tradução simultânea para inglês)

**Data:** 25 de junho de 2020

**Horário:** 11:00h (horário de Brasília)

**Telefones para conexão:**

Participantes no Brasil: (11) 3127-4971 / (11) 3728-5971

Senha para os participantes: ENGIE

### *Webcast*

Os *links* de acesso estarão disponíveis no *website* da Companhia ([www.engie.com.br](http://www.engie.com.br)), na seção Investidores.

*Replay* disponível de 25 de junho a 01 de julho de 2020. Acesso pelo telefone: (11) 3127-4999, código: 63674971 (português) e 22911363 (inglês).

## Importante

Este material inclui informações e opiniões acerca de eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas, as quais se baseiam nas atuais expectativas, projeções e tendências sobre os negócios da Companhia. Inúmeros fatores podem afetar as estimativas e suposições nas quais estas opiniões se baseiam, razões por que as estimativas e declarações futuras constantes deste material podem não vir a se concretizar. Considerando estas limitações, os acionistas e investidores não devem tomar quaisquer decisões com base nas estimativas, projeções e declarações futuras contidas neste material.

**ANEXO I**  
**ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.**  
**BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO — ATIVO**

(Valores em R\$ mil)	31/03/2020	31/12/2019
<b>Ativo Circulante</b>	<b>7.305.287</b>	<b>6.745.671</b>
Caixa e equivalentes de caixa	4.188.050	3.870.261
Contas a receber de clientes	1.479.169	1.451.227
Crédito de imposto de renda e contribuição social	102.619	166.833
Indenização de seguro a receber	19	10.719
Estoques	198.491	220.964
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	361.925	115.131
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	354.987	288.771
Depósitos vinculados	4.894	4.856
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	298.630	296.232
Ativo não circulante mantido para venda	4.829	4.829
Outros ativos circulantes	296.585	300.759
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>24.093.911</b>	<b>23.389.907</b>
<b>Realizável a Longo Prazo</b>	<b>4.732.137</b>	<b>3.652.141</b>
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	998.137	311.577
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	51.457	42.695
Depósitos vinculados	455.900	381.064
Depósitos judiciais	104.932	102.878
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	111.914	115.686
Ativo financeiro de concessão	2.421.044	2.411.942
Ativo de contrato	526.524	217.611
Outros ativos não circulantes	62.229	68.688
<b>Investimentos</b>	<b>2.282.430</b>	<b>2.948.920</b>
<b>Imobilizado</b>	<b>15.393.404</b>	<b>15.330.211</b>
<b>Intangível</b>	<b>1.526.303</b>	<b>1.296.769</b>
<b>Direito de uso de arrendamentos</b>	<b>159.637</b>	<b>161.866</b>
<b>Total</b>	<b>31.399.198</b>	<b>30.135.578</b>

**ANEXO II**  
**ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.**  
**BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO — PASSIVO**

(Valores em R\$ mil)	31/03/2020	31/12/2019
<b>Passivo Circulante</b>	<b>5.865.344</b>	<b>5.979.644</b>
Fornecedores	767.785	765.020
Dividendos e juros sobre o capital próprio	307.426	1.197.924
Empréstimos e financiamentos	1.887.843	1.637.691
Debêntures	1.774.802	1.204.469
Arrendamentos a pagar	19.852	19.824
Imposto de renda e contribuição social a pagar	32.383	176.395
Outras obrigações fiscais e regulatórias	96.846	104.855
Obrigações trabalhistas	123.539	106.005
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	326.939	258.305
Concessões a pagar	162.208	145.136
Provisões	7.157	8.579
Obrigações com benefícios de aposentadoria	42.909	42.909
Outros passivos circulantes	315.655	312.532
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>18.786.312</b>	<b>17.157.114</b>
Empréstimos e financiamentos	8.456.941	7.181.363
Debêntures	4.806.665	4.739.535
Arrendamentos a pagar	113.369	114.483
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	25.324	20.644
Concessões a pagar	3.159.000	3.091.354
Provisões	287.675	288.301
Obrigações com benefícios de aposentadoria	364.491	364.253
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.097.910	941.468
Outros passivos não circulantes	474.937	415.713
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>6.747.542</b>	<b>6.998.820</b>
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reservas de lucros	2.123.245	2.123.245
Ajustes de avaliação patrimonial	(803.319)	(30.739)
Lucros acumulados	520.840	-
Participação de acionista não controlador	4.128	3.666
<b>Total</b>	<b>31.399.198</b>	<b>30.135.578</b>

**ANEXO III**  
**ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.**  
**DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS**

(Valores em R\$ mil)	1T20	1T19	Var. %
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>2.594.594</b>	<b>2.338.759</b>	<b>10,9</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(1.538.974)</b>	<b>(1.257.967)</b>	<b>22,3</b>
Compras de energia	(605.421)	(582.018)	4,0
Transações no mercado de energia de curto prazo	(118.061)	(133.312)	-11,4
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(141.049)	(124.097)	13,7
Combustíveis para geração	(95.174)	(20.266)	369,6
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos ( <i>royalties</i> )	(17.372)	(38.032)	-54,3
Pessoal	(73.789)	(58.531)	26,1
Materiais e serviços de terceiros	(84.067)	(57.326)	46,6
Depreciação e amortização	(230.244)	(187.192)	23,0
Seguros	(20.091)	(13.698)	46,7
Reversão (Constituição) de provisões operacionais líquidas	7.190	(267)	-2.792,9
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(142.815)	(15.251)	836,4
Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos	(8.993)	(14.956)	-39,9
Outros	(9.088)	(13.021)	-30,2
<b>Lucro Bruto</b>	<b>1.055.620</b>	<b>1.080.792</b>	<b>-2,3</b>
<b>Receitas (Despesas) Operacionais</b>	<b>(61.997)</b>	<b>(64.151)</b>	<b>-3,4</b>
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(62.116)	(59.115)	5,1
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-	(4.900)	-100,0
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	119	(136)	-187,5
<b>Resultado de Participações Societárias</b>	<b>102.901</b>	<b>-</b>	<b>100,0</b>
Equivalência patrimonial	102.901	-	100,0
<b>Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro</b>	<b>1.096.524</b>	<b>1.016.641</b>	<b>7,9</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(392.256)</b>	<b>(214.123)</b>	<b>83,2</b>
Receitas financeiras	44.105	27.110	62,7
Despesas financeiras	(436.361)	(241.233)	80,9
<b>Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro</b>	<b>704.268</b>	<b>802.518</b>	<b>-12,2</b>
Imposto de renda	(139.345)	(169.372)	-17,7
Contribuição social	(52.903)	(67.656)	-21,8
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>512.020</b>	<b>565.490</b>	<b>-9,5</b>
Lucro atribuído aos:			
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	511.558	565.184	-9,5
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	462	306	51,0
<b>Número de Ações Ordinárias</b>	<b>815.927.740</b>	<b>815.927.740</b>	
<b>Lucro Líquido por Ação</b>	<b>0,6270</b>	<b>0,6927</b>	<b>-9,5</b>

## ANEXO IV ENGIE BRASIL ENERGIA S.A. FLUXO DE CAIXA

(Valores em R\$ mil)	1T20	1T19
<b>Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais</b>		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	704.268	802.518
<b>Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:</b>		
Resultado de participações societárias	(102.901)	-
Depreciação e amortização	235.388	191.227
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-	4.900
Variação monetária	130.716	71.655
Juros	289.283	155.097
Remuneração dos ativos de concessão	(91.490)	(100.154)
(Perdas) Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i> , líquidos	(1.664)	26.617
Outros	(6.575)	2.951
<b>Lucro Ajustado</b>	<b>1.157.025</b>	<b>1.154.811</b>
<b>Aumento (redução) nos ativos</b>		
Contas a receber de clientes	(26.303)	(171.697)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	64.381	(1.276)
Estoques	22.473	(66.929)
Depósitos vinculados e judiciais	(44.248)	(28.373)
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	3.772	3.772
Ativo financeiro de concessão	70.665	64.367
Indenização de seguro a receber	10.700	74.780
Ativo de contrato	(146.309)	(15.652)
Outros ativos	22.427	40.402
<b>Aumento (redução) nos passivos</b>		
Fornecedores	(18.057)	24.083
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(10.228)	(7.395)
Obrigações trabalhistas	17.534	13.385
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(6.656)	(7.123)
Combustível a pagar à CDE	(10.813)	(5.046)
Outros passivos	14.491	47.800
<b>Caixa Gerado pelas Operações</b>	<b>1.120.854</b>	<b>1.119.909</b>
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de <i>hedge</i>	(71.988)	(36.570)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(135.096)	(131.862)
<b>Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais</b>	<b>913.770</b>	<b>951.477</b>
<b>Atividades de Investimento</b>	<b>(598.297)</b>	<b>(658.499)</b>
Aquisição de empresas, líquida de caixa e equivalentes de caixa	(316.776)	-
Aplicação no imobilizado e intangível	(281.521)	(658.499)
<b>Atividades de Financiamento</b>	<b>2.316</b>	<b>(1.758.496)</b>
Captação de empréstimos e financiamentos	632.153	58.653
Emissão de debêntures	499.127	-
Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquido do <i>hedge</i>	(119.899)	(184.809)
Pagamento de parcelas de concessões a pagar	(36.417)	(18.247)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(27.830)	(43.891)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(940.155)	(1.535.144)
Pagamento de arrendamentos	(5.143)	(34.236)
Outros	480	(822)
<b>Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa</b>	<b>317.789</b>	<b>(1.465.518)</b>
<b>Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa</b>		
Saldo inicial	3.870.261	2.415.792
Saldo final	4.188.050	950.274
<b>Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa</b>	<b>317.789</b>	<b>(1.465.518)</b>
<b>Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa</b>		
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(1.321)	4.086
Fornecedores de imobilizado e intangível	1.962	(87.221)
Juros e variação monetária capitalizados	8.155	95.637
Aquisição de controladas – Novo Estado	136.069	-