

Aquisição de participação na TAG é concluída com sucesso e Usina Termelétrica Pampa Sul entra em operação comercial.

Destaques

- » A ENGIE Brasil Energia (EBE) registrou receita operacional líquida de R\$ 2.176,5 milhões no 2T19, 1,9% (R\$ 41,5 milhões) acima do montante apurado no 2T18.
- » O Ebitda¹ alcançou R\$ 1.052,0 milhões no 2T19, queda de 13,7% (R\$ 166,7 milhões) em comparação ao 2T18. A margem Ebitda foi de 48,3% no 2T19, redução de 8,8 p.p. em relação ao 2T18.
- » O lucro líquido do 2T19 foi de R\$ 385,4 milhões (R\$ 0,4720/ação), valor 34,6% (R\$ 203,8 milhões) abaixo do alcançado no 2T18.
- » O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido das exportações, dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de R\$ 189,9/MWh no 2T19, valor 4,8% superior ao registrado no 2T18.
- » A quantidade de energia vendida no 2T19, sem considerar as operações de *trading*, foi de 8.790 GWh (4.025 MW médios), volume 4,1% inferior ao comercializado no 2T18.
- » Em abril de 2019, entraram em operação comercial as últimas quatro centrais eólicas do Conjunto Eólico Umburanas, que agregaram 360 MW de capacidade instalada ao parque gerador da Companhia.
- » A Usina Termelétrica Pampa Sul iniciou a operação comercial de energia no dia 28 de junho. No período de testes, a usina gerou 117 GWh (54 MW médios). Localizado no município de Candiota, no Rio Grande do Sul, o empreendimento conta com 345 MW de capacidade instalada.
- » Em 13 de junho, ocorreu o fechamento financeiro da operação de aquisição, pela Aliança Transportadora de Gás Participações S.A. (Aliança), de participação acionária na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), após o cumprimento de todas as condições precedentes.
- » A EBE fechou parceria com a L'Oréal, que passa a utilizar energia limpa do Conjunto Eólico Trairí em todas as suas unidades no Brasil, de forma a contribuir com a transição energética para uma economia de baixo carbono.
- » Em 15 de julho, foi realizada a 9ª emissão de debêntures simples de infraestrutura, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em quatro séries, no montante total de R\$ 1,6 bilhão.

Evento Subsequente

Florianópolis (SC), 6 de agosto de 2019. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia", "EBE" ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Segundo Trimestre e ao período de seis meses encerrados em 30 de junho de 2019 (2T19, 6M19/1S19). 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, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
eduardo.sattamini@engie.com

Rafael Bósio

Gerente de Relações com Investidores
rafael.bosio@engie.com
Tel.: (48) 3221-7225

ri.BREnergia@engie.com



Teleconferência com webcast

Dia 7/08/2019 às 11:00h
(horário de Brasília): em português com tradução simultânea para inglês

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 26.

Visite nosso Website

www.engie.com.br/investidores

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

ENGIE Brasil Energia - Consolidado

(Valores em R\$ milhões)	2T19	2T18	Var.	6M19	6M18	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.176,5	2.135,0	1,9%	4.515,2	4.003,8	12,8%
Resultado do Serviço (EBIT)	848,4	1.039,3	-18,4%	1.865,1	1.914,9	-2,6%
Ebitda ⁽¹⁾	1.052,0	1.218,7	-13,7%	2.264,8	2.263,3	0,1%
Ebitda / ROL - (%) ⁽¹⁾	48,3	57,1	-8,8 p.p.	50,2	56,5	-6,3 p.p.
Lucro Líquido	385,4	589,2	-34,6%	950,9	1.078,5	-11,8%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) ⁽²⁾	30,4	29,4	1,0 p.p.	30,4	29,4	1,0 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) ⁽³⁾	17,5	22,3	-4,8 p.p.	17,5	22,3	-4,8 p.p.
Dívida Líquida ⁽⁴⁾	11.371,2	6.192,2	83,6%	11.371,2	6.192,2	83,6%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) ⁽⁵⁾	4.446	3.429	29,6%	4.859	4.026	20,7%
Energia Vendida (MW médios) ⁽⁶⁾	4.025	4.197	-4,1%	4.107	4.141	-0,8%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) ⁽⁷⁾	189,87	181,11	4,8%	188,96	179,30	5,4%
Número de Empregados - Total	1.413	1.220	15,8%	1.413	1.220	15,8%
Empregados EBE	1.386	1.171	18,4%	1.386	1.171	18,4%
Empregados em Projetos em Construção	27	49	-44,9%	27	49	-44,9%

¹ Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização.

² ROE: lucro líquido médio dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.

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

⁴ Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.

⁵ Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.

⁶ Desconsidera vendas por regime de cotas (UHES Jaguará e Miranda).

⁷ Líquido de exportações, impostos sobre a venda e operações de *trading*.



MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

A EBE vem se transformando nos últimos três anos, com foco na transição energética, com a diversificação de seus negócios e busca pela priorização de fontes renováveis de geração de energia. Neste segundo trimestre de 2019 (2T19), mantivemos a consistência na entrega dos passos necessários ao atingimento de nossos objetivos estratégicos. O 2T19 foi particularmente influenciado por alguns eventos sobre os quais já comentamos, e que detalharemos ao longo do relatório.

Do ponto de vista operacional, houve no 2T19 a aplicação do Fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) – *Generation Scaling Factor* (GSF), diferentemente do ocorrido no 1T19, ao longo do qual houve a liquidação de energia secundária a Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) em patamares altos. Além disso, na comparação com o 2T18, houve redução da posição vendedora da Companhia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em virtude da estratégia de alocação dos recursos hídricos, aliada a uma redução de 56,6% no PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste no 2T19.

Do ponto de vista financeiro, para fazer frente à transformação e aceleração do crescimento da EBE, tomamos novas dívidas nos últimos dois anos, que aprimoraram nossa estrutura de capital, mas elevaram o patamar de despesas financeiras. Adicionalmente, foi registrado um evento não-recorrente relacionado ao recebimento de seguros no 2T18, que incorporou cerca de R\$ 70 milhões ao resultado daquele trimestre.

A combinação de todos esses fatores impactou as nossas principais linhas de resultados: atingimos Receita Operacional Líquida (ROL) de R\$ 2,2 bilhões, Ebitda de R\$ 1,1 bilhão e Lucro Líquido de R\$ 385 milhões, com variações de +1,9%, -13,7% e -34,6% respectivamente, em relação ao 2T18. Na comparação semestral, a ROL subiu 12,8% para R\$ 4,5 bilhões, o Ebitda subiu 0,1% para R\$ 2,3 bilhões, e nosso Lucro Líquido caiu 11,8%, totalizando R\$ 951 milhões, pelas mesmas razões.

Em suma, o evento não-recorrente somado à volatilidade da hidrologia e à sazonalização, foram os principais elementos que justificaram a queda do resultado do 2T19.

Para além dos resultados, sustentamos nosso planejamento estratégico com avanços em importantes frentes:

Início das operações no mercado de transporte de gás

- » Conforme já amplamente informado e divulgado pela Companhia, foi finalizada a operação de aquisição da Transportadora Associada de Gás, tendo sido superados todos os passos e ritos necessários, inclusive o fechamento financeiro em 13 de junho. Dessa forma, a partir do 2T19 começamos a reconhecer o resultado proveniente da operação da TAG, marcando definitivamente o início das nossas operações no mercado de transporte de gás.

Início da geração comercial da UTE Pampa Sul

- » É com satisfação que informamos o início da geração comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul em 28 de junho, com capacidade instalada de 345 MW – um projeto extremamente desafiador e que demonstrou, mais uma vez, a capacidade de execução de nossos times. A conclusão desta etapa é um passo importante para a continuidade das tratativas de venda, tanto de Pampa Sul, quanto também de Jorge Lacerda, em linha com a estratégia de descarbonização do Grupo.

Conquistas comerciais

- » Destacamos a parceria firmada entre a EBE e a L'Oréal, por meio da qual forneceremos energia limpa gerada pelo Conjunto Eólico Trairí para todas as unidades da empresa no Brasil. Serão sete mil toneladas a menos de emissão de gases de efeito estufa, o equivalente a 43 mil árvores plantadas, reforçando o nosso compromisso conjunto com o desenvolvimento sustentável.
- » Objetivando a intensificação das vendas no mercado de varejo, os esforços para digitalização e automatização das atividades comerciais vêm dando resultado expressivo. Ao final do 2T18, a Companhia possuía em vigor 15 contratos de adesão (criados em contraposição aos contratos customizados), número que subiu para 80 ao final do 2T19, um aumento de 433,3%.

Buscando liderar a transição energética no país para uma matriz limpa e renovável, nos posicionamos como um dos entes centrais da infraestrutura energética brasileira, com movimentos de crescimento e entrada em novos projetos transformacionais e de longo prazo, mirando retornos crescentes e cada vez mais relevantes aos nossos acionistas. Esse sempre foi e será o nosso compromisso.



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

Nos posicionamos como um dos entes centrais da infraestrutura energética brasileira, com movimentos de crescimento e entrada em novos projetos transformacionais e de longo prazo.

DETALHAMENTO DOS ATIVOS

Ativos de Geração de Energia

A ENGIE Brasil Energia integra o maior grupo produtor independente de energia do país e, com a entrada em operação comercial das últimas quatro centrais eólicas do Conjunto Eólico Umburanas e da Usina Termelétrica Pampa Sul, no final do 2T19 passou a contar 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 30 de junho de 2019

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 Araguaçu (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
Total - Hidrelétricas			8.102,3	6.391,7		3.417,7
Complexo Jorge Lacerda ¹	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
Total - Termelétricas			1.202,0	1.202,0		973,4
Conjunto Umburanas ²	Eólica	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3
Conjunto Campo Largo ³	Eólica	Umburanas (BA)	326,7	326,7	jul/50	169,6
Conjunto Trairi ⁴	Eólica	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	102,3
Ferrari	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	jun/42	35,6
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30	13,9
Assú V	Solar	Assú (RN)	30,0	30,0	jun/51	9,2
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	out/32	14,6
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/32	14,0
José Gelazão 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 ⁵	0,0
Tubarão	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável ⁵	0,0
Total - Complementares			1.126,9	1.116,8		584,4
Total			10.431,2	8.710,5		4.975,5

¹ Complexo composto por 3 usinas.

² Conjunto composto por 18 centrais eólicas.

³ Conjunto composto por 11 centrais eólicas.

⁴ Conjunto composto por 8 centrais eólicas.

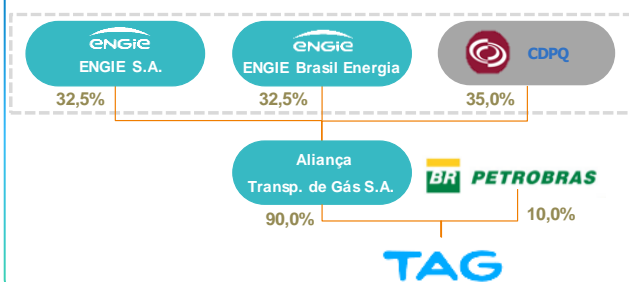
⁵ Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

Ativos de Transporte de Gás

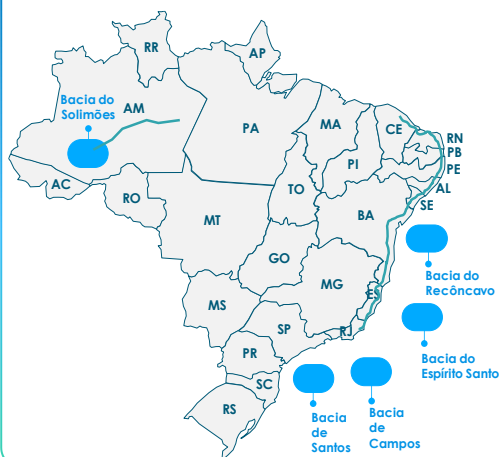
A Companhia concluiu com sucesso a aquisição da Transportadora Associada de Gás (TAG), por meio da controlada em conjunto Aliança Transportadora de Gás Participações S.A. (Aliança), na qual detém participação direta de 32,50% no capital social e, após o fechamento financeiro da operação, em 13 de junho de 2019, passou a deter participação indireta de 29,25% no capital social da TAG.

A 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.

Formação do Consórcio



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.

Essa aquisição marca a entrada da EBE no segmento de gás natural no país e 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.

Ainda em linha com a estratégia do Grupo, o investimento não acarreta, para a Companhia, risco de construção e volume (modelo *ship-or-pay*). Após o vencimento dos contratos vigentes, será iniciado um ciclo de revisão tarifária de cinco anos, sob a responsabilidade da Agência Nacional do Petróleo (ANP), que determinará a receita máxima permitida.

A TAG encontra-se **significativamente contratada** (~98%) no médio e longo prazos, com a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), por meio de contratos vigentes.

Detalhamento dos Contratos

Gasoduto	Tamanho (km)	Maturidade do Contrato	Término da Autorização	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida*
Gasene	1.401	nov-33	mar-39	30,3	36,9%
Malha NE	2.002	dez-25	mar-39	21,6	24,0%
Pilar-Ipojuca	189	nov-31	nov-41	15,0	6,6%
Urucu-Coari-Manaus	802	nov-30	nov-40	6,3	32,5%
Lagoa Parda-Vitoria	81	Em negociação	mar-39	0,7	0,0%
Total	4.475,0			73,9	100,0%

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

Geração Solar Distribuída



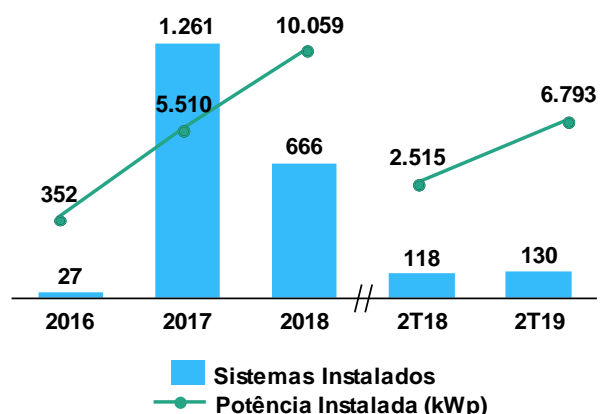
ENGIE Geração Solar Distribuída. A Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), empresa cuja aquisição da totalidade do capital social foi concluída em agosto de 2018. A ampliação do investimento no segmento de geração solar distribuída é uma forma de a EBE reafirmar sua atuação no segmento, contribuindo para uma matriz energética mais dinâmica e próxima do consumidor final.

No 2T19, o Programa Indústria Solar, uma iniciativa da Federação das Indústrias dos estados de Santa Catarina, Mato Grosso e Rio Grande do Sul, atingiu 2.870 inscritos no perfil residencial e 1.001 no perfil industrial, nos três estados. A partir dessa iniciativa foram lançados os programas Unicred Solar e Credifoz Solar – ambos com cooperativas regionais – somando 220 consumidores inscritos ao final do 2T19.



Sistema instalado pela EGSD.

Número de unidades e potência instalada



O segmento B2B (*business-to-business*) fortalece o relacionamento da Companhia com grandes empresas, responsáveis por projetos de maior potência instalada e representou 96,6% da potência comercializada no segundo trimestre. Desse total, 9,9 MWp foram vendidos nas regiões Norte e Nordeste do país, o que corresponde a 43,7% da potência vendida do segmento.

No 2T19, a EGSD implantou um total de 130 sistemas, com capacidade instalada de 6.793 kWp, crescimento de 170,1% quando comparado aos 2.514,8 kWp registrados no 2T18, em 118 sistemas instalados. Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 2.199 sistemas, com capacidade instalada de 28.272,5 kWp, com presença em 13 estados brasileiros.

Expansão

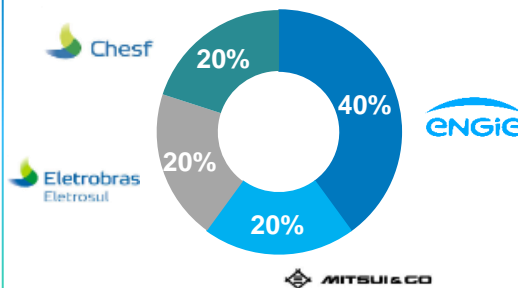


Jirau. A Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR) é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia.

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.

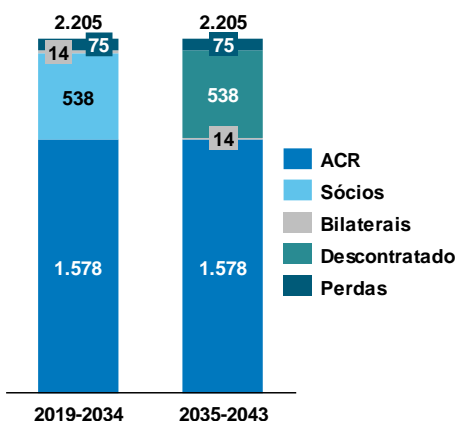
Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações (EBP) divulgou a contratação do Banco Itaú BBA S.A. para a prestação de serviços de assessoria financeira na preparação de estudo econômico-financeiro para

ESBR - Estrutura Societária



Portfólio de Contratos da ESBR

MW médios



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 2T19, a Usina gerou 3.040,5 MW médios, 21,8% acima dos 2.497,3 MW médios gerados no 2T18, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,1% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)).

Em maio de 2019, a UHE Jirau bateu recorde de geração mensal de energia desde sua entrada em operação comercial. O montante chegou a 3.397,8 MW médios, 53,9% acima da sua garantia física de 2.207,9 MW médios, representando 5,42% de toda energia gerada no Brasil, no período.



Sistema de Transmissão Gralha 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, mas a EBE reduzirá o prazo de implantação do empreendimento em pelo menos 12 meses. Adicionalmente, a Companhia planeja redução no investimento previsto pela Aneel, de cerca de 15%.

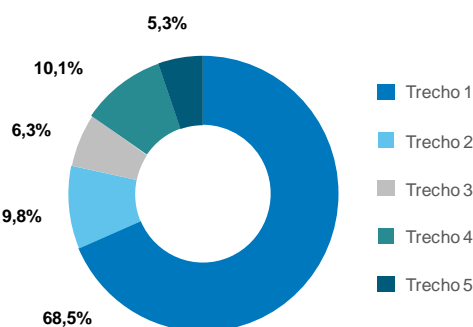
Lote	Localização	RAP Contratada (R\$ milhões)	Capex estimado (R\$ milhões)*
1	Paraná (PR)	231,7	1.700,0
Total		231,7	1.700,0

* Valor em dezembro de 2017



Localização das linhas de transmissão e subestações

Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) (%)



As atividades de execução do projeto executivo seguem em andamento e as atividades de topografia e sondagens estão em fase final. Os subfornecedores dos equipamentos principais já foram definidos e estão em fase de contratação.

Do ponto de vista de licenciamento, todos os estudos ambientais já foram protocolados junto ao Instituto Ambiental do Paraná (IAP), sendo que as vistorias e audiências públicas para licenciamento das linhas de transmissão de 525KV e subestações associadas também foram realizadas. Em paralelo, foi obtida a primeira licença prévia do Projeto Gralha Azul, que define as condicionantes para a emissão da licença de instalação. Os estudos arqueológicos continuam em andamento.

Quanto às atividades fundiárias, cerca de 65% das propriedades já foram avaliadas de forma a permitir negociações amigáveis com os proprietários ou o ajuizamento das ações de instituição da faixa de servidão.

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	-	202,6
Total			361,2	361,2		202,6



Conjunto Eólico Campo Largo – Bahia (Fase II).

Foi aprovado o início das 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 202,6 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).



Terraplanagem do Conjunto Eólico Campo Largo II

No segundo trimestre de 2019, a EBE assinou os contratos com os fornecedores para as obras civis e eletromecânicas.

Em junho, foram emitidas, pelo Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Inema), as primeiras licenças para início da implantação do Conjunto Eólico. Com isso, foram iniciadas as atividades de topografia, sondagem e supressão vegetal nas áreas dos acessos internos aos parques.

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
Norte Catarinense	Termelétrica	Garuva (SC)	600,0	600,0
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
Total			2.160,0	2.160,0



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, incluindo o A-6, agendado para esse ano. O aumento da capacidade nominal dos aerogeradores permitiu a revisão de sua **capacidade instalada total para 800 MW**.



Usina Termelétrica Norte Catarinense – Santa Catarina. A Companhia está desenvolvendo um projeto para implantação de uma usina termelétrica a gás natural, em ciclo combinado, na Cidade de Garuva, ao norte do estado de Santa Catarina. **A UTE Norte Catarinense terá capacidade instalada de aproximadamente 600 MW.** O projeto possui Licença Ambiental Prévia e a Companhia está avaliando alternativas de suprimento de gás natural para eventual participação em leilões de energia.



Foto ilustrativa - projeção em 3D do projeto UTE Norte Catarinense



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, incluindo o A-6 agendado para esse ano. A exemplo do Conjunto Eólico Santo Agostinho, Umburanas II também teve a capacidade nominal dos aerogeradores revista, passando sua **capacidade instalada total para 300 MW**.



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, e as demais centrais solares estão em fase de medição da irradiação solar e já tiveram sua licença prévia emitida, estando aptas a participar de leilões de energia nova.

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.



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 medição da irradiação solar e tiveram sua licença prévia emitida em agosto de 2016, estando aptos a participar de leilões de energia nova.

DESEMPENHO OPERACIONAL

Disponibilidade do Parque Gerador de Energia

No 2T19, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **97,3%**, **desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 99,3% nas usinas hidrelétricas, 83,4% nas termelétricas e 93,1% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade interna global no 2T19 foi de 89,7%, sendo 91,1% nas usinas hidrelétricas, 77,5% nas termelétricas e 89,2% nas usinas de fontes complementares.

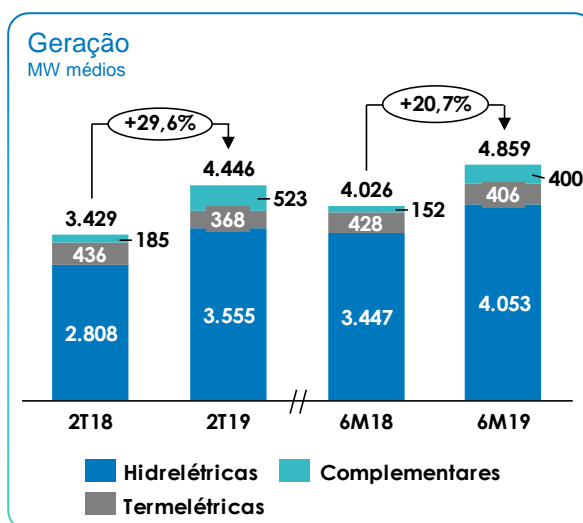
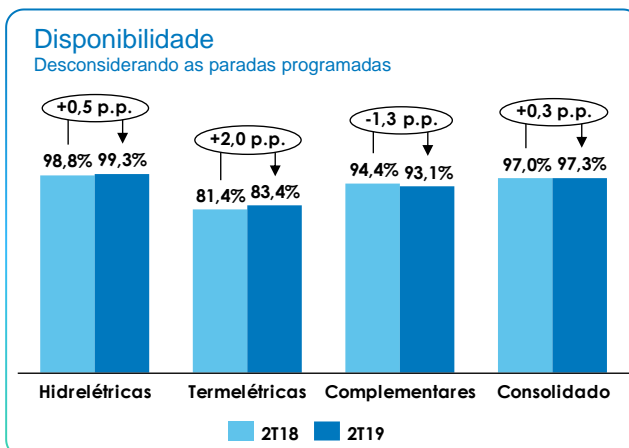
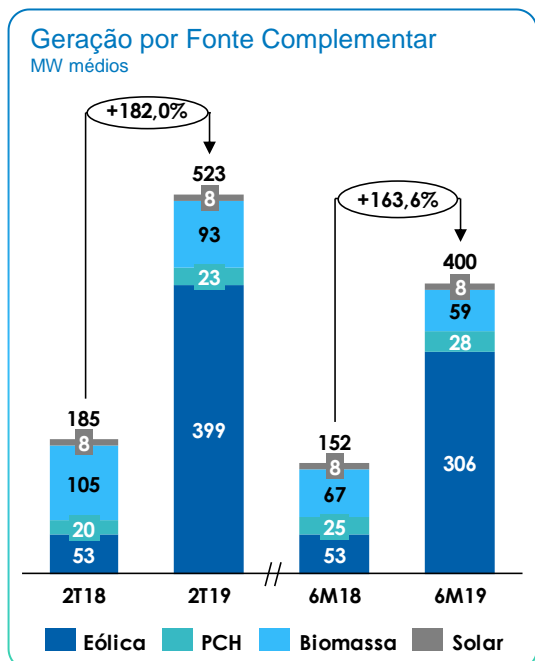
A disponibilidade das usinas hidrelétricas, no trimestre em análise, teve um ligeiro aumento (0,5 p.p.), apesar das obras de modernização da Unidade Geradora 5 da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

Em relação às usinas termelétricas, o aumento no índice de disponibilidade em relação ao 2T18 (2,0 p.p.) foi decorrente da inexistência de manutenções programadas de grande monta no 2T19.

Já nas usinas complementares, a redução no índice de disponibilidade (-1,3 p.p.) em relação ao 2T18 deve-se, principalmente, à entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I, os quais apresentaram indisponibilidades pontuais típicas relacionadas ao período inicial de operação.

Produção de Energia

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 9.709 GWh (4.446 MW médios) no 2T19, resultado **29,6% superior** à produção do 2T18. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 7.764 GWh (3.555 MW médios); as termelétricas, por 804 GWh (368 MW médios); e as complementares, por 1.141 GWh (523 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, aumentos de 26,6% e 182,0% na geração das usinas hidrelétricas e complementares e uma redução de 15,7% na geração das termelétricas, em comparação ao 2T18.



O aumento na geração total das usinas hidrelétricas no 2T19, em comparação ao 2T18, se deve, principalmente, às condições hidrológicas mais favoráveis no período nas bacias hidrográficas onde localizam-se as usinas da Companhia. Além disso, a carga global do Sistema Interligado Nacional (SIN), apresentou-se 2,63% mais elevada quando comparada ao 2T18.

Em contrapartida, esse aumento da geração hidrelétrica no SIN proporcionou na redução no Custo Marginal da Operação (CMO) e, consequentemente, ocasionou a redução da geração das termelétricas da Companhia, principalmente no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, devido ao baixo despacho por ordem de mérito de custo de suas unidades geradoras, quando comparado ao 2T18.

Destaca-se o início de operação comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul, em 28 de junho de 2019, que obteve uma geração de 117 GWh (54 MW médios) durante o seu período de testes.

Já o grande aumento na geração das usinas complementares, deve-se ao início da operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I e do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I.

Cumpra 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.

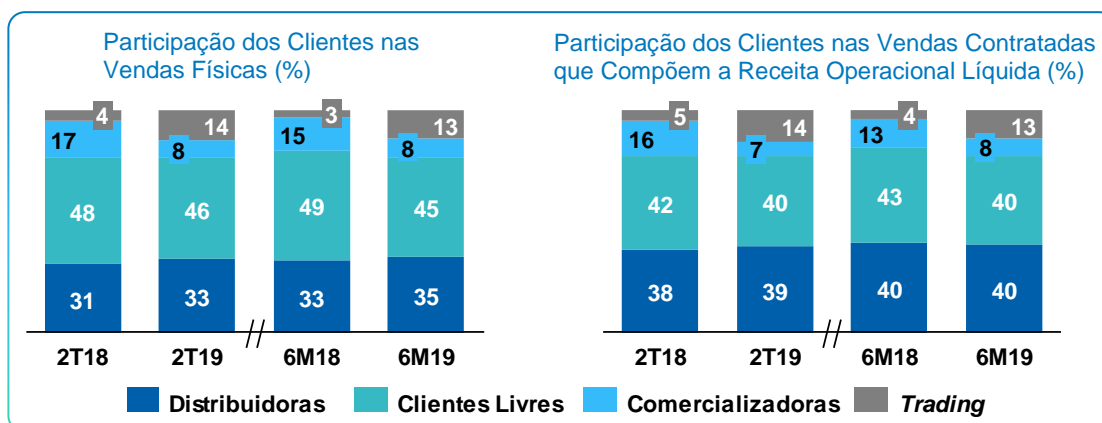
Transporte de Gás

No 2T19, a operação da Transportadora Associada de Gás, a contar da data de fechamento da operação de aquisição, foi de 18 dias. Nesse período, o volume médio de gás transportado foi de 37,9 milhões de m³/dia.

Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 2T19, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 45,8% do total das vendas físicas e 40,4% do total da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), redução de 2,4 p.p. e 1,5 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

A redução da participação das comercializadoras nas vendas físicas e na receita operacional líquida, no 2T19 em comparação com o mesmo trimestre de 2018, ocorreu, essencialmente, da redução de consumo de clientes industriais.



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 **30 de junho de 2019**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia

(em MW médios)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024				
Recursos Próprios	4.536	4.695	4.860	4.919	4.917	4.918	Preço Bruto	Data de	Preço Bruto	Preço Líquido de
+ Compras para Revenda	1.498	907	497	428	355	176	no Leilão	Referência	Corrigido	PIS/COFINS/P&D
= Recursos Totais (A)	6.034	5.602	5.357	5.347	5.272	5.094	(R\$/MWh)		(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
Vendas Leilões do Governo ¹	1.970	2.013	2.013	2.013	2.013	2.008				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	231,9	208,3
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	255,0	229,1
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	265,7	238,7
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	239,4	215,1
2014-EE-2014-06	98	-	-	-	-	-	270,7	mai-14	359,2	322,7
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	286,6	276,2
1º Leilão de Reserva	14	14	14	14	14	14	158,1	ago-08	284,7	274,3
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	17	14	14	14	14	9	-	-	261,3	251,7
2014-EN-2019-25	151	295	295	295	295	295	183,5	mar-14	247,7	222,5
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	261,0	251,5
2014-EN-2019-20	83	83	83	83	83	83	139,3	nov-14	176,4	160,1
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	223,5	202,8
8º Leilão de Reserva	9	9	9	9	9	9	303,0	nov-15	347,5	315,3
2014-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	176,7	160,4
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	138,5	132,1
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	158,8	151,5
+ Vendas Bilaterais	3.408	3.177	2.860	2.512	1.826	1.082				
= Vendas Totais (B)	5.378	5.190	4.873	4.525	3.839	3.090				
Saldo (A - B)	656	412	484	822	1.433	2.004				
Preço médio de venda (R\$/MWh) (líquido) ^{2,3}	188,9	188,1	187,6							
Preço médio de compra (R\$/MWh) (líquido) ⁴	182,5	176,1	176,9							

¹ XXXX-YY-XXXX-YY, onde:

XXXX → ano de realização do leilão

YY → EE = energia existente ou EN = energia nova

XXXX → ano de início de fornecimento

YY → duração do fornecimento (em anos)

² 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.

³ Desconsidera vendas por regime de cotas (UHJs Jaguará e Miranda).

⁴ 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.

- A Aneel concedeu anuência à repactuação do risco hidrológico aos contratos da Companhia negociados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Informações adicionais podem ser encontradas nas demonstrações financeiras de 2015.

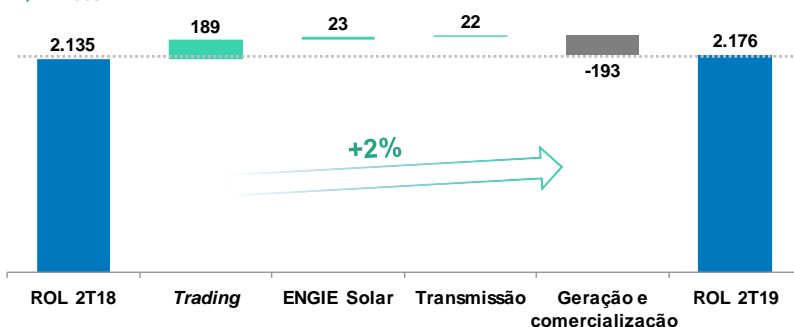
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Receita Operacional Líquida

No 2T19, a receita operacional líquida apresentou aumento de 1,9% (R\$ 41,5 milhões) quando comparada ao 2T18, passando de R\$ 2.135,0 milhões para R\$ 2.176,5 milhões. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores: (i) R\$ 192,9 milhões (9,4%) de decréscimo no segmento de geração e comercialização de energia elétrica para atendimento do portfólio da Companhia, dos quais (i.i) R\$ 115,1 milhões de redução nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (i.ii) R\$ 69,6 milhões de redução de receitas não recorrentes, reconhecidas no 2T18, relativas à recomposição de receita decorrente de direito à indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistro na Usina Termelétrica Jorge Lacerda A, e de cobrança de multa contratual de fornecedor, resultante de atraso parcial em obra de modernização de uma das máquinas da Usina Hidrelétrica Salto Santiago; (i.iii) R\$ 42,3 milhões são decorrentes de menor quantidade de energia vendida; (i.iv) R\$ 15,6 milhões de redução na remuneração dos ativos financeiros relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda; (i.v) R\$ 1,4 milhão de decréscimo de outras receitas operacionais; e (i.vi) R\$ 51,1 milhões correspondentes ao aumento do preço médio líquido de venda; (ii) R\$ 188,7 milhões de elevação decorrentes das operações de *trading* de energia; (iii) R\$ 23,3 milhões relativos ao reconhecimento da receita de venda e instalação de painéis solares fotovoltaicos, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída (ENGIE Solar), cujo controle foi adquirido em agosto de 2018, quando passou a ser consolidada pela Companhia; e (iv) R\$ 22,4 milhões relacionados ao segmento de transmissão, sendo (iv.i) R\$ 20,0 milhões referentes à receita de construção da infraestrutura da Linha de Transmissão Gralha Azul; e (iv.ii) R\$ 2,4 milhões referentes à remuneração do ativo financeiro.

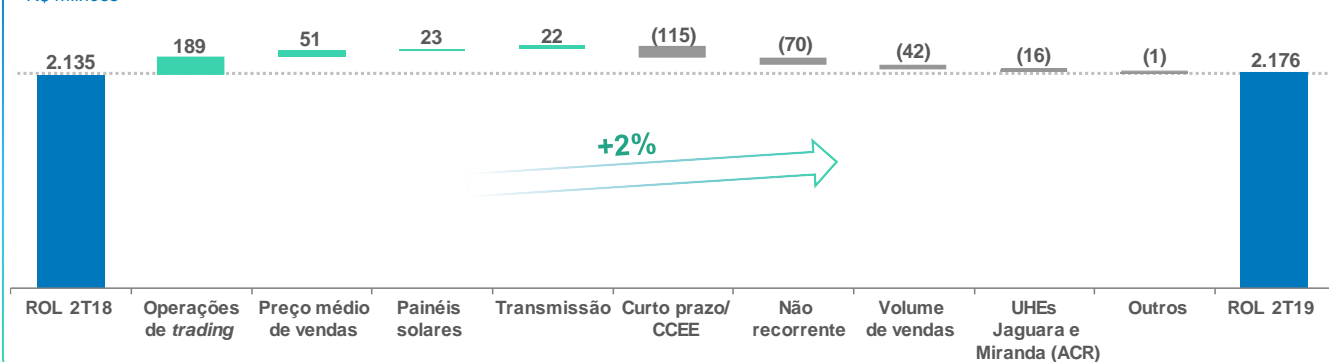
Evolução da Receita Operacional Líquida por Segmento

R\$ milhões



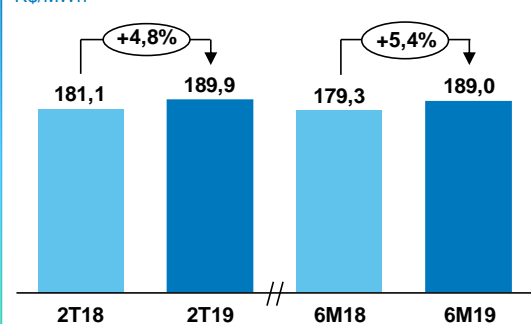
Evolução da Receita Operacional Líquida

R\$ milhões



Preço Médio Líquido de Venda*

R\$/MWh



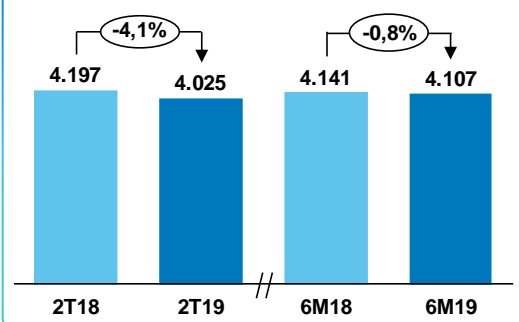
Preço Médio Líquido de Venda

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu R\$ 189,87/MWh no 2T19, 4,8% superior ao obtido no 2T18, cujo valor foi de R\$ 181,11/MWh. Esses preços não incluem as operações de *trading* que a Companhia passou a realizar a partir de janeiro de 2018, as quais estão apresentadas a seguir, em item específico. A elevação do preço ocorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos vigentes.

* Líquido de exportações, impostos sobre a venda e operações de *trading*.

Volume de Vendas

MW médios



Volume de Vendas

A quantidade de energia vendida em contratos passou de 9.166 GWh (4.197 MW médios) no 2T18 para **8.790 GWh (4.025 MW médios) no 2T19**, uma redução de 376 GWh (172 MW médios), ou 4,1%, entre os períodos comparados. Esses volumes não incluem as operações de *trading* de energia, as quais estão apresentadas a seguir, em item específico.

A redução no volume de vendas é resultado, substancialmente, da retração observada no segmento de comercializadoras, motivada pela diminuição da demanda de energia elétrica ocorrida em âmbito nacional, parcialmente atenuada pela elevação das vendas para distribuidoras, decorrente do início do atendimento a leilões de energia nova no 1T19.

Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

Geração e Comercialização de Energia

Receita de Venda de Energia Elétrica

Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R\$ 756,7 milhões no 2T19, montante **15,7% superior** aos R\$ 654,1 milhões auferidos no 2T18. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R\$ 90,9 milhões – aumento de 403 GWh (185 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R\$ 11,7 milhões – elevação de 1,8% no preço médio líquido de venda.

O aumento no volume de vendas decorreu, substancialmente, do início do suprimento relativo aos leilões de energia nova pela Usina Termelétrica Ferrari e pelas centrais eólicas pertencentes aos Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I, Umburanas – Fase I e Trairí, que destinaram sua energia ao mercado regulado a partir do 1T19. O acréscimo no preço é motivado pela correção monetária dos contratos vigentes, parcialmente suavizado pelo menor preço médio dos leilões, cujo suprimento teve início no 1T19.

Comercializadoras:

No 2T19, a receita de venda a comercializadoras foi de R\$ 131,3 milhões, **52,5% inferior** à receita auferida no 2T18, que foi de R\$ 276,7 milhões. Essa redução resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R\$ 139,8 milhões – redução de 819 GWh (375 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R\$ 5,6 milhões – decréscimo de 2,0% no preço médio líquido de vendas.

O decréscimo da quantidade entre os períodos analisados decorreu, principalmente, da redução de consumo de clientes industriais que compravam energia por meio de comercializadoras. A redução do preço ocorreu, basicamente, devido aos contratos finalizados com preços superiores à média dos novos contratos ou dos contratos vigentes.

Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres aumentou **7,1%** entre os trimestres em análise, passando de R\$ 729,2 milhões no 2T18 para R\$ 780,8 milhões no 2T19. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R\$ 45,0 milhões – acréscimo de 6,2% no preço médio líquido de venda de energia; e (ii) R\$ 6,6 milhões – aumento de 40 GWh (18 MW médios) no volume de energia vendida.

A elevação do preço decorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos vigentes. O aumento na quantidade de energia vendida é reflexo, basicamente, do aumento do volume de vendas à clientes industriais, parte dos quais migraram seu perfil de comercializadoras para consumidores livres, em que pese muitos clientes terem apresentado baixo consumo ante as quantidades contratadas.

Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 2T19, a receita auferida no mercado de curto prazo, em especial no âmbito da CCEE, foi de **R\$ 68,8 milhões**, enquanto no 2T18 foi de R\$ 183,9 milhões, o que representa uma redução de R\$ 115,1 milhões entre os trimestres comparados (62,6%). Esses valores não incluem as transações no mercado de curto prazo relacionadas às operações de *trading* de energia, as quais estão apresentadas a seguir, em item específico. 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 destinada ao Ambiente de Contratação Regulado (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\$ 105,2 milhões, no 2T18, para R\$ 89,6 milhões no 2T19. A variação no saldo é reflexo, substancialmente, dos efeitos da variação monetária nos trimestres em análise, cujo impacto promoveu a redução de R\$ 15,3 milhões. A parcela de Retorno de Bonificação de Outorga (RBO) é atualizada anualmente pelo IPCA, índice que apresentou redução de 1,2 p.p. no 2T19, comparado ao 2T18, passando de 1,9% no 2T18 para 0,7% no 2T19.

➤ Outras receitas

No 2T18, ocorreu o reconhecimento de receitas não recorrentes no montante de R\$ 69,6 milhões fruto de recomposição de receita resultante de: (i) direito à indenização resultante da interrupção de negócios causada pelo sinistro na Usina Termelétrica Jorge Lacerda A, ocorrido em 2017; e (ii) aplicação de multa contratual a fornecedor decorrente de atraso parcial na conclusão de obra de modernização de uma das máquinas da Usina Hidrelétrica Salto Santiago, ocorrido em 2015.

➤ Trading de Energia

➤ Operações de Trading de Energia

A fim de assumir as posições de mercado relacionadas à variação do preço da energia elétrica, dentro dos limites de risco e de contrapartes pré-estabelecidos, a Companhia ingressou, em janeiro de 2018, no mercado de *trading* de energia.

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.

A receita de trading, resultante da venda de energia auferida entre os trimestres em análise, aumentou R\$ 188,7 milhões (236,2%), passando de R\$ 79,9 milhões no 2T18 para R\$ 268,6 milhões no 2T19. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R\$ 184,4 milhões – aumento de 968 GWh (442 MW médios) no volume de energia vendida; (ii) R\$ 4,6 milhões – reconhecimento de resultado positivo nas transações realizadas na CCEE no 2T19; e (iii) R\$ 0,3 milhão – redução de 0,4% no preço médio líquido de venda de energia, que atingiu R\$ 190,58/MWh no 2T19, ante R\$ 191,38/MWh no 2T18.

Mais explicações sobre o item (ii) podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

➤ Transmissão de Energia

➤ Receita de Transmissão

A Companhia é responsável primária pela construção e instalação da infraestrutura relacionada à concessão de transmissão do Sistema de Transmissão Gralha Azul, cuja implantação iniciou no segundo semestre de 2018, e está exposta a riscos e benefícios. Desta forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia vem reconhecendo 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. Esses gastos decorrentes da construção estão reconhecidos no custo, conforme abaixo mencionado.

As receitas de implementação de infraestrutura de transmissão e de remuneração da infraestrutura de transmissão reconhecidas no 2T19 foram de R\$ 20,0 milhões e R\$ 2,4 milhões, respectivamente.

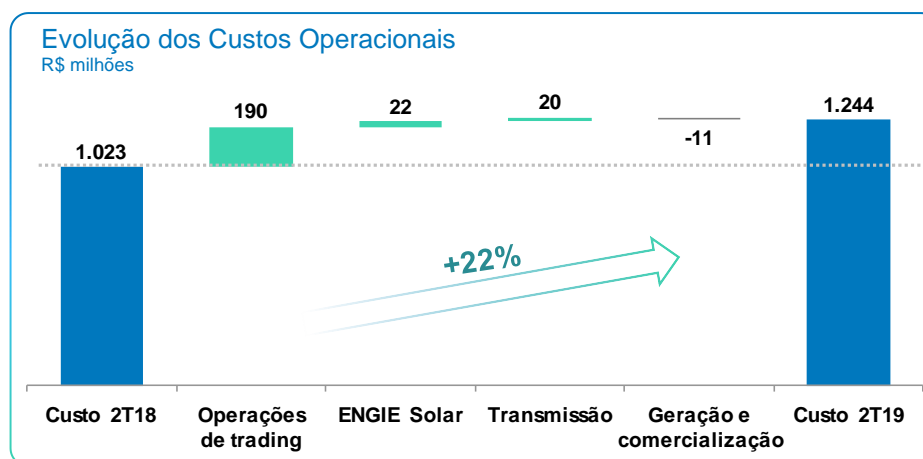
➤ Painéis Solares

➤ Receita de Venda de Painéis Solares

No 2T19, a Companhia reconheceu R\$ 23,3 milhões relativos à receita de venda e instalação de painéis solares fotovoltaicos, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída (ENGIE Solar), cujo controle foi adquirido em agosto de 2018, data na qual a controlada passou a ser consolidada pela Companhia.

Custos Operacionais

Os custos operacionais foram elevados em R\$ 220,8 milhões (21,6%), entre os trimestres comparados, passando de R\$ 1.023,1 milhões no 2T18 para R\$ 1.243,9 milhões no 2T19. Esta variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores: (i) aumento de R\$ 190,0 milhões nos custos de operações de *trading*; (ii) redução de R\$ 11,1 milhões (1,2%) em relação ao 2T18, nos custos do segmento de geração e comercialização para atendimento do portfólio da Companhia; (iii) reconhecimento de R\$ 22,4 milhões de custos de venda e instalação de painéis fotovoltaicos apurados pela ENGIE Solar; e (iv) reconhecimento de R\$ 19,5 milhões de custos no segmento de transmissão.



Tais variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

» **Compras de energia:** elevação de R\$ 104,2 milhões (19,5%) entre os trimestres em análise, decorrente da combinação dos seguintes itens: (i) incremento de R\$ 191,7 milhões no 2T19, em comparação ao mesmo trimestre de 2018, das operações de *trading* de energia, reflexo, sobretudo, do seguinte: (i.i) R\$ 186,6 milhões – acréscimo de 998 GWh (457 MW médios) nas compras destinadas para operações de *trading*; (i.ii) R\$ 7,1 milhões – reconhecimento no 2T19 de perdas não realizadas decorrentes da marcação a mercado – diferença entre os preços contratados e os de mercado – das operações líquidas contratadas em aberto em 30 de junho de 2019; e (i.iii) R\$ 2,0 milhões – redução de 2,6% no preço médio líquido de compras nas operações de *trading*; e (ii) redução de R\$ 87,5 milhões nas operações de gestão de portfólio de energia, em razão do que segue: (ii.i) R\$ 142,1 milhões – decréscimo de 754 GWh (345 MW médios) nas compras para a gestão do portfólio da Companhia; e (ii.ii) R\$ 54,6 milhões – acréscimo de 11,9% no preço líquido de compras nas operações realizadas para portfólio.

O acréscimo do preço médio líquido de compras entre os períodos analisados decorreu, substancialmente, de novas contratações com valores superiores aos preços médios de contratos vigentes.

» **Transações no mercado de energia de curto prazo:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram superiores em R\$ 30,1 milhões (155,3%), sendo (i) aumento de R\$ 31,8 milhões referentes ao segmento de geração e comercialização; e (ii) redução de R\$ 1,7 milhão referente às transações de *trading* de energia liquidadas na CCEE. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

» **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R\$ 11,3 milhões (10,1%) entre os trimestres em análise, decorrente, sobretudo, da entrada em operação comercial dos 11 parques eólicos do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I no segundo semestre de 2018 e dos 18 parques eólicos do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I no primeiro semestre de 2019. Adicionalmente, no 2T19 foram reconhecidos encargos na Usina Termelétrica Pampa Sul, a qual entrou em operação comercial em junho de 2019.

Desconsiderando os efeitos citados, houve aumento de R\$ 1,3 milhão (1,2%) no 2T19 em comparação ao mesmo período de 2018, reflexo, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição.

» **Combustíveis para produção de energia elétrica:** decréscimo de R\$ 18,9 milhões (49,7%) na comparação entre o 2T19 e o mesmo trimestre de 2018, devido, basicamente, ao reconhecimento, no 2T18, de R\$ 18,0 milhões referentes ao acordo judicial com o fornecedor de gás natural, em ação na qual se discutia a diferença do combustível fornecido no período entre setembro de 2014 e junho 2017, e ao decréscimo no volume de geração termelétrica observado entre os períodos, parcialmente suavizados pelo reajuste anual do custo com combustíveis.

» **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (Royalties):** acréscimo de R\$ 6,8 milhões (32,7%) entre os trimestres comparados, refletindo, principalmente, a maior geração das usinas hidrelétricas nos períodos analisados e o reajuste de 4,5% da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) em 2019.

» **Pessoal:** elevação de R\$ 10,0 milhões (18,2%) no 2T19, em relação ao mesmo trimestre de 2018, resultante, substancialmente, do reajuste anual da remuneração dos colaboradores e de novas contratações, em razão da expansão do parque gerador da Companhia, bem como da absorção do quadro funcional da ENGIE Solar, adquirida integralmente em agosto 2018, cujo custo de pessoal foi de R\$ 2,3 milhões no 2T19.

Desconsiderando o efeito da ENGIE Solar, o aumento foi de R\$ 7,7 milhões (14,0%) no 2T19, em comparação ao 2T18.

» **Material e serviços de terceiros:** elevação de R\$ 6,1 milhões (11,5%) no 2T19, em relação ao mesmo trimestre de 2018, resultante, substancialmente, de (i) acréscimo nos custos de operação e manutenção decorrente, principalmente, de novos contratos oriundos da entrada em operação dos Conjuntos Eólicos Umburanas – Fase I e Campo Largo – Fase I; e (ii) acréscimo de R\$ 4,7 milhões proveniente da ENGIE Solar.

Desconsiderando o efeito da ENGIE Solar, o crescimento foi de R\$ 1,4 milhão (2,6%) no 2T19, frente ao 2T18.

- » **Depreciação e amortização:** aumento de R\$ 45,2 milhões (29,3%) entre os trimestres comparados, em decorrência, sobretudo, das entradas em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, no segundo semestre de 2018, do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I, no primeiro quadrimestre de 2019 e das manutenções realizadas no parque gerador da Companhia entre o segundo semestre de 2018 e primeiro semestre de 2019.
- » **Seguros:** aumento de R\$ 10,4 milhões (102,5%) nos trimestres comparados, em decorrência da renovação da apólice de riscos operacionais em junho de 2018, com aumento de prêmio motivado, substancialmente, pela reavaliação de riscos em razão de sinistros ocorridos em 2017, na Usina Termelétrica Jorge Lacerda, e em 2018, na Usina Hidrelétrica Jaguará.
- » **Provisões operacionais líquidas:** efeito positivo no resultado do período de R\$ 14,8 milhões (127,3%) entre os trimestres comparados, em decorrência, substancialmente, dos seguintes efeitos: (i) provisões registradas no 2T18 referente a perdas para redução do estoque a valor de mercado da UTE William Arjona e; (ii) reversão de provisões no 2T19 para desmobilização de Charqueadas.
- » **Custo de implementação de infraestrutura de transmissão:** reconhecimento de R\$ 19,5 milhões no 2T19 relacionados aos custos da construção da infraestrutura da linha de transmissão Gralha Azul, em contrapartida ao registro da receita de implementação da infraestrutura, apurada com base nos custos incorridos, além da margem bruta destinada a cobrir os custos de gestão da construção.
- » **Custo dos painéis solares fotovoltaicos vendidos:** reconhecimento de R\$ 14,9 milhões no 2T19 referente aos custos relacionados às vendas de painéis solares fotovoltaicos, por meio da controlada ENGIE Solar, cujo controle foi adquirido em agosto de 2018.

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 2T19 e no 2T18, 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\$ 23,9 milhões e R\$ 164,5 milhões, respectivamente. O montante representa **uma redução de R\$ 140,6 milhões entre os períodos comparados**, sendo um efeito negativo de R\$ 146,9 milhões no resultado das transações no segmento de geração e comercialização e um efeito positivo de R\$ 6,3 milhões no resultado das transações de *trading*.

Essa variação é consequência, fundamentalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) redução da posição vendedora na CCEE, em virtude da estratégia de alocação dos recursos hídricos, aliada à ativa gestão do portfólio; (ii) menor impacto do Fator de Ajuste do MRE – GSF – já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico; (iii) efeito negativo proveniente da diferença de preços entre os submercados Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste nos trimestres em análise; e (iv) aumento da receita no MRE.

Em dezembro de 2018, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2019 em R\$ 513,89/MWh e R\$ 42,35/MWh, respectivamente. Na comparação entre os trimestres, o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste reduziu 56,6%, passando de R\$ 302,68/MWh no 2T18 para R\$ 131,37/MWh no 2T19. Adicionalmente, o PLD do submercado Norte reduziu 73,7%, passando de R\$ 217,52/MWh no 2T18 para R\$ 57,27/MWh no 2T19, e o PLD médio do submercado Nordeste reduziu de R\$ 254,06/MWh no 2T18 para R\$ 57,27/MWh no 2T19, ou seja, 77,5%.

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas aumentaram R\$ 7,2 milhões (14,3%) nos trimestres em análise, em razão, substancialmente, de (i) acréscimo de R\$ 3,2 milhões nas despesas com pessoal, motivado pelo reajuste anual da remuneração dos colaboradores e de novas contratações, dos quais R\$ 0,7 milhão é oriundo da ENGIE Solar; (ii) acréscimo de R\$ 2,8 milhões nas despesas com serviços de terceiros, sendo R\$ 0,6 milhão da ENGIE Solar. Os acréscimos mencionados foram parcialmente atenuados pelos seguintes efeitos: (i) redução de R\$ 0,5 milhão nas despesas com materiais; e (ii) redução de R\$ 0,5 milhão nas provisões operacionais.

Desconsiderando o efeito da ENGIE Solar, o aumento foi de R\$ 5,6 milhões (11,3%) no 2T19, em comparação ao 2T18.

O acréscimo nas despesas com vendas, gerais e administrativas é consequência, substancialmente, (i) do crescimento da capacidade operacional da Companhia, com acréscimo de 13,0% na capacidade instalada entre o 2T18 e o 2T19; (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 são parcialmente atenuados, por reduções em determinadas despesas comentadas acima, tendo em vista que a Companhia envida esforços para buscar a otimização das despesas.

Resultado de participações societárias

Em 13 de junho de 2019, a controlada em conjunto Aliança Transportadora de Gás S.A. adquiriu 90% de participação societária na Transportadora Associada de Gás S.A. A Companhia possui 32,5% de participação societária direta na controlada em conjunto, Aliança, e, portanto, 29,25% de participação societária indireta na TAG.

No 2T19, a Companhia reconheceu resultado negativo de equivalência patrimonial na controlada em conjunto, Aliança, no montante de R\$ 26,8 milhões. Este resultado é consequência, substancialmente, da combinação dos seguintes efeitos: (i) despesas não recorrentes de R\$ 44,7 milhões na Aliança referentes a assessorias financeira, jurídica, tributária, societária, regulatória, entre outras, vinculadas ao desenvolvimento do projeto de aquisição da TAG; (ii) resultado financeiro positivo na Aliança de R\$ 13,9 milhões, oriundo substancialmente, da variação cambial de dívidas em moeda estrangeira, com impacto positivo de R\$ 37,2 milhões, atenuada pelos encargos da dívida, com efeito negativo de R\$ 23,3 milhões; (iii) tributos e despesas gerais e administrativas da Aliança de R\$ 13,6 milhões; e (iv) resultado positivo de participação acionária no resultado da TAG no período de 13 de junho (data da aquisição da empresa) a 30 de junho de 2019, no montante de R\$ 14,6 milhões. Esse resultado contempla a equivalência patrimonial sobre os custos não recorrentes incorridos com a liquidação antecipada de dívida pela TAG, no montante de R\$ 17,8 milhões.

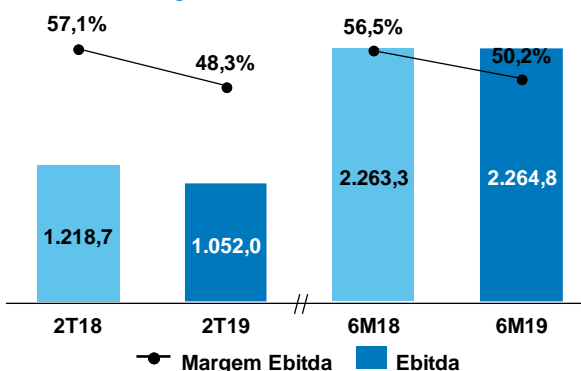
Desconsiderando os efeitos não recorrentes acima mencionados, o resultado de participações societárias no 2T19 seria positivo, no montante de R\$ 35,7 milhões.

Ebitda e Margem Ebitda

Como reflexo dos efeitos mencionados anteriormente, **o Ebitda do 2T19 foi de R\$ 1.052,0 milhões**, isto é, 13,7% ou R\$ 166,7 milhões abaixo do apurado no 2T18, que foi de R\$ 1.218,7 milhões. A variação é consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) redução de R\$ 87,5 milhões referentes às compras de energia para a gestão do portfólio da Companhia; (ii) R\$ 51,1 milhões em razão de aumento do preço médio líquido de venda, desconsiderando as operações de *trading*; (iii) R\$ 18,9 milhões motivados pela redução nos custos com combustíveis; (iv) redução de R\$ 14,8 milhões nos custos com provisões operacionais; (v) redução de R\$ 6,8 milhões dos demais custos e despesas operacionais; e (vi) R\$ 5,8 milhões oriundos do resultado positivo líquido das vendas e compras de *trading* de energia.

Os referidos efeitos positivos foram contrabalanceados pelos seguintes **efeitos negativos**: (i) redução de R\$ 146,9 milhões no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo no segmento de geração e comercialização para gestão do portfólio da Companhia; (ii) reconhecimento no 2T18 de R\$ 69,6 milhões de receitas não recorrentes relativas à recomposição de receita resultante de direito à indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistro e cobrança de multa contratual de fornecedor, resultante de atraso parcial em obra de modernização; (iii) R\$ 42,3 milhões motivados pela redução de volume de energia vendida, sem considerar as operações de *trading*; (iv) R\$ 27,6 milhões de resultado negativo de participações societárias; (v) decréscimo de receita de remuneração e variação monetária sobre ativos das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda e acréscimo da linha de transmissão Gralha Azul, com impacto líquido de R\$ 13,2 milhões; (vi) elevação de R\$ 11,2 milhões nos custos com encargos de uso de rede elétrica e conexão; (vii) incremento de R\$ 10,4 milhões de custos com seguros; (viii) crescimento de R\$ 10,0 milhões de custos com pessoal; (ix) aumento de R\$ 7,2 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas; (x) resultado negativo líquido na marcação a mercado das perdas não realizadas em operações de *trading*, de R\$ 7,1 milhões; e (xi) incremento de R\$ 6,1 milhões de custos com materiais e serviços de terceiros.

Ebitda¹ e Margem Ebitda

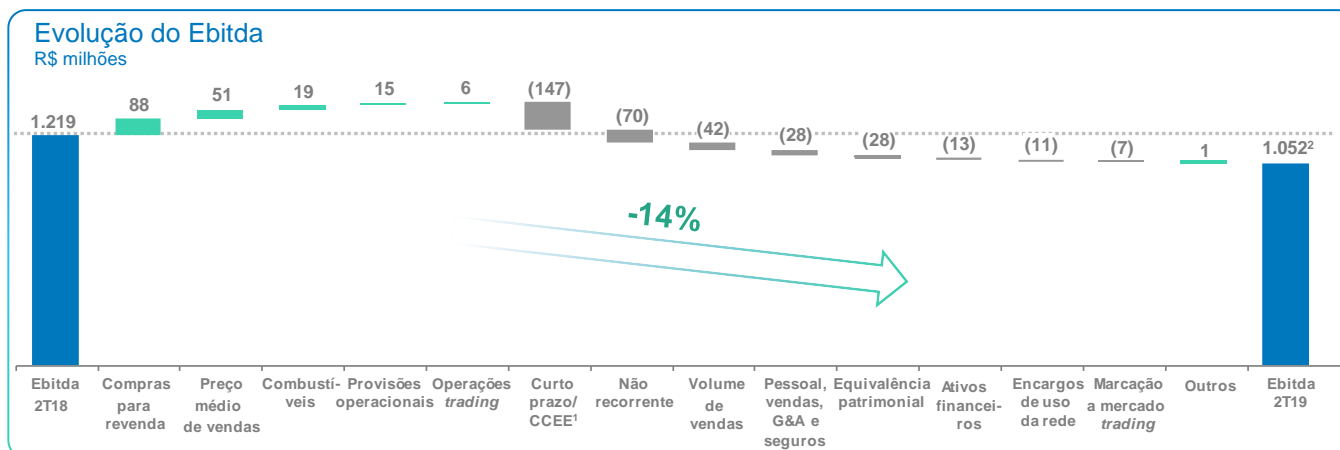


¹ Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização.

O Ebitda inclui o resultado de participações societárias da controlada em conjunto Aliança, visto que a subsidiária possui expectativa de distribuição de dividendos de forma recorrente.

A margem Ebitda foi de 48,3% no 2T19, decréscimo de 8,8 p.p. em relação ao mesmo período de 2018. Tal redução é consequência, principalmente, dos impactos, no 2T19 e no 2T18, das operações de *trading* de energia, do reconhecimento da receita e dos custos relativos à construção da linha de transmissão e das operações realizadas pela controlada ENGIE Solar, a qual foi adquirida em agosto de 2018, cujas margens são inferiores às auferidas pelas demais operações realizadas pela Companhia. Também é resultante da retração no resultado no mercado de curto prazo, inclusive na CCEE e pela redução no volume de energia vendida no segmento de geração e comercialização.

Desconsiderando-se estes efeitos, a margem Ebitda no 2T19 seria de 56,3% e, no 2T18, de 59,3%, o que representaria um decréscimo de 3,0 p.p. entre os trimestres em análise.



¹ Considera o efeito combinado de variações de receita e despesa.
² 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)	2T19	2T18	Var. %	6M19	6M18	Var. %
Lucro líquido	385,4	589,2	-34,6	950,9	1.078,5	-11,8
(+) Imposto de renda e contribuição social	172,8	264,4	-34,6	409,8	493,7	-17,0
(+) Resultado financeiro	290,3	185,7	56,3	504,4	342,6	47,2
(+) Depreciação e amortização	203,5	157,0	29,6	394,8	326,1	21,1
Ebitda	1.052,0	1.196,3	-12,1	2.259,9	2.240,9	0,8
(+) Provisão para redução ao valor recuperável	0,0	22,4	-100,0	4,9	22,4	-78,1
Ebitda ajustado	1.052,0	1.218,7	-13,7	2.264,8	2.263,3	0,1

Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

No 2T19, a Companhia não identificou necessidade de reconhecimento ou reversão de provisões para redução ao valor recuperável (*impairment*) de ativos. No 2T18, houve reconhecimento de R\$ 22,4 milhões correspondentes aos ativos de geração da Usina Termelétrica William Arjona, cuja operação comercial foi descontinuada por inviabilidade econômico-financeira.

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 2T19, as receitas financeiras atingiram **R\$ 41,6 milhões**, isto é, R\$ 10,8 milhões ou **35,3% acima** dos R\$ 30,8 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2018, em razão, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) aumento de juros sobre valores a receber de terceiros e de imposto de renda e contribuição social a compensar relativos a anos anteriores, no montante de R\$ 7,5 milhões; e (ii) elevação de R\$ 4,9 milhões na receita com aplicações financeiras, motivada pelo aumento no saldo médio de caixa e equivalentes de caixa no período.

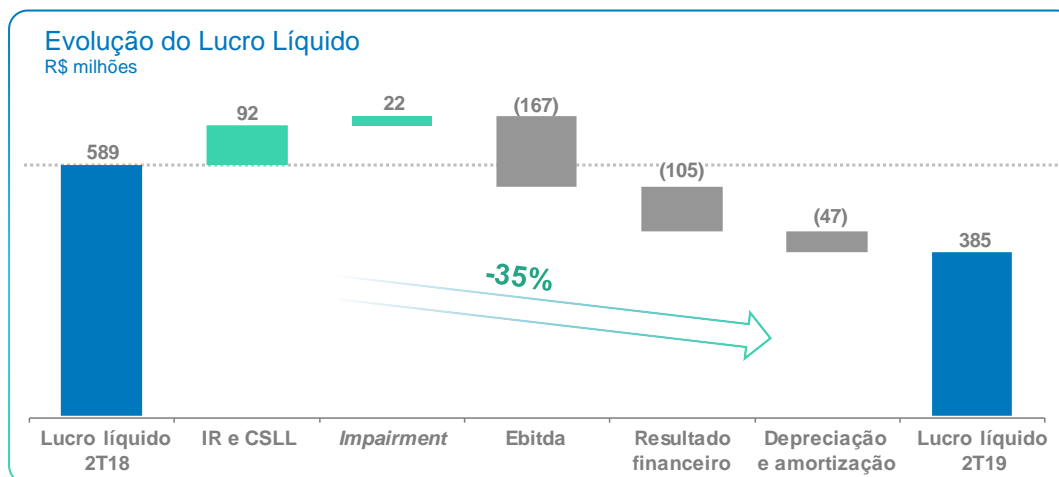
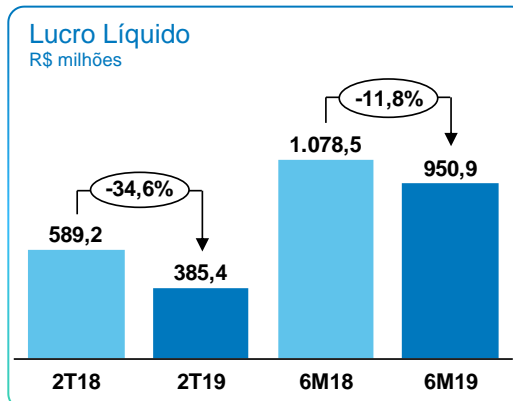
Despesas financeiras: as despesas no 2T19 foram de **R\$ 331,9 milhões**, isto é, R\$ 115,4 milhões ou **53,3% acima** das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foram de R\$ 216,5 milhões. As principais variações observadas foram: (i) aumento de R\$ 126,2 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas, em razão, substancialmente, da emissão de debêntures pelas controladas Companhia Energética Jaguará e Companhia Energética Miranda, em junho de 2018, bem como pela Companhia, em julho de 2018 e em maio de 2019, e da contratação de empréstimos e financiamentos ao longo de 2018 e 2019 para gestão do fluxo de caixa da EBE e realização de investimentos; (ii) redução de R\$ 18,9 milhões nos juros e na correção monetária sobre as concessões a pagar, motivada pela redução do IPCA e do Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM) entre o 2T19 e o 2T18; e (iii) elevação de R\$ 1,8 milhão nos juros sobre os tributos e contribuições sociais a pagar.

Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CS)

As despesas com IR e CSLL no 2T19 foram de R\$ 172,8 milhões, R\$ 91,6 milhões (34,6%) inferiores à despesa com IR e CSLL registrada no mesmo trimestre de 2018, que foi de R\$ 264,4 milhões, em decorrência, principalmente, da redução do lucro antes dos impostos. A taxa efetiva de IR e CSLL no 2T19 e no 2T18 foi de 31,0%.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 2T19 foi de R\$ 385,4 milhões, R\$ 203,8 milhões ou 34,6% inferior aos R\$ 589,2 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Essa redução é consequência dos seguintes efeitos: (i) redução de R\$ 91,6 milhões do imposto de renda e da contribuição social; (ii) reconhecimento no 2T18 do *impairment* de ativos de R\$ 22,4 milhões; (iii) redução de R\$ 166,7 milhões no Ebitda; (iv) aumento de R\$ 104,6 milhões das despesas financeiras líquidas; e (v) acréscimo de R\$ 46,5 milhões da depreciação e amortização.

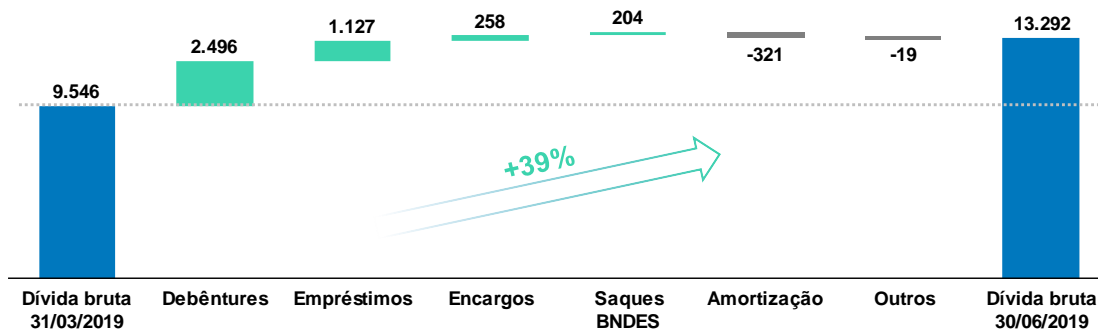


Endividamento

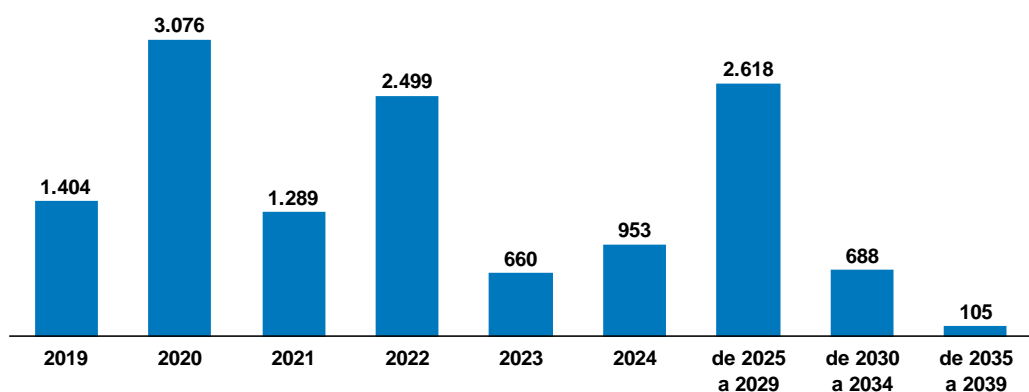
Em 30 de junho de 2019, a **dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos e debêntures, líquida dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R\$ 13.292,2 milhões — aumento de 39,2%** (R\$ 3.746,2 milhões) comparativamente à posição de 31 de março de 2019.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos no 2T19: (i) emissão de debêntures da 8ª emissão, no valor de R\$ 2.496,0 milhões com a finalidade de formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia; (ii) empréstimos no montante de R\$ 1.127,2 milhões junto a instituições financeiras situadas no exterior, protegidos por operações de *swap*, destinados à proteção dos fluxos de caixa futuros; (iii) geração de R\$ 257,8 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; (vi) saque no Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), no valor total de R\$ 204,3 milhões, destinados à construção do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, à ampliação da Usina Termelétrica Ferrari e à construção da Usina Termelétrica Pampa Sul; e (v) R\$ 320,6 milhões em amortizações de empréstimos e financiamentos.

Dívida Bruta R\$ milhões

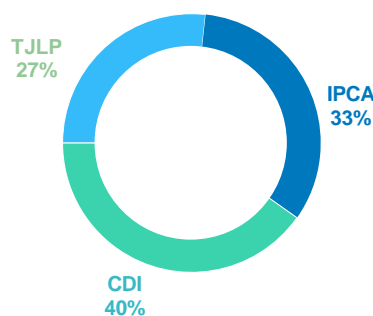


Cronograma de Vencimento da Dívida R\$ milhões



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do segundo trimestre de 2019 foi 8,0% (8,2% no 2T18).

Composição da Dívida



Em 30 de junho de 2019, 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\$ 11.371,2 milhões**, aumento de 36,6% em relação ao registrado ao fim do 1T19.

Dívida Líquida

R\$ milhões

	30/06/2019	31/03/2019	Var. %
Dívida bruta	13.568,8	9.773,5	38,8
Resultado de operações com derivativos	(276,6)	(227,5)	21,6
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(278,7)	(273,7)	1,8
Caixa e equivalentes de caixa	(1.642,3)	(950,3)	72,8
Dívida líquida total	11.371,2	8.322,0	36,6

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 2T19 foram de R\$ 3.759,6 milhões, dos quais (i) R\$ 3.443,1 milhões destinados à aquisição de participação societária na Aliança Transportadora de Gás S.A, empresa adquirente de 90% da participação societária na Transportadora Associada de Gás S.A.; (ii) R\$ 291,4 milhões aplicados na construção dos novos projetos: (ii.i) R\$ 3,7 milhões concentrados no Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I; (ii.ii) R\$ 164,1 milhões aplicados na construção da Usina Termelétrica Pampa Sul; (ii.iii) R\$ 101,1 milhões no Conjunto Eólico Umburanas – Fase I e; (ii.iv) R\$ 22,5 milhões na Linha de Transmissão Gralha Azul; (iii) R\$ 18,4 milhões destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R\$ 6,7 milhões designados para as modernizações das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório.



Chegada do rotor da turbina da UG5 da UHE 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 30 de junho de 2019, 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. Para a Responsabilidade Social, a Companhia busca seguir as orientações do guia NBR ISO 26000 (que não permite certificações); e 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*, sobre temas como Direitos Humanos e Ética, assim como o Regimento Interno do Comitê de Sustentabilidade. Os Relatórios de Sustentabilidade são publicados anualmente de acordo com as recomendações da *Global Reporting Initiative* (GRI) e, desde a edição de 2014, agregando o *framework* do *International Integrated Reporting Council* (IIRC).

Comitê de Sustentabilidade

Criado em 2007, o Comitê 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 Comitê 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

- » No mês de junho foram inauguradas a praça da comunidade Alegre e a reforma com ampliação da escola e da biblioteca na comunidade de Campo Largo, ambas no município de Sento Sé (BA). Houve também a entrega do Programa de Gerenciamento de Resíduos Sólidos (PGRS) de Campo Largo. Todos esses projetos foram viabilizados com recursos do investimento social privado da ENGIE Brasil Energia, no entorno dos Conjuntos Eólicos Campo Largo e Umburanas.
- » Alinhada aos seus compromissos de sustentabilidade, a L'Oréal Brasil e a EBE anunciaram parceria para o uso de eletricidade proveniente de fontes renováveis em todas as unidades da L'Oréal no país. A energia eólica é gerada no Conjunto Eólico Trairí, no estado do Ceará, e evita a emissão de sete mil toneladas de CO² na atmosfera, o equivalente ao plantio de mais de 43 mil árvores. Além do contexto de descarbonização, o projeto é também referência em impactos socioambientais positivos nas comunidades do entorno, em linha com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS).
- » Nos dias 5, 6 e 7 de junho, foram realizadas as audiências públicas relacionadas ao Sistema de Transmissão Gralha Azul, no estado do Paraná, o que caracteriza o cumprimento de mais uma etapa do rito de licenciamento para atestar a viabilidade ambiental do projeto, que antecede a licença prévia. As audiências foram realizadas nos municípios de Cândido Abreu, Ponta Grossa e Campo Largo, e contaram com 71, 103 e 83 pessoas, respectivamente, um público considerado recorde para este tipo de empreendimento.
- » Foi promovido, no dia 5 de junho, o Seminário de Gestão Sustentável ENGIE na sede da Companhia, em Florianópolis. Foi a oitava edição do evento, que visa conscientizar e engajar colaboradores e *stakeholders* em temáticas de sustentabilidade. O mote desse ano foi "atitudes que inspiram".
- » A ENGIE Brasil Energia foi ganhadora da 25ª edição do prêmio *Top of Mind* SC, na categoria "Empresa, Instituição ou fundação de Santa Catarina destaque em sustentabilidade e responsabilidade ambiental". O prêmio é concedido para as marcas mais lembradas pelos catarinenses em 2019.
- » O Termo de Encerramento para a Usina Termelétrica Alegrete foi emitido pela Fundação Estadual de Proteção Ambiental do Rio Grande do Sul (FEPAM) em 14 de junho, o qual atesta "a inexistência de passivo ambiental no encerramento deste empreendimento/atividade, que represente riscos ao meio ambiente ou a saúde da população".

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 2T19 e 2T18, associando cada indicador aos da GRI padrão *Standard*.

Indicadores de Sustentabilidade¹

Item	Dimensão ²	Indicador ³	Temas materiais	Indicador GRI ⁴	2T19	2T18	Variação	6M19	6M18	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Transição energética para economia de baixo carbono	102-7, EU1	60	30	30	60	30	30
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	10.430	9.399	11,0%	10.430	9.399	11,0%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.710	7.678	13,4%	8.710	7.678	13,4%
4		Número de usinas certificadas		102-16, EU6	12	12	0	12	12	0
5		Capacidade instalada certificada (MW)		102-16, EU6	8.127	8.127	0,0%	8.127	8.127	0,0%
6		Capacidade instalada certificada em relação à total		102-16, EU6	77,9%	86,5%	-8,6 p.p.	77,9%	86,5%	-8,6 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	9.229	8.542	8,0%	9.229	8.542	8,0%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	88,5%	90,9%	-2,4 p.p.	88,5%	90,9%	-2,4 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	9.709	7.489	29,6%	21.108	17.491	20,7%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	7.803	6.633	17,6%	17.645	15.689	12,5%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	80,4%	88,6%	-8,2 p.p.	83,6%	90%	-6,1 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	8.906	6.536	36,3%	19.343	15.632	23,7%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	91,7%	87,3%	4,5 p.p.	91,6%	89,4%	2,3 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas		EU30	97,3%	97,0%	0,3 p.p.	97,2%	97,6%	-0,4 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas		EU30	89,7%	90,7%	-1,1 p.p.	91,3%	92,4%	-1,1 p.p.
16	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Transição energética para economia de baixo carbono	304-1, 413-1	77.675	66.681	16,5%	200.647	219.887	-8,7%
17		Número de visitantes às usinas		413-1	28.916	33.793	-14,4%	38.289	47.493	-19,4%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,942	0,965	-2,4%	0,944	0,951	-0,8%
19		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,067	0,123	-45,0%	0,076	0,101	-24,7%
20	Saúde e Segurança	Taxa de Frequência (TF) empregados próprios ⁵	- Desenvolvimento, igualdade e segurança das pessoas	403-2	0,000	0,000	-	0,000	0,000	-
21		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios ⁶		403-2	0,000	0,000	-	0,000	0,000	-
22		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo ⁵		403-2	0,860	0,920	↓	0,890	0,470	↑
23		Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção ⁵		403-2	2,630	1,950	↑	1,120	2,530	↓
24	Responsabilidade Social ⁷	Investimentos não incentivados	- Engajamento com as comunidades locais e partes interessadas	201-1, 413-1	824,6	466,2	76,9%	1.365,3	1.089,1	25,4%
25		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	149,6	303,4	-50,7%	1.606,4	723,3	122,1%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	3.376,0	2.955,2	14,2%	6.642,0	6.605,6	0,6%
27		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	0,0	240,0	-100,0%	340,0	560,0	-39,3%
28		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		201-1, 413-1	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD		201-1, 413-1	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
30		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		201-1, 413-1	45,0	0,0	100,0%	583,1	492,4	18,4%

Notas:

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

² Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.

³ Números em 30/06/2019.

⁴ GRI: Global Reporting Initiative, versão Standards e complemento setorial G4.

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

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

⁷ 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 a aprovação, na Assembleia Geral de Acionistas, ocorrida em abril desse ano, do novo Estatuto Social, cuja principal implicação foi o estabelecimento do Comitê de Auditoria, com a participação de, no mínimo, um Conselheiro Independente. 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, consequentemente, 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 Comitê 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 expectativa de aprovação do projeto da reforma da previdência influenciou positivamente o desempenho do Ibovespa no 2T19, que fechou em alta de 5,8% no trimestre e acima de 100 mil pontos. Os acordos fechados no encontro do G-20 agradaram os mercados mundiais e refletiram em altas generalizadas das principais bolsas do exterior.

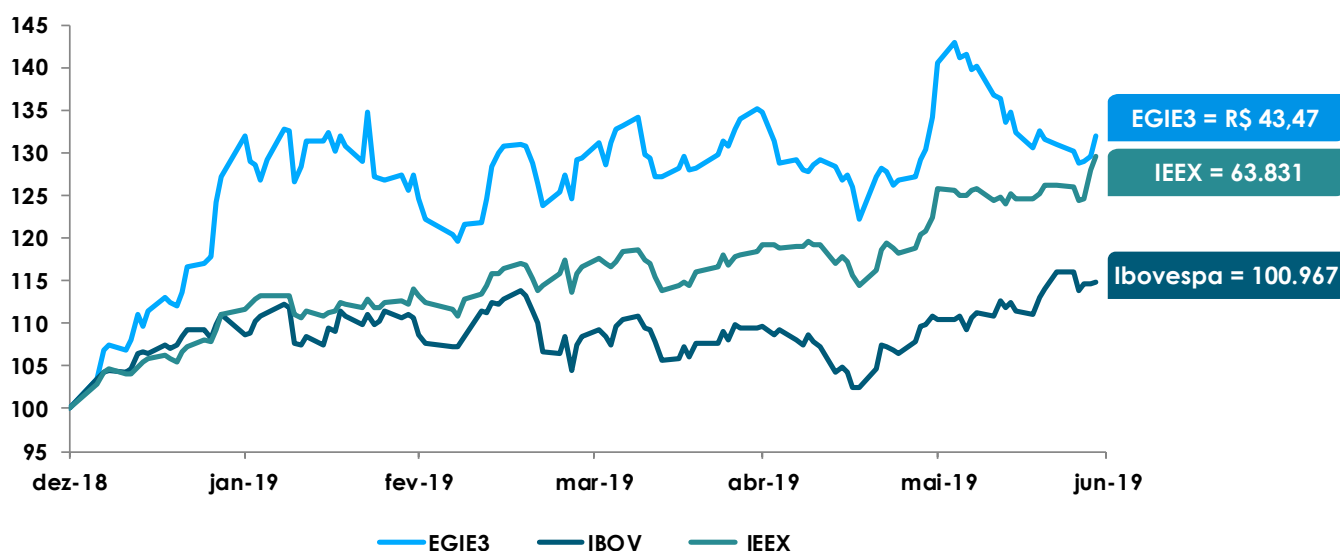
As ações da **ENGIE Brasil Energia** valorizaram **2,0%** no segundo trimestre de 2019, enquanto o desempenho do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) obteve ganho de 11,1% no período.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R\$ 66,5 milhões no 2T19, 74,1% acima do registrado no 2T18, quando atingiu R\$ 38,2 milhões.

As ações da EBE encerraram o último pregão de junho de 2019 cotadas a R\$ 43,47/ação, o que confere à Companhia valor de mercado de R\$ 35,5 bilhões.

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX

(Base 100 – 31/12/2018)



Próximo Evento

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

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

Data: 7 de agosto de 2019

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), na seção Investidores.

Replay disponível de 7 a 13 de agosto de 2019. Acesso pelo telefone: (11) 3127-4999, código: 89636263 (português) e 14215186 (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)	30/06/2019	31/12/2018
Ativo Circulante	4.018.821	4.556.677
Caixa e equivalentes de caixa	1.642.323	2.415.792
Contas a receber de clientes	1.336.032	1.181.379
Crédito de imposto de renda e contribuição social	108.084	98.978
Indenização de seguro a receber	-	74.780
Estoques	217.592	125.681
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	69.581	3.135
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	113.238	116.202
Depósitos vinculados	7.921	8.956
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	290.299	277.502
Ativo não circulante mantido para venda	8.829	13.728
Outros ativos circulantes	209.833	225.455
Ativo Não Circulante	23.558.584	19.178.868
Realizável a Longo Prazo	3.497.261	3.230.556
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	274.278	256.464
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	71.161	44.429
Depósitos vinculados	284.452	232.450
Depósitos judiciais	100.127	97.721
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	123.231	130.776
Ativo financeiro de concessão	2.362.446	2.317.608
Direito de uso de ativos	117.859	-
Outros ativos não circulantes	163.707	151.108
Investimentos	3.443.060	-
Imobilizado	15.323.197	14.635.467
Intangível	1.295.066	1.312.845
Total	27.577.405	23.735.545

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

(Valores em R\$ mil)	30/06/2019	31/12/2018
Passivo Circulante	3.768.873	4.170.261
Fornecedores	581.903	588.471
Dividendos e juros sobre o capital próprio	739.213	2.137.039
Empréstimos e financiamentos	1.180.307	454.513
Debêntures	281.349	210.369
Arrendamentos a pagar	14.081	-
Imposto de renda e contribuição social a pagar	179.897	102.033
Outras obrigações fiscais e regulatórias	89.651	104.410
Obrigações trabalhistas	82.205	99.572
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	126.739	98.047
Concessões a pagar	120.961	84.931
Provisões	8.880	8.883
Obrigações com benefícios de aposentadoria	35.370	35.369
Outros passivos circulantes	328.317	246.624
Passivo Não Circulante	16.613.859	13.244.707
Empréstimos e financiamentos	6.435.145	5.854.915
Debêntures	5.672.006	3.200.437
Arrendamentos a pagar	73.055	-
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	48.176	19.395
Concessões a pagar	2.923.117	2.765.538
Provisões	91.954	88.977
Obrigações com benefícios de aposentadoria	283.688	283.765
Imposto de renda e contribuição social diferidos	821.229	768.814
Outros passivos não circulantes	265.489	262.866
Patrimônio Líquido	7.194.673	6.320.577
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reservas de lucros	1.049.580	1.106.277
Ajustes de avaliação patrimonial	295.930	307.261
Lucros acumulados	943.353	-
Participação de acionista não controlador	3.162	4.391
Total	27.577.405	23.735.545

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

(Valores em R\$ mil)	2T19	2T18	Var. %	6M19	6M18	Var. %
Receita Operacional Líquida	2.176.479	2.134.972	1,9	4.515.238	4.003.825	12,8
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	(1.243.871)	(1.023.065)	21,6	(2.501.838)	(1.966.646)	27,2
Compras de energia	(639.864)	(535.665)	19,5	(1.221.882)	(965.347)	26,6
Transações no mercado de energia de curto prazo	(49.536)	(19.404)	155,3	(182.848)	(78.087)	134,2
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(122.957)	(111.693)	10,1	(247.054)	(223.343)	10,6
Combustíveis para geração	(19.182)	(38.129)	-49,7	(39.448)	(60.449)	-34,7
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (<i>royalties</i>)	(27.489)	(20.716)	32,7	(65.521)	(55.095)	18,9
Pessoal	(65.050)	(55.054)	18,2	(123.581)	(105.356)	17,3
Materiais e serviços de terceiros	(59.812)	(53.652)	11,5	(117.138)	(103.342)	13,3
Depreciação e amortização	(199.452)	(154.286)	29,3	(386.644)	(321.006)	20,4
Seguros	(20.541)	(10.146)	102,5	(34.239)	(17.265)	98,3
Reversão (Constituição) de provisões operacionais líquidas	3.176	(11.629)	-127,3	2.909	(11.663)	-124,9
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(19.504)	-	100,0	(34.755)	-	100,0
Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos	(14.936)	-	100,0	(29.892)	-	100,0
Outros	(8.724)	(12.691)	-31,3	(21.745)	(25.693)	-15,4
Lucro Bruto	932.608	1.111.907	-16,1	2.013.400	2.037.179	-1,2
Receitas (Despesas) Operacionais	(57.376)	(73.428)	-21,9	(121.527)	(121.191)	0,3
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(57.769)	(50.537)	14,3	(116.884)	(98.271)	18,9
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-	(22.411)	100,0	(4.900)	(22.411)	-78,1
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	393	(480)	-181,9	257	(509)	-150,5
Resultado de Participações Societárias	(26.809)	819	-3.373,4	(26.809)	(1.114)	
Equivalência patrimonial	(26.809)	819	-3.373,4	(26.809)	(1.114)	2.306,6
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	848.423	1.039.298	-18,4	1.865.064	1.914.874	-2,6
Resultado Financeiro	(290.272)	(185.735)	56,3	(504.395)	(342.637)	47,2
Receitas financeiras	41.660	30.793	35,3	68.770	55.641	23,6
Despesas financeiras	(331.932)	(216.528)	53,3	(573.165)	(398.278)	43,9
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	558.151	853.563	-34,6	1.360.669	1.572.237	-13,5
Imposto de renda	(122.894)	(190.482)	-35,5	(292.266)	(355.724)	-17,8
Contribuição social	(49.889)	(73.922)	-32,5	(117.545)	(138.019)	-14,8
Lucro Líquido do Exercício	385.368	589.159	-34,6	950.858	1.078.494	-11,8
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	385.116	588.973	-34,6	950.300	1.078.011	-11,8
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	252	186	35,5	558	483	15,5
Número de Ações Ordinárias	815.927.740	815.927.740		815.927.740	815.927.740	
Lucro Líquido por Ação	0,4720	0,7218	-34,6	1,1647	1,3212	-11,8

ANEXO IV

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FLUXO DE CAIXA

(Valores em R\$ mil)	2T19	2T18	6M19	6M18
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	558.151	853.563	1.360.669	1.572.237
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:				
Resultado de participações societárias	26.809	(819)	26.809	1.114
Depreciação e amortização	203.527	157.049	394.754	326.110
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-	22.411	-	22.411
Variação monetária	95.074	90.032	166.729	131.293
Juros	234.303	124.227	389.400	254.660
Constituição de provisões operacionais	-	11.345	-	11.437
Remuneração dos ativos de concessão	(91.968)	(105.163)	(192.122)	(189.977)
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	7.090	-	33.705	-
Outros	(21.925)	(2.204)	(14.074)	2.558
Lucro Ajustado	1.011.061	1.150.441	2.165.870	2.131.843
Aumento (redução) nos ativos				
Contas a receber de clientes	32.816	(110.728)	(138.881)	(197.337)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(7.632)	-	(8.908)	-
Estoques	(21.800)	5.003	(88.729)	(45.428)
Depósitos vinculados e judiciais	29.972	539	1.599	6.397
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	3.773	6.516	7.545	13.031
Ativo financeiro e de concessão	65.770	65.772	130.137	161.120
Indenização de seguro a receber	-	-	74.780	-
Outros ativos	(22.638)	(44.464)	(28.506)	(112.029)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	(24.698)	151.849	(615)	37.988
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(9.704)	(1.256)	(17.099)	6.676
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(7.385)	(6.407)	(14.508)	(13.306)
Combustível a pagar à CDE	(10.551)	(16.383)	(15.597)	114.676
Outros passivos	(46.865)	(17.305)	14.322	(947)
Caixa Gerado pelas Operações	992.119	1.183.577	2.081.410	2.102.684
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de <i>hedge</i>	(162.223)	(146.708)	(198.793)	(197.597)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(70.729)	(82.267)	(202.591)	(249.628)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	759.167	954.602	1.680.026	1.655.459
Atividades de Investimento	(3.711.297)	(713.393)	(4.369.796)	(1.173.948)
Aumento de capital em <i>joint ventures</i>	(3.469.869)	(3.997)	(3.469.869)	(4.264)
Aplicação no imobilizado e intangível	(241.428)	(767.148)	(899.927)	(1.227.169)
Recebimento pela alienação de investimentos	-	57.752	-	57.752
Outros	-	-	-	(267)
Atividades de Financiamento	3.644.179	89.028	1.916.301	(1.365.200)
Captação de empréstimos e financiamentos	1.331.358	2.489.486	1.390.011	2.489.486
Emissão de debêntures e notas promissórias	2.495.972	-	2.495.972	-
Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquido do <i>hedge</i>	(158.418)	(1.754.105)	(343.227)	(1.821.452)
Pagamento de parcelas de concessões a pagar	(18.295)	(17.479)	(36.542)	(34.931)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	88	(633.401)	(1.535.056)	(1.989.940)
Pagamento de arrendamentos	(6.098)	-	(9.716)	-
Outros	(428)	4.527	(45.141)	(8.363)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	692.049	330.237	(773.469)	(883.689)
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa				
Saldo inicial	950.274	716.144	2.415.792	1.930.070
Saldo final	1.642.323	1.046.381	1.642.323	1.046.381
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	692.049	330.237	(773.469)	(883.689)
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa				
Crédito de imposto de renda e contribuição social	7.157	6.010	11.243	10.870
Juros e variação monetária capitalizados	49.228	66.486	144.865	123.686
Estimativa para gastos futuros para aplicação no imobilizado	7.894	(29.850)	25.343	(26.756)
Fornecedores de imobilizado e intangível	80.745	(33.693)	(6.476)	10.612
Ingresso de ativo não circulante mantido para venda	-	-	-	(48.038)
Transferência de imobilizado para outros ativos não circulantes	-	-	(2.926)	-