ENGIE Brasil Energia aprova distribuição de 100% de dividendos intercalares, R$ 1,0949 por ação e credita juros sobre o capital próprio de R$ 354,0 milhões.

Destaques

- A ENGIE Brasil Energia (EBE) registrou, no 3T19, receita operacional líquida de R$ 2.494,1 milhões, 0,2% (R$ 5,5 milhões) acima do montante apurado no 3T18.
- No 3T19, a EBE reconheceu o valor de R$ 321,0 milhões, oriundo de indenizações por atraso na conclusão da construção da Usina Termelétrica Pampa Sul.
- O Ebitda[1] registrado no 3T19 foi de R$ 1.581,3 milhões, aumento de 55,1% (R$ 561,5 milhões) em comparação ao 3T18. A margem Ebitda foi de 63,4% no 3T19, elevação de 22,4 p.p. em relação ao 3T18.
- O lucro líquido foi de R$ 742,7 milhões (R$ 0,9099/ação) no 3T19, valor 56,2% (R$ 267,3 milhões) acima do alcançado no 3T18.
- 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$ 189,2/MWh no 3T19, valor 4,0% superior ao registrado no 3T18.
- A quantidade de energia vendida no 3T19, sem considerar as operações de *trading*, foi de 10.048 GWh (4.551 MW médios), volume 10,3% superior ao comercializado no 3T18.
- Em agosto de 2019, foi concluído o processo da 9ª Emissão de Debêntures, em quatro séries, no valor total de R$ 1,6 bilhão. Os recursos foram lastreados pelos investimentos nos projetos Assú V, Umburanas, Jaguara e Miranda.
- Pela 10ª vez, a Companhia é premiada com o Troféu Transparência, organizado pela Anefac, Fipecafi e Serasa Experian. O prêmio avalia as práticas de transparência nas informações contábeis no que tange a qualidade do relatório da administração e consistência dos dados divulgados.
- No 3T19, foram obtidas as licenças de instalação da subestação Ponta Grossa, e em outubro foram emitidas licenças de instalação das primeiras linhas de transmissão, que viabilizam o início da construção do projeto Sistema de Transmissão Gralha Azul.

Eventos Subsequentes

- A Companhia foi eleita como Empresa do Ano na 8ª edição do anuário Época Negócios 360º 2019.
- Foi assinado contrato de financiamento pelo BNDES, no valor de R$ 1,26 bilhão, destinado à implantação do Conjunto Eólico Umburanas (BA), com capacidade instalada de 360 MW, em operação comercial desde abril de 2019. O financiamento caracteriza o maior *project finance* da EBE para um projeto eólico.
- O Conselho de Administração aprovou a distribuição de R$ 893,4 milhões sob a forma de dividendos intercalares (R$ 1,0949497919/ação), equivalente a 100% do lucro líquido distribuível apurado no primeiro semestre de 2019. Adicionalmente, foi aprovado o crédito de R$ 354,0 milhões (R$ 0,4338619496/ação) sob a forma de juros sobre o capital próprio referentes ao ano de 2019. As ações ficarão ex-dividendos e ex-juros sobre o capital próprio a partir de 3 de dezembro de 2019 e serão pagos em data a ser definida posteriormente pela Diretoria-Executiva.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

ENGIE Brasil Energia - Consolidado

(Valores em R$ milhões)	3T19	3T18	Var.	9M19	9M18	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.494,1	2.488,6	0,2%	7.009,4	6.492,5	8,0%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.355,5	849,1	59,6%	3.220,6	2.764,0	16,5%
Ebitda [1]	1.581,3	1.019,8	55,1%	3.846,0	3.283,3	17,1%
Ebitda / ROL - (%) [1]	63,4	41,0	22,4 p.p.	54,9	50,6	4,3 p.p.
Lucro Líquido	742,7	475,4	56,2%	1.693,6	1.553,8	9,0%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) [2]	32,4	34,1	-1,7 p.p.	32,4	34,1	-1,7 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) [3]	19,6	25,4	-5,8 p.p.	19,6	25,4	-5,8 p.p.
Dívida Líquida [4]	11.229,4	6.567,1	71,0%	11.229,4	6.567,1	71,0%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [5]	5.210	4.421	17,8%	4.977	4.159	19,7%
Energia Vendida (MW médios) [6]	4.551	4.127	10,3%	4.256	4.112	3,5%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [7]	189,24	181,89	4,0%	189,06	180,16	4,9%
Número de Empregados - Total	1.433	1.264	13,4%	1.433	1.264	13,4%
Empregados EBE	1.403	1.216	15,4%	1.403	1.216	15,4%
Empregados em Projetos em Construção	30	48	-37,5%	30	48	-37,5%

[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 Jaguara e Miranda).
[7] Líquido de exportações, impostos sobre a venda e operações de *trading*.

Florianópolis (SC), 5 de novembro de 2019. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia", "EBE" ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Terceiro Trimestre e ao período de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2019 (3T19, 9M19). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e estão de acordo com os princípios e as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R$), salvo quando indicado de modo diferente.

Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Eduardo Sattamini
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores
eduardo.sattamini@engie.com

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

ri.BREnergia@engie.com

Teleconferência com *webcast*
Dia 6/11/2019 às 11:00h
(horário de Brasília): em português com tradução simultânea para inglês

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 28.

Visite nosso *Website*
www.engie.com.br/investidores

EGIE3 NOVO MERCADO BM&FBOVESPA
IBOVESPA
Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada IGC
Índice de Ações com Tag Along Diferenciado ITAG
ISEB3 2019
MSCI 2017 Constituent MSCI ESG Leaders Indexes

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

O terceiro trimestre de 2019 (3T19) seguiu em linha com o planejado. Os resultados se beneficiaram com a expansão recente da nossa capacidade instalada – com a entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I e da Usina Termelétrica (UTE) Pampa Sul nos últimos 12 meses – e de um primeiro trimestre com contribuição positiva da TAG para o Ebitda.

A contribuição das três novas usinas foi da ordem de R$ 166,6 milhões para o Ebitda, representando 10,5% do valor auferido no 3T19. Registramos também no período, impacto positivo de R$ 321,0 milhões, relacionado à execução de garantia devido ao atraso na entrega das obras da UTE Pampa Sul. Tais efeitos positivos, aliados aos resultados da gestão do portfólio da Companhia e redução de custos operacionais em 10,2%, elevaram nosso Ebitda em 55,1%, para R$ 1,6 bilhão, em comparação ao 3T18. Excluindo-se o efeito da execução de garantia, nosso Ebitda teria subido cerca de 25% na comparação anual.

> “(...) Quando entrar em operação comercial, no final de 2020, Campo Largo II vai fazer com que a ENGIE ultrapasse 1 GW de capacidade instalada em energia eólica no Brasil. Um marco para a empresa, que colabora de maneira efetiva no processo de transição energética nacional e reforça nossa estratégia de crescer em energias renováveis.”

Esses resultados nos mantêm animados com as perspectivas futuras, e seguimos avançando na nossa estratégia.

Iniciamos no 3T19 as obras do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II (BA). Com investimento estimado de R$ 1,6 bilhão, a expectativa é de que as primeiras unidades geradoras estejam operando comercialmente no início de 2021. Quando entrar em operação comercial, com um total de 11 centrais, sendo 86 turbinas de 4,2 MW, Campo Largo II será o maior conjunto eólico da Companhia, com potência instalada de 361,2 MW. A geração de energia elétrica oriunda do conjunto será vendida 100% para o mercado livre, ou seja, estamos construindo este conjunto eólico sem a venda prévia de energia em leilões do governo federal. Vale destacar que já estamos com mais de cem contratos firmados no mercado livre para viabilizar o projeto.

No segmento de transmissão, também tivemos avanços importantes no projeto do Sistema de Transmissão Gralha Azul, que envolve a construção de cerca de mil quilômetros de linhas de transmissão de energia no estado do Paraná. O Instituto Ambiental do Paraná (IAP) emitiu, em agosto, a licença de instalação para a Subestação Ponta Grossa, que é o “coração da obra”, de onde sairão as linhas de 230 kV e 525 kV para interligar as demais subestações. O investimento da EBE será de, aproximadamente, R$ 1,7 bilhão no projeto, que contará com quinze linhas de transmissão, cinco novas subestações e ampliação de outras cinco já existentes.

Também em agosto, concluímos com sucesso emissão de debêntures no valor total de R$ 1,6 bilhão de reais. A operação foi realizada com o menor custo *all-in* obtido pela EBE em uma oferta pública de debêntures. Os recursos serão direcionados ao reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas a ativos de geração, entre eles a usina fotovoltaica Assú V, o Conjunto Eólico Umburanas e as Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda.

Vale destacar que a relação Dívida Líquida/Ebitda passou de 2,6x no 2T19 para 2,3x no 3T19, conforme já havíamos antecipado. Mesmo com a dívida contratada com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) em outubro de 2019, de R$ 1,26 bilhão, para o Conjunto Eólico Umburanas, continuaremos mantendo um nível equilibrado de alavancagem. Seguimos focados em manter uma estrutura de capital eficiente, disciplinada e que permita à Companhia executar seus planos estratégicos de crescimento de longo prazo.

O mercado vem reconhecendo nossa trajetória e transformação. Fomos eleitos a “Empresa do Ano” pela revista Época NEGÓCIOS 360º, em uma avaliação que considera critérios nas dimensões financeira, pessoas, inovação, sustentabilidade, visão de futuro e governança corporativa. É essa combinação de fatores que nos posiciona para a liderança na transição energética, no Brasil e no mundo.



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

DETALHAMENTO DOS ATIVOS

Ativos de Geração de Energia

A ENGIE Brasil Energia integra o maior grupo produtor independente de energia do país e, no final do 3T19, conta com 8.710,5 MW de capacidade instalada, operando um parque gerador de 10.431,2 MW, composto de 60 usinas, sendo 11 hidrelétricas, quatro termelétricas e 45 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 56 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e a usina de cogeração a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Parque Gerador da ENGIE Brasil Energia — em 30 de setembro 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 Araguari (MG)	408,0	408,0	dez/47	198,2
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	abr/37	148,2
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	set/28	113,1
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	set/34	133,6
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 Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24,4	24,4	dez/32	11,9
Nova Aurora	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável[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**

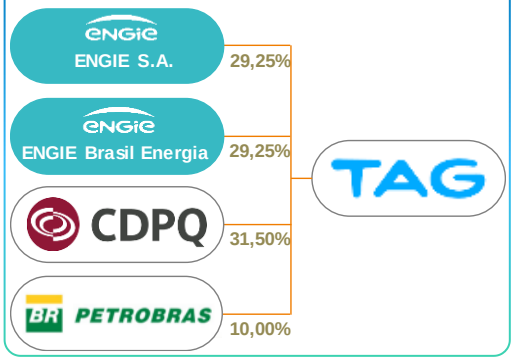
[1] Complexo composto por 3 usinas.
[2] Conjunto composto por 18 centrais eólicas.
[3] Conjunto composto por 11 centrais eólicas.
[4] Conjunto composto por 8 centrais eólicas.
[5] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

Ativos de Transporte de Gás

Em setembro de 2019, foi aprovada a incorporação societária da Aliança Transportadora de Gás Participações S.A. (Aliança) pela Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), efetivando a extinção da Aliança que foi sucedida em todos os direitos e obrigações pela 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.

Estrutura Societária



Localização dos Gasodutos da TAG



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

A presença da EBE no segmento de gás natural no país 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.

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

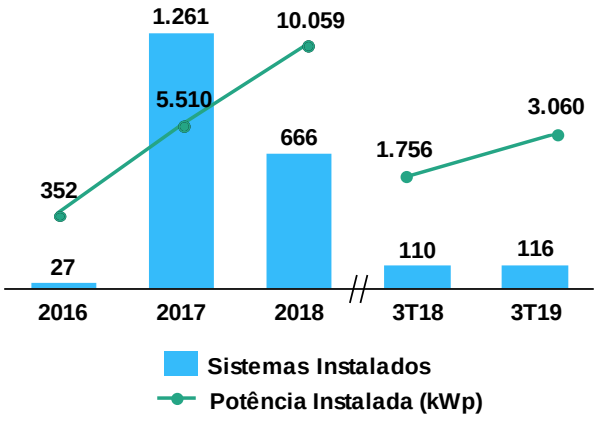
ENGIE Geração Solar Distribuída. A Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), empresa cuja aquisição da totalidade do capital social foi concluída em agosto de 2018. A ampliação do investimento no segmento de geração solar distribuída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



Sistema instalado pela EGSD.

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, e está em fase de renegociação para reavaliação de portfólio de preços de produtos para aumentar a competitividade. Da mesma forma, os programas Unicred Solar e Credifoz Solar – ambos com cooperativas regionais – somaram 220 consumidores inscritos nos primeiros seis meses do ano, estão em fase de reavaliação em razão das políticas de operação interna das cooperativas, que não permitem mais exclusividade na operação.

Número de unidades e potência instalada



O segmento B2B (*business-to-bussines*) fortalece o relacionamento da Companhia com grandes empresas, responsáveis por projetos de maior potência instalada e representou 93,7% da potência comercializada nos nove meses de 2019. Desse total, 2,2 MWp foram vendidos na região Norte, o que corresponde a 7,3% da potência vendida do segmento, mostrando o avanço da EGSD para outras regiões do país.

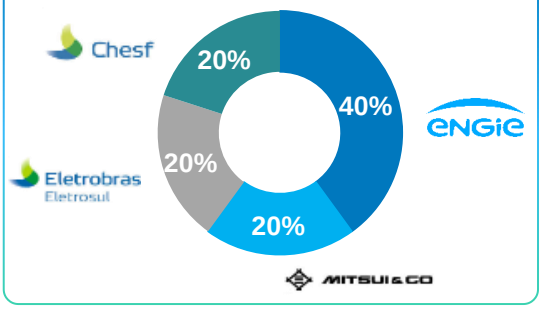
No 3T19, a EGSD implantou um total de 116 sistemas, com capacidade instalada de 3.060,0 kWp, aumento de 74,3% quando comparado aos 1.756,0 kWp registrados no 3T18, em 110 sistemas instalados. Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 2.315 sistemas, com capacidade instalada de 31.332,5 kWp, com presença em 17 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.

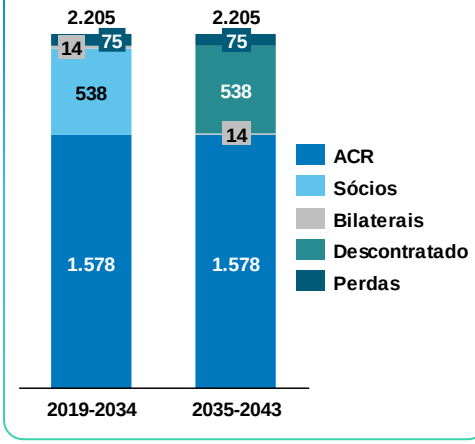
Desde novembro de 2016, a UHE Jirau conta com todas as suas 50 unidades geradoras em funcionamento, totalizando 3.750 MW de capacidade instalada. Sua inauguração ocorreu em 16 de dezembro de 2016.

ESBR - Estrutura Societária



Portfólio de Contratos da ESBR

MW médios



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 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.

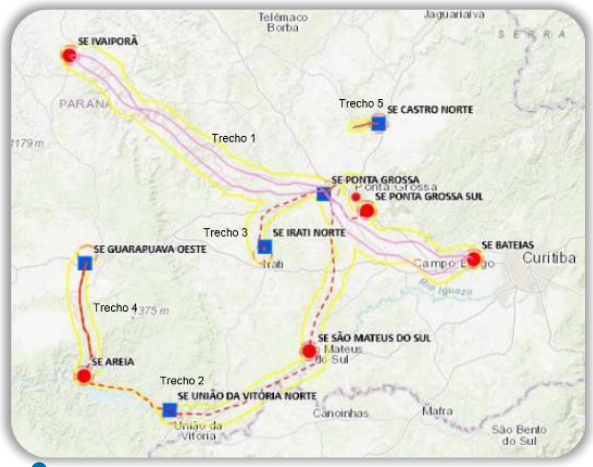
No 3T19, a Usina gerou 765,9 MW médios, 11,4% acima dos 687,8 MW médios gerados no 3T18, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,7% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)).

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.

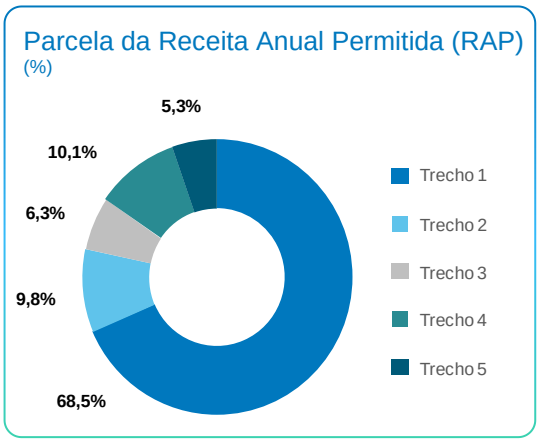
O prazo limite para início da operação da linha de transmissão é 9 de março de 2023, mas a EBE reduzirá o prazo de implantação do empreendimento em pelo menos 12 meses. Adicionalmente, a Companhia planeja redução no investimento previsto pela Aneel, em cerca de 15%.

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



As atividades de execução do projeto executivo seguem em andamento e as atividades de topografia e sondagens estão praticamente concluídas. Os subfornecedores dos equipamentos principais já foram definidos e os contratos mais relevantes já celebrados.

Do ponto de vista de licenciamento, todos os estudos ambientais já foram protocolados junto ao Instituto Ambiental do Paraná (IAP) e todas as vistorias e audiências públicas para licenciamento das linhas de transmissão e subestações associadas foram realizadas. Também já foram emitidas as licenças prévias para três dos sete grupos de licenciamento do Projeto Gralha Azul, além da licença de instalação da subestação Ponta Grossa. Os estudos arqueológicos continuam em andamento já tendo sido obtidas as anuências para emissão das licenças prévias e para algumas licenças de instalação. As atividades de construção também iniciaram com a mobilização das equipes e início da terraplenagem da subestação Ponta Grossa.

Quanto às atividades fundiárias, cerca de 95% das propriedades já foram negociadas, sendo aproximadamente 70% amigavelmente e 30% encaminhadas para ajuizamento das ações de instituição da faixa de servidão. Encontram-se em andamento os processos de pagamento das indenizações, a instituição da faixa de servidão na matrícula dos imóveis e o processo judicial das ações onde não houve acordo amigável.

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). Estão em andamento as atividades para implantação do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II, localizado nos municípios de Umburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km de Salvador, no estado da Bahia. O desenvolvimento da **segunda Fase totaliza 361,2 MW de capacidade instalada** e 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.



Execução da fundação da subestação de 230kV

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).

No terceiro trimestre de 2019, foram iniciadas as obras do conjunto eólico com a execução dos novos acessos às áreas onde serão instalados os aerogeradores, da supressão vegetal para as redes de conexão e também das obras civis de ampliação da subestação coletora. Estão em andamento ainda, os projetos executivos e a fabricação dos equipamentos principais da subestação coletora.

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

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. As demais centrais solares em desenvolvimento, estão aptas a participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.

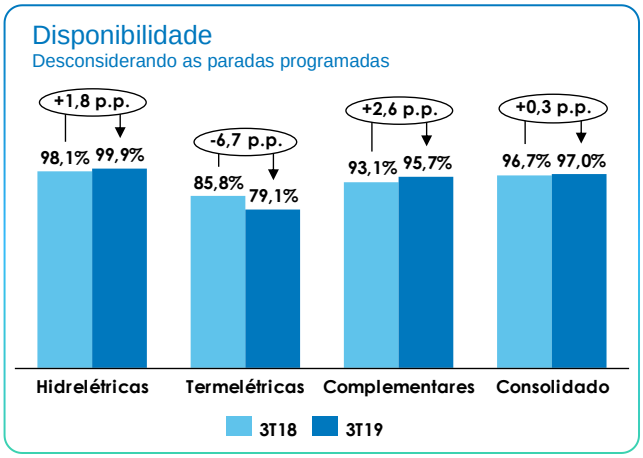
Conjunto Fotovoltaico Alvorada. Adquiriu-se área no estado da Bahia, em região com potencial de geração de energia solar, onde serão desenvolvidos três projetos que irão compor o **Conjunto Fotovoltaico Alvorada, com capacidade instalada total estimada em 90 MW**. Os projetos estão em fase de desenvolvimento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

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

DESEMPENHO OPERACIONAL

Disponibilidade do Parque Gerador de Energia

No 3T19, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **97,0%, desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 99,9% nas usinas hidrelétricas, 79,1% nas termelétricas e 95,7% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.



Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade interna global no 3T19 foi de 86,9%, sendo 88,2% nas usinas hidrelétricas, 72,4% nas termelétricas e 93,4% nas usinas de fontes complementares.

Com as manutenções programadas, o índice de disponibilidade global do 3T19 ficou 1,9% abaixo do verificado no mesmo período de 2018. A disponibilidade das usinas hidrelétricas teve redução de 1,9% no trimestre, devido às obras de modernização da Unidade Geradora 5 da Usina Hidrelétrica Salto Osório e aos reparos que estão sendo executados nas Unidades Geradoras 1 e 2 da Usina Hidrelétrica Jaguara.

Em relação às usinas termelétricas, houve redução no índice de disponibilidade, sendo 3,6% menor em relação ao do 3T18, decorrente do início do ciclo operacional da Usina Termelétrica Pampa Sul, que apresentou indisponibilidades pontuais típicas relacionadas ao período inicial de operação.

Já nas usinas complementares, houve um aumento de 3,6% no índice de disponibilidade em relação ao 3T18, influenciado pela maior disponibilidade verificada nos parques eólicos da Companhia, principalmente devido a entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I.

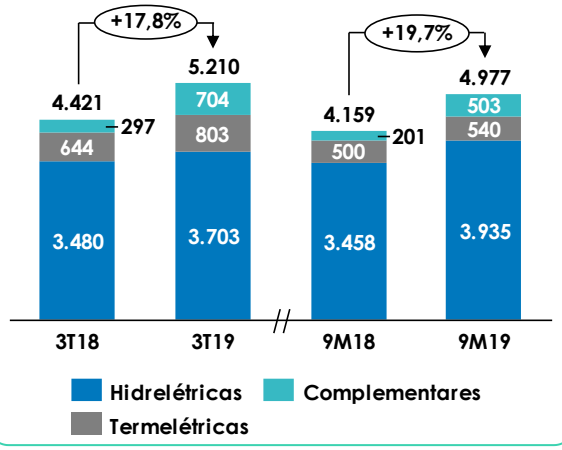
Produção de Energia

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 11.503 GWh (5.210 MW médios) no 3T19, resultado **17,8% superior** à produção do 3T18. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 8.175 GWh (3.703 MW médios); as termelétricas, por 1.772 GWh (803 MW médios); e as complementares, por 1.555 GWh (704 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, aumentos de 6,4%, 24,7% e 137,2% na geração das usinas hidrelétricas, termelétricas e complementares, em comparação ao 3T18.

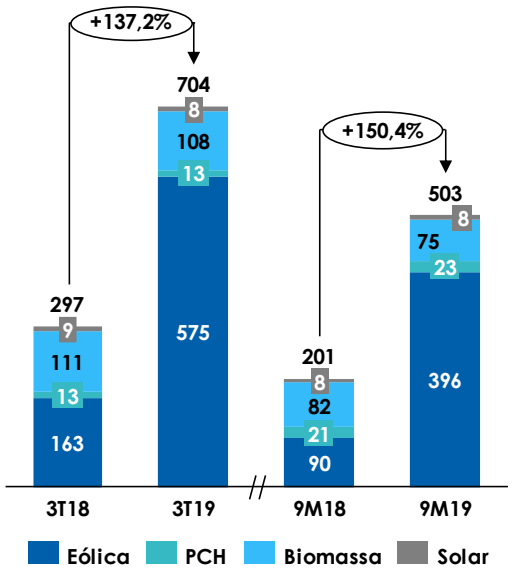
O aumento na geração total das usinas hidrelétricas no 3T19, em comparação ao 3T18, se deve, principalmente, às condições hidrológicas mais favoráveis nas bacias hidrográficas onde se localizam as usinas da Companhia.

A elevação da oferta hidroenergética associada à entrada em operação de novas usinas, além do pequeno aumento de 0,4% na carga global do Sistema Interligado Nacional (SIN), foram os principais fatores que contribuíram para a redução do Custo Marginal de Operação (CMO), diminuindo a necessidade de despacho em carga plena do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. Em contrapartida, a geração térmica do parque gerador da ENGIE Brasil Energia no 3T19 foi significativamente superior ao 3T18 devido à entrada em operação comercial da UTE Pampa Sul, que agregou 214 MW médios.

Geração
MW médios



Geração por Fonte Complementar
MW médios



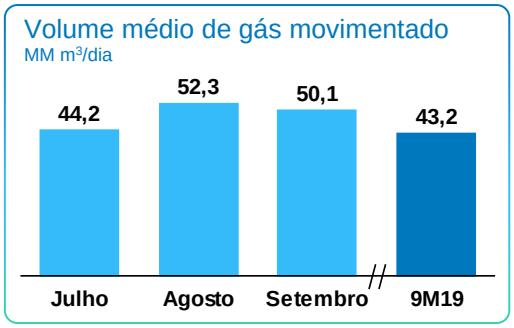
Já o grande aumento na geração das usinas complementares deve-se ao início da operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I e do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I.

Cumpre 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

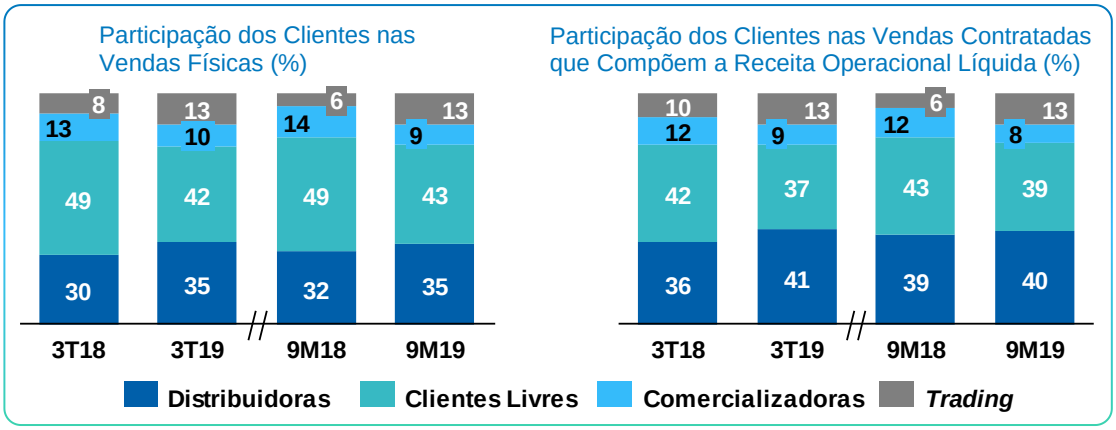
O 3T19 foi o primeiro trimestre em que as operações da Transportadora Associada de Gás (TAG) foram integralmente realizadas sob a nova gestão da Empresa. Nesse período, o volume médio de gás transportado foi de 48,9 milhões de m^3/dia.



Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 3T19, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 41,6% do total das vendas físicas e 37,0% do total da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), redução de 7,5 p.p. e 4,9 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

A redução das participações foi motivada pelo início do suprimento no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) pelas usinas termelétricas Ferrari e Pampa Sul e pelos Conjuntos Eólicos Campo Largo I, Umburanas I e Trairí, entre os trimestres comparados.



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 setembro 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	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
Recursos Próprios	4.536	4.707	4.857	4.914	4.910	4.911				
+ Compras para Revenda	1.551	1.042	591	443	368	184				
= Recursos Totais (A)	**6.087**	**5.749**	**5.448**	**5.357**	**5.278**	**5.095**				
Vendas Leilões do Governo[1]	1.962	2.011	2.011	2.011	2.011	2.006				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	235,4	211,5
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	258,5	232,3
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	269,6	242,2
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	242,6	218,0
2014-EE-2014-06	90	-	-	-	-	-	270,7	mai-14	359,2	322,7
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	286,6	276,2
1º Leilão de Reserva	14	12	12	12	12	12	158,1	ago-08	284,7	274,3
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	17	14	14	14	14	9	-	-	266,1	256,4
2014-EN-2019-25	151	295	295	295	295	295	183,5	mar-14	248,3	223,1
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	261,0	251,5
2014-EN-2019-20	83	83	83	83	83	83	139,3	nov-14	176,4	160,1
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	223,5	202,8
8º Leilão de Reserva	9	9	9	9	9	9	303,0	nov-15	347,5	315,3
2014-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	176,7	160,4
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	148,8	142,0
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	167,8	160,1
+ Vendas Bilaterais	3.450	3.269	2.936	2.533	1.844	1.091				
= Vendas Totais (B)	**5.412**	**5.280**	**4.947**	**4.544**	**3.855**	**3.097**				
Saldo (A - B)	**675**	**469**	**501**	**813**	**1.423**	**1.998**				
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]	188,9	188,9	188,0							
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	180,2	173,1	176,4							

[1] XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX → ano de realização do leilão
YY → EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW → ano de início de fornecimento
ZZ → 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 (UHEs Jaguara e Miranda).

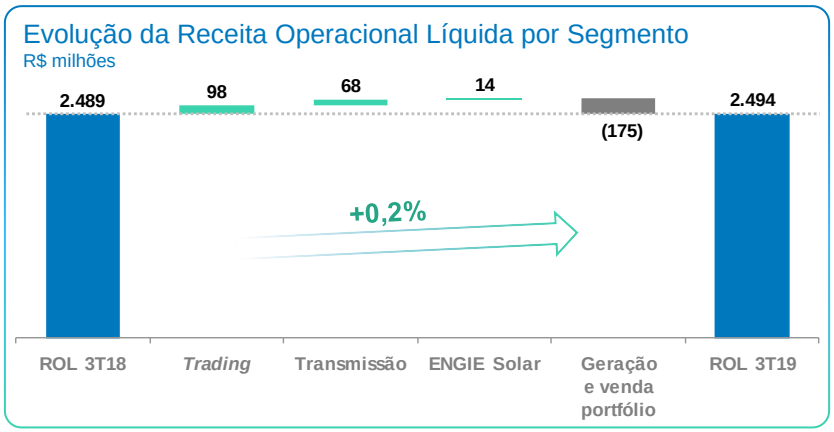
[4] Preço de aquisição líquido, considerando operações de *trading* e os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considerando a inflação futura.

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

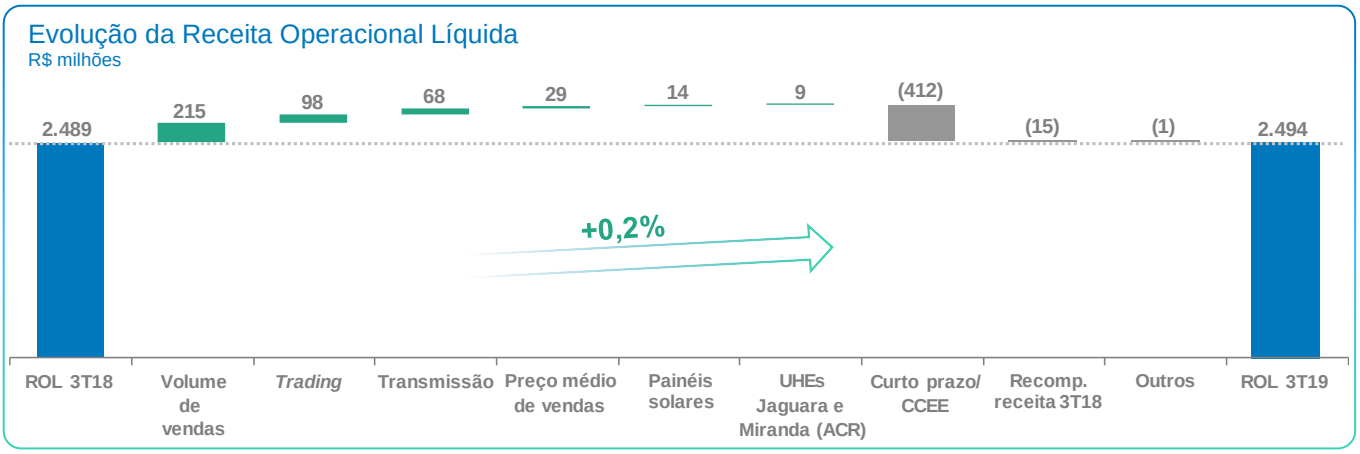
Receita Operacional Líquida

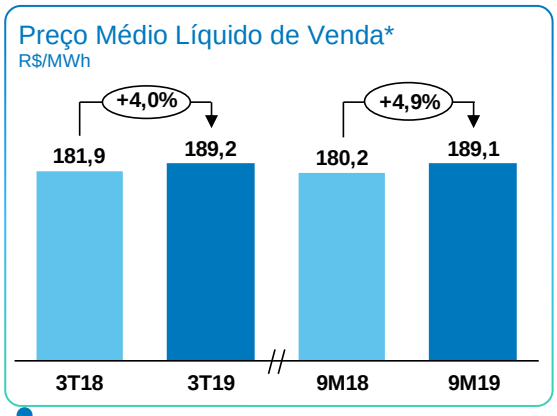
No 3T19, a receita operacional líquida apresentou aumento de 0,2% (R$ 5,5 milhões) quando comparada ao 3T18, passando de R$ 2.488,6 milhões para R$ 2.494,1 milhões. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores: (i) R$ 175,2 milhões (7,6%) de redução no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia, motivado, substancialmente, pelo decréscimo (i.i) das transações realizadas no mercado de curto prazo, no montante de R$ 412,2 milhões; e (i.ii) de outras receitas, no montante de R$ 15,1 milhões, relativos à recomposição de receita decorrente de direito à indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistros nas Usinas Hidrelétricas Passo Fundo e São Salvador e por multa contratual por indisponibilidade nas usinas do Conjunto Eólico Santa Mônica, reconhecidas no 3T18. Estes efeitos foram parcialmente atenuados por: (i.iii) de R$ 214,8 milhões decorrentes de maior quantidade de energia vendida; (i.iv) R$ 29,0 milhões correspondentes ao aumento do preço médio líquido de venda; (i.v) R$ 6,6 milhões de aumento na remuneração dos ativos financeiros relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda; e (i.vi) R$ 2,2 milhões de acréscimo nas receitas de Gestão de Ativos de Geração (GAG) de Jaguara e Miranda; (ii) R$ 98,1 milhões de elevação decorrentes das operações de *trading* de energia; (iii) R$ 68,4 milhões relacionados ao segmento de transmissão; e (iv) R$ 14,2 milhões de acréscimo relativo à receita de venda e instalação de painéis solares fotovoltaicos.



Do acréscimo observado nos itens (i.iii) e (i.iv), R$ 227,6 milhões são oriundos de aumento no volume e no preço de energia da Usina Termelétrica Pampa Sul ("Pampa Sul"), do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I ("Campo Largo") e do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I ("Umburanas"), cujos inícios das operações comerciais ocorreram em 28 de junho de 2019, no segundo semestre de 2018 e no primeiro quadrimestre de 2019, respectivamente.

Desconsiderando-se os efeitos oriundos de Pampa Sul, Campo Largo e Umburanas, assim como o efeito da transação destacada no item (i.ii), a receita operacional líquida do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia reduziu em R$ 387,7 milhões (17,2%), em relação ao 3T18.

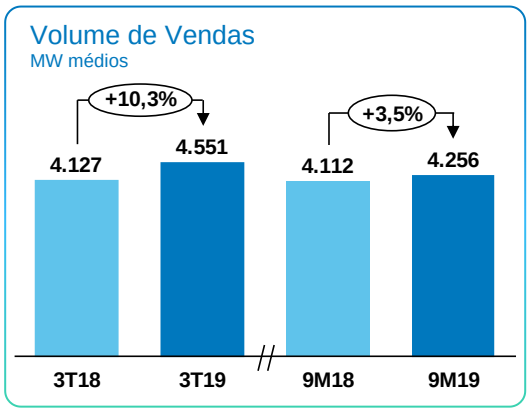




* Líquido de exportações, impostos sobre a venda e operações de *trading*.

➢ Preço Médio Líquido de Venda

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu R$ 189,24/MWh no 3T19, **4,0% superior ao obtido no 3T18**, cujo valor foi de R$ 181,89/MWh. Esses preços não incluem as operações de *trading* de energia 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 foi motivada, substancialmente, pela correção monetária dos contratos vigentes, tendo sido parcialmente atenuada pelo menor preço médio no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), cujo início do suprimento ocorreu a partir do 1T19.



➢ Volume de Vendas

A quantidade de energia vendida em contratos passou de 9.113 GWh (4.127 MW médios) no 3T18 para **10.048 GWh (4.551 MW médios) no 3T19**, um aumento de 935 GWh (424 MW médios), ou 10,3%, entre os períodos comparados. Esses volumes não incluem as operações de *trading* de energia, as quais estão apresentadas a seguir, em item específico.

O aumento no volume de vendas é resultado, substancialmente, da elevação das vendas para distribuidoras, decorrente do início do atendimento a leilões de energia nova, a partir do 1T19, e da entrada em operação comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul, no final do 2T19, parcialmente atenuada pela redução observada no consumo de clientes livres.

Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

➢ Geração e Venda de Energia do Portfólio

➢ Receita de Venda de Energia Elétrica

- Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 900,3 milhões no 3T19, **R$ 238,5 milhões (36,0%) superior** aos R$ 661,8 milhões auferidos no 3T18. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R$ 243,0 milhões — aumento de 1.103 GWh (500 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R$ 4,5 milhões — redução de 0,7% 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; pelas centrais eólicas pertencentes aos Conjuntos Eólicos Campo Largo, Umburanas e Trairí, que destinaram sua energia ao mercado regulado a partir do 1T19; e pela Usina Termelétrica Pampa Sul, cuja entrada em operação comercial ocorreu em 28 de junho de 2019. O decréscimo no preço é motivado pelo menor preço médio dos leilões mencionados, cujo suprimento teve início no 1T19, parcialmente suavizado pela correção monetária dos contratos vigentes.

- Comercializadoras:

No 3T19, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 192,2 milhões, **R$ 30,4 milhões (13,7%) inferior** à receita auferida no 3T18, que foi de R$ 222,6 milhões. Essa redução resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R$ 18,1 milhões — decréscimo de 107 GWh (49 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R$ 12,3 milhões — decréscimo de 5,5% no preço médio líquido de vendas.

O decréscimo da quantidade entre os períodos analisados decorreu, principalmente, das migrações de clientes industriais, que compravam energia por meio de comercializadoras, para o perfil de consumidores livres, parcialmente atenuado pelo aumento de consumo de clientes industriais que compram 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 R$ 35,7 milhões (4,6%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 773,0 milhões no 3T18 para R$ 808,7 milhões no 3T19. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R$ 45,8 milhões — acréscimo de 5,9% no preço médio líquido de venda de energia; e (ii) R$ 10,1 milhões — redução de 61 GWh (27 MW médios) no volume de energia vendida.

A elevação do preço decorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos vigentes. A redução na quantidade de energia vendida é motivada pelo menor consumo de clientes ante as quantidades contratadas, parcialmente atenuada pelo aumento do volume de vendas aos clientes industriais, parte dos quais migraram seu perfil de comercializadoras para consumidores livres.

➢ Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 3T19, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de R$ 94,8 milhões, enquanto no 3T18 foi de R$ 507,0 milhões, o que representa uma redução de R$ 412,2 milhões (81,3%) entre os trimestres comparados. 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 da energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulado (ACR) das Usinas Hidrelétricas Jaguara 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$ 80,2 milhões, no 3T18, para R$ 86,8 milhões no 3T19. O aumento de R$ 6,6 milhões (8,2%) é reflexo, substancialmente, do acréscimo do saldo médio do ativo entre o 3T18 e o 3T19, parcialmente atenuado pela redução da variação do IPCA entre os trimestres em análise.

➢ Receita de Serviços Prestados

Ainda com referência às Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, para a energia vendida no ACR, também como parte da RAG, as empresas recebem a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG), para cobertura dos custos com operação e manutenção, além de gastos com melhorias e investimentos durante o prazo de concessão. O valor da GAG reconhecida no 3T19 foi de R$ 30,1 milhões, superior em R$ 2,2 milhões (7,1%) ao montante reconhecido no 3T18, de R$ 27,9 milhões. A elevação decorre, substancialmente, da atualização monetária dos valores.

➢ *Trading* de Energia

➢ Operações de *Trading* de Energia

A Companhia ingressou, em janeiro de 2018, no mercado de *trading* de energia, visando auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro dos limites de risco pré-estabelecidos.

As operações de *trading* de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem à definição de instrumentos financeiros por valor justo, devido principalmente ao fato de que não há compromisso de combinar operações de compra e de venda, havendo flexibilidade para gerenciar os contratos para obtenção de resultados por variações de preços no mercado.

A receita de *trading*, resultante da venda de energia auferida entre os trimestres em análise, aumentou R$ 98,1 milhões (51,9%), passando de R$ 189,1 milhões no 3T18 para R$ 287,2 milhões no 3T19. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R$ 130,6 milhões — aumento de 693 GWh (313 MW médios) no volume de energia vendida; (ii) R$ 34,7 milhões — redução de 18,4% no preço médio líquido de venda de energia, que atingiu R$ 188,37/MWh no 3T19, ante R$ 230,95/MWh no 3T18; (iii) R$ 1,2 milhão — reconhecimento no 3T19 de ganhos não realizados decorrentes da marcação a mercado — diferença entre os preços contratados e os de mercado — das operações líquidas contratadas em aberto em 30 de setembro de 2019; e (iv) R$ 1,0 milhão — aumento no resultado positivo nas transações realizadas na CCEE entre o 3T19 e o 3T18.

Mais explicações sobre o item (iv) podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

➢ Transmissão de Energia

➢ Receita de Transmissão

A Companhia é a 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 aos riscos e benefícios dessa construção. Desta forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia reconhece receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, em montante correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos relacionados com a gestão da construção. Os gastos incorridos na construção estão reconhecidos no custo da infraestrutura de transmissão.

As receitas de implementação de infraestrutura de transmissão e de remuneração da infraestrutura de transmissão **reconhecidas no 3T19** foram de **R$ 65,3 milhões** e **R$ 3,1 milhões,** respectivamente.

➢ Painéis Solares

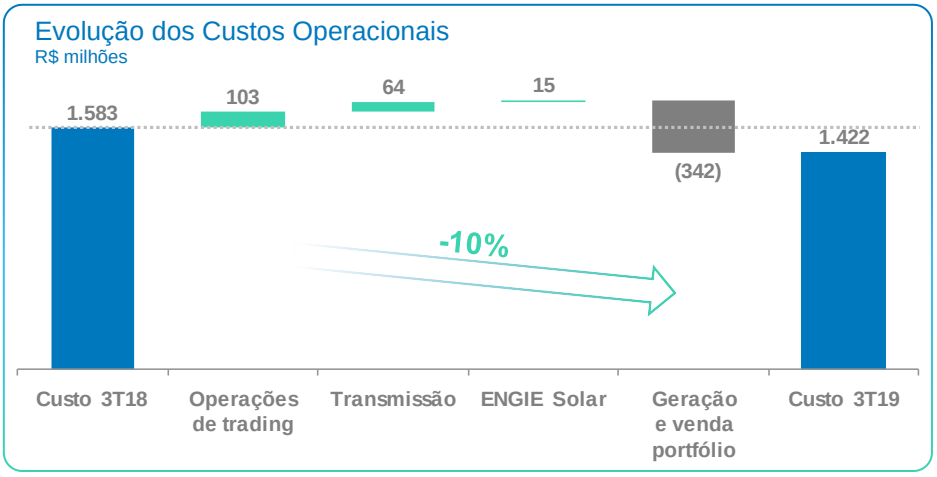
➢ Receita de Venda de Painéis Solares

A receita de venda e instalação de painéis solares fotovoltaicos, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("ENGIE Solar"), **entre os trimestres em análise, aumentou R$ 14,2 milhões** (341,8%), passando de R$ 4,2 milhões no 3T18 para R$ 18,4 milhões no 3T19. O controle da ENGIE Solar foi adquirido em agosto de 2018, data na qual a controlada passou a ser consolidada pela Companhia.

Custos Operacionais

Os custos operacionais foram reduzidos em R$ 160,9 milhões (10,2%), entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.583,2 milhões no 3T18 para R$ 1.422,3 milhões no 3T19. Esta variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores: (i) redução de R$ 342,4 milhões (24,8%) em relação ao 3T18, nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (ii) aumento de R$ 102,8 milhões nos custos de operações de *trading* de energia; (iii) reconhecimento de R$ 63,7 milhões de custos no segmento de transmissão; e (iv) aumento de R$ 15,0 milhões de custos de venda e instalação de painéis fotovoltaicos apurados pela ENGIE Solar.

Da variação observada no item (i), destaca-se acréscimo de R$ 137,5 milhões motivado pela entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo e Umburanas. Desconsiderando-se esse efeito, os custos operacionais do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia reduziram R$ 479,9 milhões (34,8%), em relação ao 3T18.



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

» **Compras de energia:** acréscimo de R$ 57,8 milhões (8,8%) entre os trimestres em análise, decorrente da combinação dos seguintes itens: (i) incremento de R$ 102,8 milhões no 3T19, em comparação ao mesmo trimestre de 2018, das operações de *trading* de energia, reflexo, sobretudo, do seguinte: (i.i) R$ 140,0 milhões — acréscimo de 716 GWh (324 MW médios) no volume de compras; e (i.ii) R$ 37,2 milhões — redução de 19,0% no preço médio líquido de compras, que passou de R$ 241,33/MWh para R$ 195,53/MWh; e (ii) redução de R$ 45,0 milhões nas operações de compras para a gestão de portfólio de energia, em razão do que segue: (ii.i) R$ 22,6 milhões — decréscimo de 4,9% no preço líquido de compras, que foi R$ 126,55/MWh para R$ 120,35/MWh; e (ii.ii) R$ 22,4 milhões — decréscimo de 186 GWh (84 MW médios) na quantidade comprada.

» **Transações no mercado de energia de curto prazo:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram inferiores em R$ 408,7 milhões (95,5%) referentes ao segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia. Este valor contempla o acréscimo de R$ 7,0 milhões decorrentes da entrada em operação comercial de Pampa Sul. Desconsiderando esse efeito, a redução foi de R$ 415,7 milhões (97,2%) no 3T19, em comparação ao 3T18. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

» **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 16,3 milhões (13,9%) entre os trimestres em análise, decorrente, sobretudo, da entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo e Umburanas, cujo impacto foi de R$ 12,2 milhões. Desconsiderando os efeitos citados, houve aumento de R$ 4,1 milhões (3,6%) no 3T19 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$ 41,4 milhões (45,6%) na comparação entre o 3T19 e o mesmo trimestre de 2018, devido, basicamente, à redução no volume de geração na Usina Termelétrica Jorge Lacerda, e ao reconhecimento extraordinário de custo com combustíveis no 3T18, parcialmente suavizados pelo reajuste anual do custo com combustíveis e pelo consumo de combustível oriundo da entrada em operação comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul, em junho de 2019, no montante de R$ 30,0 milhões. Desconsiderando o efeito da entrada em operação comercial da Pampa Sul, o decréscimo seria de R$ 71,4 milhões (78,7%) nos custos com combustíveis.

» **Pessoal:** elevação de R$ 22,6 milhões (44,8%) no 3T19, em relação ao mesmo trimestre de 2018, resultante, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) reajuste anual da remuneração dos colaboradores; (ii) novas contratações, em razão da expansão do parque gerador da Companhia, com destaque para a entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo e Umburanas, as quais promoveram acréscimo de R$ 10,0 milhões; e (iii) absorção do quadro funcional da ENGIE Solar, adquirida integralmente em agosto 2018, cujo acréscimo entre os trimestres comparados foi de R$ 2,2 milhões. Além desses efeitos, no 3T18 foi reconhecido um efeito não recorrente originado da recuperação de créditos de PIS e Cofins de anos anteriores incidentes sobre determinados custos com pessoal, no valor de R$ 5,1 milhões.

Desconsiderando o efeito da ENGIE Solar, da entrada em operação comercial citada e o efeito não recorrente de recuperação de tributos, o aumento foi de R$ 5,3 milhões (9,7%) no 3T19, em comparação ao 3T18.

» **Material e serviços de terceiros:** elevação de R$ 40,4 milhões (111,2%) no 3T19, 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 de Pampa Sul, Campo Largo e Umburanas; (ii) registro de efeito não recorrente originado da recuperação de créditos de PIS e Cofins, no 3T18, incidentes sobre a aquisição de determinados materiais e serviços de terceiros, no montante de R$ 16,6 milhões; e (iii) acréscimo de R$ 3,4 milhões proveniente da ENGIE Solar, cujo controle foi adquirido em agosto de 2018.

Da variação observada, destaca-se acréscimo de R$ 24,3 milhões motivado pela entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo e Umburanas. Desconsiderando o efeito da ENGIE Solar, da entrada em operação comercial citada e o efeito não recorrente de recuperação de tributos, os custos com material e serviços de terceiros foram reduzidos em R$ 3,9 milhões (7,5%) no 3T19, frente ao 3T18.

» **Depreciação e amortização:** aumento de R$ 64,0 milhões (40,6%) entre os trimestres comparados, em decorrência, sobretudo, da entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo e Umburanas, com acréscimo de R$ 50,7 milhões, bem como das grandes manutenções realizadas no parque gerador da Companhia a partir do segundo semestre de 2018, que passaram a gerar depreciação após a conclusão das mesmas.

Desconsiderando o efeito da entrada em operação comercial citada, o aumento foi de R$ 13,3 milhões (8,7%) no 3T19, em comparação ao 3T18.

» **Seguros:** aumento de R$ 1,5 milhão (17,2%) nos trimestres comparados, em decorrência da renovação da apólice de riscos operacionais em junho de 2019, com aumento de prêmio e inclusão da cobertura de seguro das usinas que entraram em operação comercial – Pampa Sul, Campo Largo e Umburanas – no montante de R$ 0,3 milhão.

Desconsiderando o efeito da entrada em operação comercial citada, o aumento foi de R$ 1,2 milhão (14,1%) no 3T19, em comparação ao 3T18.

» **Provisões operacionais líquidas:** efeito negativo no resultado do período de R$ 10,8 milhões (103,4%) entre os trimestres comparados, em decorrência, substancialmente, ao efeito da reversão de provisões operacionais no 3T18.

» **Custo de implementação de infraestrutura de transmissão:** reconhecimento de R$ 63,7 milhões no 3T19 relacionados aos custos da construção da infraestrutura do Sistema 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 das vendas e instalação dos painéis solares fotovoltaicos:** acréscimo de R$ 8,9 milhões no 3T19 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 3T19 e no 3T18, 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$ 77,3 milhões e R$ 79,8 milhões, respectivamente. O montante representa **uma redução de R$ 2,5 milhões entre os períodos comparados**, sendo um efeito negativo de R$ 3,5 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e um efeito positivo de R$ 1,0 milhão no resultado das transações de *trading* de energia.

Essa variação é consequência, fundamentalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) menor impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF) — já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico; (ii) redução de operações de curto prazo e da posição vendedora na CCEE, em virtude da estratégia de alocação dos recursos hídricos, aliada à ativa gestão do portfólio; (iii) menor geração termelétrica da Usina Termelétrica Jorge Lacerda, entre os períodos analisados; (iv) reconhecimento no 3T18 de recuperação de custos, resultante do recálculo do Fator de Disponibilidade de Geração da UHE Santo Antônio, conforme decisão judicial; e (v) 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 56,7%, passando de R$ 494,37/MWh no 3T18 para R$ 214,13/MWh no 3T19. Adicionalmente, o PLD do submercado Norte reduziu 59,1%, passando de R$ 494,65/MWh no 3T18 para R$ 202,45/MWh no 3T19, e o PLD médio do submercado Nordeste reduziu de R$ 494,37/MWh no 3T18 para R$ 202,45/MWh no 3T19, ou seja, 59,0%.

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas aumentaram R$ 13,3 milhões (29,3%) nos trimestres em análise, em razão, substancialmente, da combinação dos seguintes itens: (i) acréscimo de R$ 7,4 milhões nas despesas com pessoal, motivado pelo reajuste anual da remuneração dos colaboradores e de novas contratações, dos quais R$ 0,4 milhão é oriundo da ENGIE Solar; (ii) redução de R$ 4,7 milhões nas despesas com materiais e serviços de terceiros, dos quais R$ 0,1 milhão é proveniente da ENGIE Solar; (iii) acréscimo de R$ 1,2 milhão nas provisões operacionais; e (iv) reconhecimento no 3T18 de efeito não recorrente originado da recuperação de créditos de PIS e Cofins incidentes sobre determinados custos com pessoal, no valor de R$ 9,9 milhões.

Desconsiderando o efeito da ENGIE Solar e o efeito não recorrente de recuperação de tributos, o aumento foi de R$ 2,9 milhões (5,3%) no 3T19, em comparação ao 3T18.

O acréscimo nas despesas com vendas, gerais e administrativas é consequência, substancialmente, (i) do crescimento da capacidade operacional da Companhia, com acréscimo de 11,3% na capacidade instalada entre o 3T18 e o 3T19; (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.

Outras Receitas (Despesas) Operacionais, Líquidas

As outras receitas (despesas) operacionais, líquidas, apresentaram efeito positivo de R$ 322,0 milhões entre os trimestres em análise, sendo que no 3T19 a Companhia reconheceu outras receitas operacionais, líquidas, no montante de R$ 321,5 milhões, enquanto no 3T18, houve reconhecimento de outras despesas operacionais, líquidas no montante de R$ 0,5 milhão. Essa variação é motivada, substancialmente, pelo reconhecimento, no 3T19, de outras receitas operacionais oriundas de indenizações por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, principalmente relacionados ao atraso na conclusão da obra, no montante de R$ 321,0 milhões. O valor recebido está estipulado em contrato e é apurado a partir do produto entre a quantidade de dias em atraso na entrega da obra e um valor fixo diário. Esse valor foi apurado de forma a compensar a Companhia pelo resultado não auferido em consequência de atraso na conclusão da obra.

Resultado de Participações Societárias

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

No 3T19, a Companhia reconheceu resultado positivo de equivalência patrimonial, no montante de R$ 21,0 milhões, sendo (i) R$ 162,2 milhões de resultado positivo oriundo da controlada em conjunto TAG, consequência, substancialmente, da combinação dos seguintes efeitos: (i.i) R$ 319,4 milhões relativos ao Ebitda; (i.ii) R$ 66,2 milhões de depreciação e amortização, dos quais R$ 19,9 milhões referem-se à amortização da mais-valia resultante da incorporação reversa da Aliança; (i.iii) R$ 50,4 milhões de despesas financeiras, líquidas, impactadas pelos empréstimos captados pela Aliança anteriormente à incorporação; e (i.iv) R$ 40,6 milhões relativos à despesa de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro; e (ii) R$ 141,2 milhões de resultado negativo oriundo da controlada em conjunto Aliança até agosto de 2019 (anteriormente à incorporação), decorrente substancialmente, da combinação dos seguintes efeitos: (ii.i) resultado financeiro negativo de R$ 120,0 milhões, motivado, principalmente, pelos encargos da dívida; (ii.ii) amortização da mais-valia originada na aquisição do controle compartilhado da TAG, no montante de R$ 49,2 milhões; (ii.iii) efeito positivo nas despesas com IR/CSLL no montante de R$ 30,7 milhões; e (ii.iv) despesas gerais e administrativas de R$ 2,7 milhões.

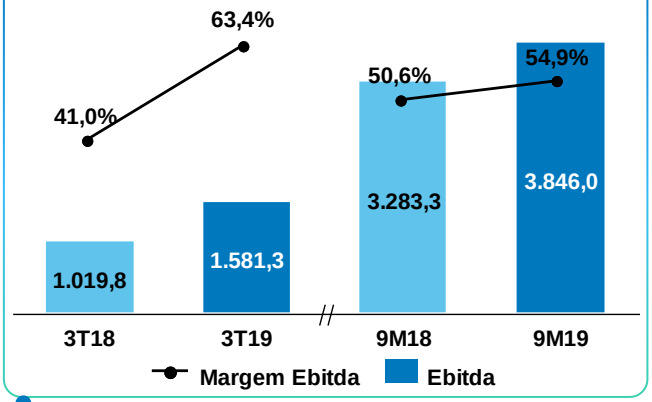
O resultado de equivalência patrimonial da TAG é composto pelos seguintes itens:

DRE – em R$ mil	3T19	2019
Aliança		
Despesas gerais e administrativas	(159.517)	(325.409)
Amortização mais valia de ativos	*(151.457)*	*(178.705)*
Despesas do desenvolvimento do projeto de aquisição da TAG	*-*	*(137.527)*
Outros	*(8.060)*	*(9.177)*
Prejuízo antes do resultado financeiro, participação e impostos	**(159.517)**	**(325.409)**
Resultado financeiro	(369.120)	(326.320)
Prejuízo antes dos impostos	**(528.637)**	**(651.729)**
Imposto de renda e contribuição social	94.335	62.803
Prejuízo da Aliança	**(434.302)**	**(588.926)**
Participação societária na Aliança	**32,5%**	**32,5%**
Equivalência patrimonial sobre o resultado da Aliança	**(141.148)**	**(191.401)**
TAG		
Receita operacional líquida	1.335.768	1.589.723
Custo dos serviços prestados	(401.012)	(454.615)
Lucro bruto	**934.756**	**1.135.108**
Despesas gerais, administrativas e outras	(68.879)	(66.068)
Lucro antes do resultado financeiro, participação e impostos	**865.877**	**1.069.040**
Resultado financeiro	(172.250)	(239.299)
Lucro antes dos impostos	**693.627**	**829.741**
Imposto de renda e contribuição social	(138.834)	(194.797)
Lucro líquido da TAG	**554.793**	**634.944**
Participação societária na TAG	**29,25%**	**29,25%**
Equivalência patrimonial sobre o resultado da TAG	**162.277**	**185.721**
Equivalência patrimonial – Aliança e TAG	**21.129**	**(5.680)**

Ebitda e Margem Ebitda

Como reflexo dos efeitos mencionados anteriormente, **o Ebitda do 3T19 foi de R$ 1.581,3 milhões**, isto é, 55,1% ou R$ 561,5 milhões acima do apurado no 3T18, que foi de R$ 1.019,8 milhões. A variação é consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R$ 321,0 milhões referentes ao reconhecimento, no 3T19, de outras receitas operacionais oriundas de recebimento de indenização em razão do descumprimento de condições contratuais pelo fornecedor responsável pela construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, principalmente o atraso na conclusão da obra, que motivou a frustração de resultado da Companhia; (ii) R$ 214,8 milhões em razão de aumento do volume de venda, desconsiderando as operações de *trading*; (iii) redução de R$ 45,0 milhões referentes ao menor volume de compras de energia para a gestão do portfólio da Companhia; (iv) R$ 41,4 milhões decorrentes da redução nos custos com combustíveis; (v) R$ 29,0 milhões motivados pelo aumento de preço líquido de energia vendida, sem considerar as operações de *trading;* (vi) R$ 21,0 milhões de resultado positivo de participação societária na TAG/Aliança; (vii) acréscimo de R$ 9,7 milhões de receita de remuneração e variação monetária sobre ativos das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda e do Sistema de Transmissão Gralha Azul; e (viii) redução de R$ 7,8 milhões dos demais custos e despesas operacionais.

Ebitda[1] e Margem Ebitda



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

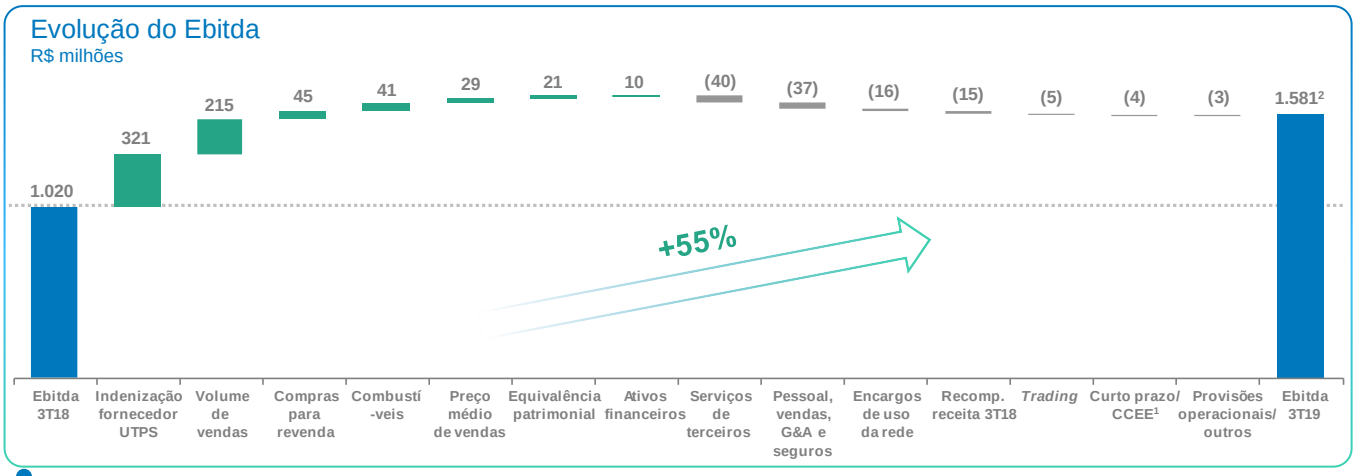
Os referidos impactos positivos foram contrabalanceados pelos seguintes **efeitos negativos**: (i) incremento de R$ 40,4 milhões de custos com materiais e serviços de terceiros; (ii) crescimento de R$ 22,6 milhões de custos com pessoal; (iii) elevação de R$ 16,3 milhões nos custos com encargos de uso de rede elétrica e conexão; (iv) reconhecimento no 3T18 de R$ 15,1 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; (v) aumento de R$ 13,3 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas; (vi) efeito negativo de R$ 10,8 milhões nos custos com provisões operacionais; (vii) R$ 4,7 milhões oriundos do resultado negativo líquido das operações de *trading* de enegia; (viii) redução de R$ 3,5 milhões no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo no segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; e (ix) incremento de R$ 1,5 milhão de custos com seguros.

Os efeitos positivos e negativos apresentados estão impactados pela entrada em operação comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul e dos Conjuntos Eólicos Campo Largo e Umburanas, cujo Ebitda foi de R$ 166,6 milhões e de R$ 26,1 milhões no 3T19 e no 3T18, respectivamente.

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

A margem Ebitda foi de 63,4% no 3T19, acréscimo de 22,4 p.p. em relação ao mesmo período de 2018. Tal acréscimo é consequência, substancialmente, do reconhecimento no 3T19 de outras receitas operacionais oriundas de recebimento de indenização em razão dos descumprimentos contratuais do fornecedor responsável pela construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, principalmente relacionados ao resultado frustrado pelo atraso na conclusão da obra. A referida elevação da margem foi parcialmente reduzida pelos efeitos 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, adquirida em agosto de 2018, os quais apresentam margens inferiores às auferidas pelas demais operações realizadas pela Companhia.

Desconsiderando-se estes efeitos e o resultado da participação societária na TAG/Aliança, a margem Ebitda no 3T19 seria de 58,9% e, no 3T18 de 44,4%, o que representaria um acréscimo de 14,5 p.p. entre os trimestres em análise. Esse acréscimo é consequência, substancialmente, dos seguintes eventos: (i) redução nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio para atendimento do portfólio da Companhia; e (ii) efeitos no 3T18 relacionados à estratégia de atuação da Companhia no mercado de curto prazo, em especial, no âmbito da CCEE. Nesse contexto, no 3T18 a Companhia auferiu R$ 507,6 milhões de receita e incorreu em R$ 427,8 milhões de custos, enquanto no 3T19, os impactos foram de R$ 95,4 milhões e R$ 19,1 milhões, de receita e custos, respectivamente.



[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)	3T19	3T18	Var. %	9M19	9M18	Var. %
Lucro líquido	742,7	475,4	56,2	1.693,6	1.553,8	9,0
(+) Imposto de renda e contribuição social	317,1	178,4	77,7	726,9	672,2	8,1
(+) Resultado financeiro	295,7	195,3	51,4	800,1	538,0	48,7
(+) Depreciação e amortização	225,8	160,3	40,9	620,5	486,5	27,6
Ebitda	**1.581,3**	**1.009,4**	**56,7**	**3.841,1**	**3.250,5**	**18,2**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável	0,0	10,4	-100,0	4,9	32,8	-85,1
Ebitda ajustado	**1.581,3**	**1.019,8**	**55,1**	**3.846,0**	**3.283,3**	**17,1**

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 3T19, as receitas financeiras atingiram **R$ 43,2 milhões**, isto é, R$ 3,0 milhões ou **6,6% abaixo** dos R$ 46,2 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2018, em razão, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) redução de juros sobre valores a receber de terceiros, no montante de R$ 9,6 milhões; e (ii) elevação de R$ 5,4 milhões na receita com aplicações financeiras.

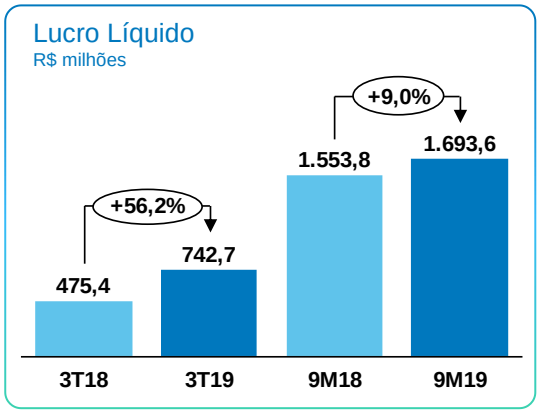
Despesas financeiras: as despesas no **3T19** foram de **R$ 338,9 milhões**, isto é, R$ 97,4 milhões **ou 40,3% acima** das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foram de R$ 241,5 milhões. As principais variações observadas foram: (i) aumento de R$ 146,9 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas, em razão, substancialmente, da emissão de debêntures pela Companhia, em julho de 2018, maio de 2019 e em agosto de 2019, e da contratação de empréstimos e financiamentos ao longo de 2018 e 2019 para gestão do fluxo de caixa e realização de investimentos; e (ii) redução de R$ 46,5 milhões nos juros e na correção monetária sobre as concessões a pagar, motivada pela redução da variação do IPCA e do IGPM entre o 3T18 e o 3T19.

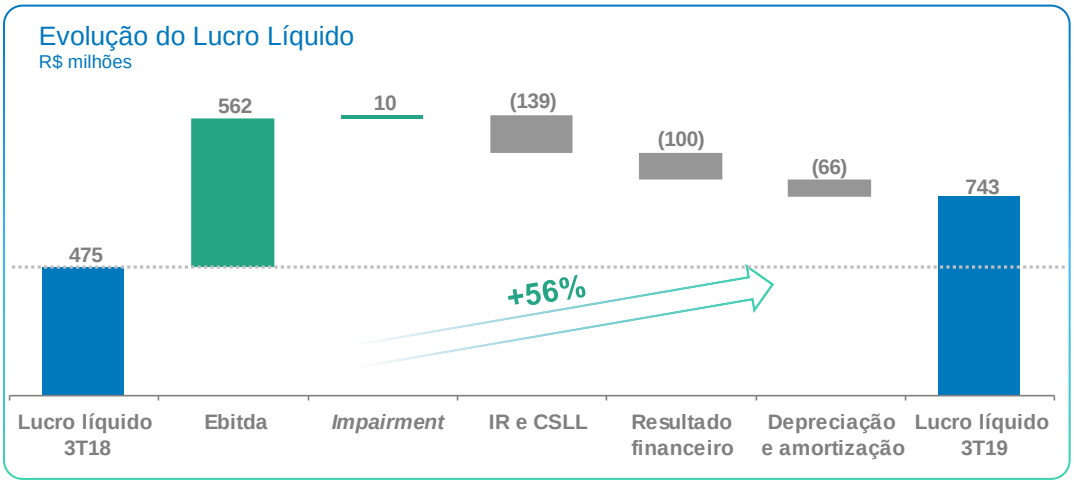
Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CS)

As despesas com IR e CSLL **no 3T19 foram de R$ 317,1 milhões**, R$ 138,7 milhões (77,7%) superiores à despesa com IR e CSLL registrada no mesmo trimestre de 2018, de R$ 178,4 milhões, em decorrência, principalmente, do aumento do lucro antes dos impostos. A taxa efetiva de IR e CSLL no 3T19 foi de 29,9% e, no 3T18, de 27,3%.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 3T19 foi de R$ 742,7 milhões, R$ 267,3 milhões ou **56,2% superior** aos R$ 475,4 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse acréscimo é consequência dos seguintes efeitos: (i) aumento de R$ 561,5 milhões no Ebitda; (ii) acréscimo de R$ 138,7 milhões do imposto de renda e da contribuição social; (iii) aumento de R$ 100,4 milhões das despesas financeiras líquidas; (iv) acréscimo de R$ 65,5 milhões da depreciação e amortização; e (v) reconhecimento no 3T18 do *impairment* de ativos de R$ 10,4 milhões.

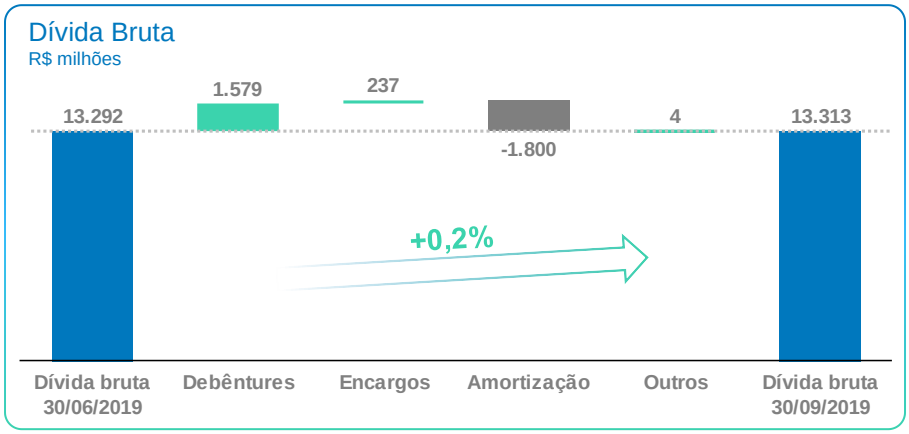


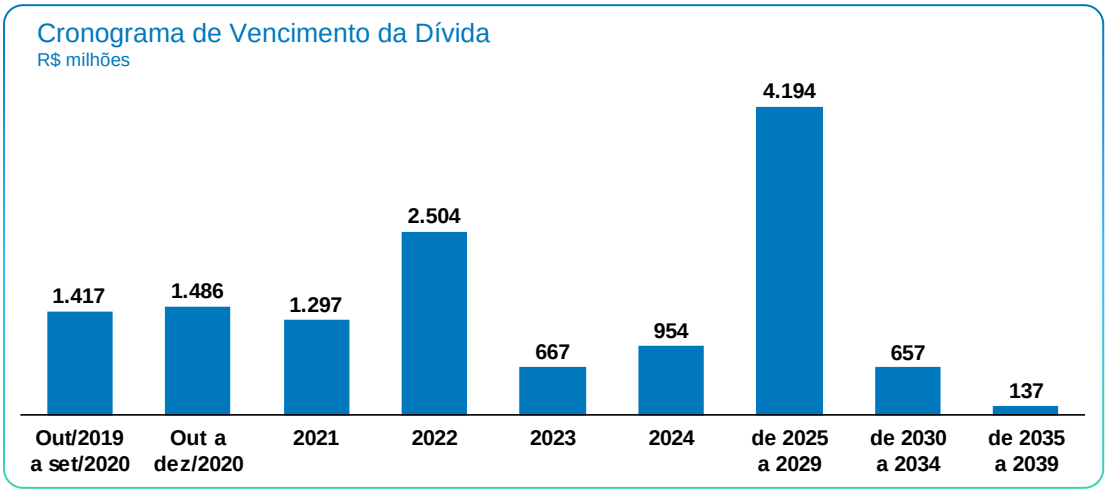


Endividamento

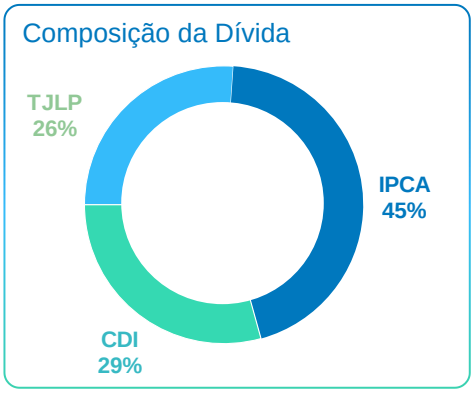
Em 30 de setembro de 2019, a **dívida bruta total consolidada,** representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos e debêntures, líquida dos efeitos de operações de *hedge,* **totalizava R$ 13.312,6 milhões — aumento de 0,2%** (R$ 20,4 milhões) comparativamente à posição de 30 de junho de 2019.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos no 3T19: (i) emissão de debêntures da 9ª emissão, no valor de R$ 1.578,7 milhões com a finalidade de financiar projetos como Assú V, Umburanas, Jaguara e Miranda; (ii) geração de R$ 237,1 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iii) R$ 1.799,9 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.





O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do terceiro trimestre de 2019 foi **7,6%** (8,6% no 3T18).



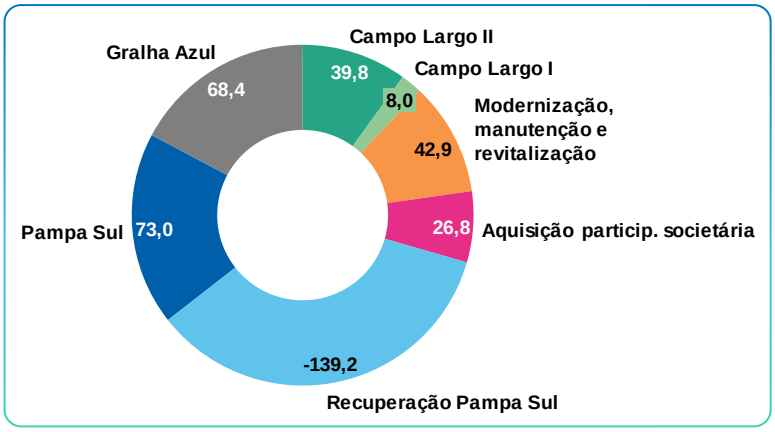
Em 30 de setembro de 2019, a **dívida líquida** (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de **R$ 11.229,4 milhões, redução de 1,2%** em relação ao registrado ao fim do 2T19.

Dívida Líquida
R$ milhões

	30/09/2019	30/06/2019	Var. %
Dívida bruta	13.922,1	13.568,8	2,6
Resultado de operações com derivativos	(609,5)	(276,6)	120,4
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(363,8)	(278,7)	30,5
Caixa e equivalentes de caixa	(1.719,4)	(1.642,3)	4,7
Dívida líquida total	**11.229,4**	**11.371,2**	**-1,2**

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia **no 3T19 foram de R$ 119,7 milhões**, dos quais (i) R$ 189,2 milhões aplicados na construção dos novos projetos: (i.i) R$ 73,0 milhões aplicados na construção da Usina Termelétrica Pampa Sul; (i.ii) R$ 68,4 milhões concentrados na Linha de Transmissão Gralha Azul; (i.iii) R$ 39,8 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II; e (i.iv) R$ 8,0 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I; (ii) R$ 29,2 milhões destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; (iii) R$ 26,8 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. (TAG); (iv) R$ 13,7 milhões designados para as modernizações das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório; e (v) R$ 139,2 milhões recuperados da construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, relacionados à reivindicações legais e apropriação de créditos de impostos.





Descida do novo estator do gerador para o poço da UG 5 - modernização de Salto Osório

Crédito de Juros sobre o Capital Próprio e Dividendos Intercalares

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 5 de novembro de 2019, o crédito de **dividendos intercalares com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30 de junho de 2019**, no valor de **R$ 893,4 milhões (R$ 1,0949497919 por ação)**, representando um ***payout* de 100%** para o primeiro semestre de 2019, considerando o lucro líquido distribuível, e o crédito de **juros sobre o capital próprio** referentes ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2019, no montante de **R$ 354,0 milhões (R$ 0,4338619496 por ação)**.

As ações da Companhia serão negociadas **ex-dividendos e ex-juros a partir de 3 de dezembro de 2019**. Esses proventos serão pagos em data a ser posteriormente definida pela Diretoria-Executiva e a comunicação se dará por meio de Aviso aos Acionistas.

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 setembro 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 início de julho de 2019, a Companhia recebeu os membros da Aneel para fiscalização de segurança das barragens da Usina Hidrelétrica Passo Fundo. O objetivo foi verificar os procedimentos de monitoramento, controle e manutenção civil da barragem principal e estruturas associadas, bem como as interações com as Defesas Civis e demais órgãos de segurança.
- A revista *Institutional Investor* anunciou, no mês de julho, o *ranking* das melhores empresas e líderes empresariais da América Latina. Dentre as premiações alcançadas, destaque para a **primeira colocação na categoria Melhores Métricas Ambientais, Sociais e de Governança Corporativa.**
- No 3T19, foi iniciado o Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, na Usina Hidrelétrica Machadinho, para controle e estudo do Pintado Amarelo (*Pimelodus Maculatus*), que inclui instalação de sonares, *softwares* de inteligência artificial e barreira para repulsão de peixes. **O investimento previsto no projeto é de R$ 5,6 milhões.**
- O Programa Escola Saudável, já em execução no entorno de algumas Usinas da ENGIE Brasil Energia no país, foi replicado para as comunidades próximas aos Conjuntos Eólicos Campo Largo e Umburanas (BA), onde **foram envolvidas 989 crianças, em sete escolas**. A meta do programa é desenvolver uma cultura de hábitos saudáveis em escolas e comunidades, por meio de ações voltadas para educação sanitária e nutricional, a fim de melhorar a qualidade de vida das crianças e suas famílias. Para saber mais sobre o programa, acesse https://bit.ly/2ncuGDP.
- Cerca de **três mil pessoas participaram da inauguração do Centro de Cultura e Sustentabilidade de Minaçu**, em Goiás, em 14 de agosto. Patrocinado pela EBE por meio da Lei de Incentivo à Cultura do Governo Federal, o Centro de Cultura conta com a gestão da organização não-governamental Conexão Cidadã. Este é o primeiro centro incentivado pela Companhia no Centro-Oeste e o sexto no Brasil. A estrutura conta com geração de energia fotovoltaica, coleta seletiva de lixo, reaproveitamento de água da chuva e área com ventilação natural projetada para circulação constante de ar e economia de energia. Para mais informações relacionadas ao programa dos Centros de Cultura, acesse https://bit.ly/32YMOQP.



Centro de Cultura de Minaçu - GO

- Foram realizadas consultas públicas relacionadas ao novo Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório Artificial (Pacuera) da Usina Hidrelétrica de Itá. Os dois painéis, realizados em Marcelino Ramos (RS) e Itá (SC), somaram **551 presentes que puderam conhecer as novas regras propostas para uso do entorno do reservatório.**

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 3T19 e 3T18, associando cada indicador aos da GRI padrão *Standard*.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador[3]	Temas materiais	Indicador GRI[4]	3T19	3T18	Variação	9M19	9M18	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Transição energética para economia de baixo carbono	102-7, EU1	60	35	25	60	35	25
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	10.430	9.547	9,2%	10.430	9.547	9,2%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.710	7.826	11,3%	8.710	7.826	11,3%
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%	85,1%	-7,2 p.p.	77,9%	85,1%	-7,2 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	9.228	8.690	6,2%	9.228	8.690	6,2%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	88,5%	91,0%	-2,5 p.p.	88,5%	91,0%	-2,5 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	11.503	9.762	17,8%	32.611	27.253	19,7%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	8.692	8.421	3,2%	26.338	24.111	9,2%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	75,6%	86,3%	-10,7 p.p.	80,8%	88%	-7,7 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	9.730	8.340	16,7%	29.073	23.973	21,3%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	84,6%	85,4%	-0,8 p.p.	89,2%	88,0%	1,2 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas		EU30	97,0%	96,7%	0,3 p.p.	97,1%	97,3%	-0,1 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas		EU30	86,9%	88,8%	-1,9 p.p.	89,8%	91,2%	-1,5 p.p.
16	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Transição energética para economia de baixo carbono - Engajamento com comunidades locais e partes interessadas	304-1, 413-1	96.152	96.142	0,0%	296.799	316.029	-6,1%
17		Número de visitantes às usinas		413-1	26.921	30.370	-11,4%	65.210	77.863	-16,3%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)[5]		D305-1, D305-2, D305-3	0,694	0,928	-25,2%	0,787	0,941	-16,4%
19		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)[5]		D305-1, D305-2, D305-3	0,107	0,135	-20,9%	0,088	0,114	-22,4%
20	Saúde e Segurança	Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[6]	- Desenvolvimento, igualdade e segurança das pessoas - Gestão de impactos na cadeia produtiva	403-2	0,000	0,000	-	0,000	0,000	-
21		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[7]		403-2	0,000	0,000	-	0,000	0,000	-
22		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo[6]		403-2	3,290	1,830	↑	1,730	0,930	↑
23		Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção[6]		403-2	0,000	0,890	↓	0,810	1,950	↓
24	Responsabilidade Social[8]	Investimentos não incentivados	- Engajamento com as comunidades locais e partes interessadas	201-1, 413-1	822,7	1.161,1	-29,1%	2.514,4	2.236,7	12,4%
25		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	495,0	374,5	32,2%	2.101,4	1.213,7	73,1%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	4,5	882,0	-99,5%	5.792,4	7.677,8	-24,6%
27		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	0,0	100,0	-100,0%	340,0	660,0	-48,5%
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	100,0	200,0	-50,0%	683,1	300,0	127,7%

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 30/09/2019.
[4] GRI: *Global Reporting Initiative*, versão Standards e complemento setorial G4.
[5] Ainda não inclui as emissões da Termelétrica Pampa Sul, recentemente inaugurada.
[6] TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.
[7] TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.
[8] 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

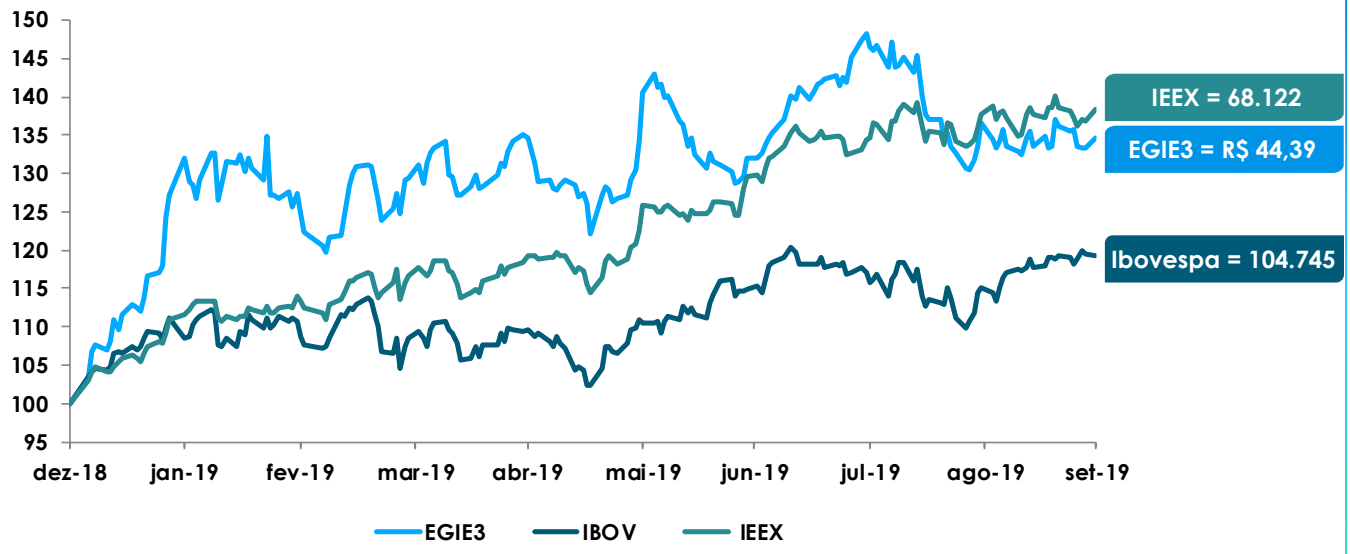
A bolsa de valores brasileira vem refletindo o ritmo lento da recuperação da economia e dos investimentos dos setores público e privado. Mesmo com a reforma da previdência prestes a sair, o receio de uma guerra comercial e de retração na economia mundial influenciou uma postura mais cautelosa dos agentes financeiros. No entanto, os mercados internacionais encerraram o trimestre mostrando otimismo, com as notícias de trégua na guerra comercial entre Estados Unidos e China e retomada das negociações entre os dois países. O desempenho do Ibovespa no 3T19 foi de alta de 3,7%, recuperando o patamar de 104 mil pontos.

As ações da ENGIE Brasil Energia fecharam o terceiro trimestre de 2019 com valorização de 2,1%, enquanto o desempenho do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) cresceu 6,7% no período.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 54,0 milhões no 3T19, 79,3% acima do registrado no 3T18, quando atingiu R$ 30,1 milhões.

As ações da EBE encerraram o último pregão de setembro de 2019 cotadas a R$ 44,39/ação**, o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 36,2 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: 6 de novembro 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 6 a 12 de novembro de 2019. Acesso pelo telefone: (11) 3127-4999, código: 68982467 (português) e 65420899 (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)	30/09/2019	31/12/2018
Ativo Circulante	**4.474.457**	**4.556.677**
Caixa e equivalentes de caixa	1.719.426	2.415.792
Contas a receber de clientes	1.512.132	1.181.379
Crédito de imposto de renda e contribuição social	106.713	98.978
Indenização de seguro a receber	-	74.780
Estoques	227.895	125.681
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	192.451	3.135
Ganhos não realizados em operações de *trading*	102.254	116.202
Depósitos vinculados	5.226	8.956
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	293.894	277.502
Ativo não circulante mantido para venda	4.829	13.728
Outros ativos circulantes	294.548	225.455
Ativo Não Circulante	**23.430.264**	**19.178.868**
Realizável a Longo Prazo	**3.901.041**	**3.230.556**
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	527.978	256.464
Ganhos não realizados em operações de *trading*	57.818	44.429
Depósitos vinculados	369.620	232.450
Depósitos judiciais	102.735	97.721
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	119.459	130.776
Ativo financeiro de concessão	2.376.693	2.317.608
Direito de uso de ativos	115.836	-
Outros ativos não circulantes	230.902	151.108
Investimentos	**3.101.211**	**-**
Imobilizado	**15.140.472**	**14.635.467**
Intangível	**1.287.540**	**1.312.845**
Total	**27.904.721**	**23.735.545**

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

(Valores em R$ mil)	30/09/2019	31/12/2018
Passivo Circulante	**3.302.317**	**4.170.261**
Fornecedores	537.848	588.471
Dividendos e juros sobre o capital próprio	13.621	2.137.039
Empréstimos e financiamentos	1.359.617	454.513
Debêntures	232.392	210.369
Arrendamentos a pagar	15.433	-
Imposto de renda e contribuição social a pagar	199.446	102.033
Outras obrigações fiscais e regulatórias	131.307	104.410
Obrigações trabalhistas	102.478	99.572
Perdas não realizadas em operações de *trading*	85.339	98.047
Concessões a pagar	137.935	84.931
Provisões	8.880	8.883
Obrigações com benefícios de aposentadoria	35.373	35.369
Outros passivos circulantes	442.648	246.624
Passivo Não Circulante	**17.031.154**	**13.244.707**
Empréstimos e financiamentos	6.589.275	5.854.915
Debêntures	5.740.808	3.200.437
Arrendamentos a pagar	71.926	-
Perdas não realizadas em operações de *trading*	30.295	19.395
Concessões a pagar	2.958.886	2.765.538
Provisões	93.593	88.977
Obrigações com benefícios de aposentadoria	283.655	283.765
Imposto de renda e contribuição social diferidos	966.508	768.814
Outros passivos não circulantes	296.208	262.866
Patrimônio Líquido	**7.571.250**	**6.320.577**
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reservas de lucros	1.055.576	1.106.277
Ajustes de avaliação patrimonial	(76.636)	307.261
Lucros acumulados	1.686.190	-
Participação de acionista não controlador	3.472	4.391
Total	**27.904.721**	**23.735.545**

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

(Valores em R$ mil)	3T19	3T18	Var. %	9M19	9M18	Var. %
Receita Operacional Líquida	**2.494.116**	**2.488.646**	**0,2**	**7.009.354**	**6.492.471**	**8,0**
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	**(1.422.305)**	**(1.583.250)**	**-10,2**	**(3.924.143)**	**(3.549.896)**	**10,5**
Compras de energia	(715.507)	(657.715)	8,8	(1.937.389)	(1.623.062)	19,4
Transações no mercado de energia de curto prazo	(19.169)	(427.848)	-95,5	(202.017)	(505.935)	-60,1
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(133.522)	(117.245)	13,9	(380.576)	(340.588)	11,7
Combustíveis para geração	(49.319)	(90.698)	-45,6	(88.767)	(151.147)	-41,3
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(33.593)	(33.006)	1,8	(99.114)	(88.101)	12,5
Pessoal	(73.066)	(50.455)	44,8	(196.647)	(155.811)	26,2
Materiais e serviços de terceiros	(76.816)	(36.375)	111,2	(193.954)	(139.717)	38,8
Depreciação e amortização	(221.656)	(157.617)	40,6	(608.300)	(478.623)	27,1
Seguros	(9.995)	(8.525)	17,2	(44.234)	(25.790)	71,5
(Constituição) Reversão de provisões operacionais líquidas	(357)	10.411	-103,4	2.552	(1.252)	-303,8
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(63.643)	-	100,0	(98.398)	-	100,0
Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos	(11.362)	(2.465)	360,9	(41.254)	(2.465)	1.573,6
Outros	(14.300)	(11.712)	22,1	(36.045)	(37.405)	-3,6
Lucro Bruto	**1.071.811**	**905.396**	**18,4**	**3.085.211**	**2.942.575**	**4,8**
Receitas (Despesas) Operacionais	**262.600**	**(56.418)**	**-565,5**	**141.073**	**(177.609)**	**-179,4**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(58.866)	(45.539)	29,3	(175.750)	(143.810)	22,2
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-	(10.416)	-100,0	(4.900)	(32.827)	-85,1
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	321.466	(463)	-69.531,1	321.723	(972)	-33.199,1
Resultado de Participações Societárias	**21.129**	**143**	**14.675,5**	**(5.680)**	**(971)**	
Equivalência patrimonial	21.129	143	14.675,5	(5.680)	(971)	485,0
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.355.540**	**849.121**	**59,6**	**3.220.604**	**2.763.995**	**16,5**
Resultado Financeiro	**(295.738)**	**(195.316)**	**51,4**	**(800.133)**	**(537.953)**	**48,7**
Receitas financeiras	43.138	46.180	-6,6	111.908	101.821	9,9
Despesas financeiras	(338.876)	(241.496)	40,3	(912.041)	(639.774)	42,6
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**1.059.802**	**653.805**	**62,1**	**2.420.471**	**2.226.042**	**8,7**
Imposto de renda	(227.814)	(125.621)	81,4	(520.080)	(481.345)	8,0
Contribuição social	(89.281)	(52.833)	69,0	(206.826)	(190.852)	8,4
Lucro Líquido do Exercício	**742.707**	**475.351**	**56,2**	**1.693.565**	**1.553.845**	**9,0**
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	742.397	475.069	56,3	1.692.697	1.553.080	9,0
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	310	282	9,9	868	765	13,5
Número de Ações Ordinárias	**815.927.740**	**815.927.740**		**815.927.740**	**815.927.740**	
Lucro Líquido por Ação	**0,9099**	**0,5822**	**56,3**	**2,0746**	**1,9035**	**9,0**

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

(Valores em R$ mil)	3T19	3T18	9M19	9M18
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	1.059.802	653.805	2.420.471	2.226.042
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:				
Resultado de participações societárias	(21.129)	(143)	5.680	971
Depreciação e amortização	225.787	160.355	620.541	486.465
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-	10.416	4.900	32.827
Variação monetária	12.373	80.980	179.102	212.273
Juros	293.037	136.772	682.437	391.432
Remuneração dos ativos de concessão	(89.808)	(80.150)	(281.930)	(270.127)
Ganhos não realizados em operações de *trading*	(34.954)	-	(1.249)	-
Outros	19.075	(23.601)	101	(9.606)
Lucro Ajustado	**1.464.183**	**938.434**	**3.630.053**	**3.070.277**
Aumento (redução) nos ativos				
Contas a receber de clientes	(169.735)	148.112	(308.616)	(49.225)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	1.926	1.599	(6.982)	(3.131)
Estoques	(10.303)	46.035	(99.032)	607
Depósitos vinculados e judiciais	1.053	7.393	2.652	13.790
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	3.772	6.516	11.317	19.547
Ativo financeiro e de concessão	68.868	65.770	199.005	226.890
Indenização de seguro a receber	-	-	74.780	-
Outros ativos	(180.240)	(15.912)	(208.746)	(123.211)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	57.536	(182.199)	56.921	(144.211)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	40.847	17.628	23.748	24.304
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(7.250)	(6.787)	(21.758)	(20.093)
Combustível a pagar à CDE	(11.001)	35.204	(26.598)	149.880
Outros passivos	21.893	7.824	36.215	6.877
Caixa Gerado pelas Operações	**1.281.549**	**1.069.617**	**3.362.959**	**3.172.301**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(177.527)	(91.529)	(376.320)	(289.126)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(121.400)	(130.180)	(323.991)	(379.808)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	**982.622**	**847.908**	**2.662.648**	**2.503.367**
Atividades de Investimento	**(20.785)**	**(1.113.607)**	**(4.390.581)**	**(2.287.555)**
Aumento de capital em controladas em conjunto	-	-	(2.789.257)	-
Aquisição de investimento	-	(12.830)	(680.612)	(17.361)
Aplicação no imobilizado e intangível	(92.671)	(1.097.196)	(992.598)	(2.324.365)
Recebimento pela alienação de investimentos	-	(3.581)	-	54.171
Recebimento de indenizações por descumprimentos contratuais	71.886	-	71.886	-
Atividades de Financiamento	**(884.734)**	**1.661.884**	**1.031.567**	**296.684**
Captação de empréstimos e financiamentos	(188)	1.051.048	1.389.823	1.781.361
Emissão de debêntures	1.569.319	727.172	4.065.291	2.486.345
Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquido do *hedge*	(1.622.336)	(68.833)	(1.965.563)	(1.890.285)
Pagamento de parcelas de concessões a pagar	(18.489)	(17.717)	(55.031)	(52.648)
Depósitos Vinculados ao Serviço da Dívida	(80.533)	(32.481)	(125.566)	(34.702)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(725.592)	(4)	(2.260.648)	(1.989.944)
Pagamento de arrendamentos	(2.561)	-	(12.277)	-
Outros	(4.354)	2.699	(4.462)	(3.443)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**77.103**	**1.396.185**	**(696.366)**	**512.496**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa				
Saldo inicial	1.642.323	1.046.381	2.415.792	1.930.070
Saldo final	1.719.426	2.442.566	1.719.426	2.442.566
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**77.103**	**1.396.185**	**(696.366)**	**512.496**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa				
Crédito de imposto de renda e contribuição social	6.721	2.199	17.964	13.069
Juros e variação monetária capitalizados	3.151	88.396	148.016	212.082
Estimativa para gastos futuros para aplicação no imobilizado	119.667	(923)	137.116	(27.679)
Fornecedores de imobilizado e intangível	(20.773)	89.937	(107.994)	100.549
Ingresso de ativo não circulante mantido para venda	-	-	-	(48.038)
Transferência de imobilizado para outros ativos não circulantes	-	-	(2.926)	-