

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 (EBC) 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 EBC reconheceu o valor de R\$ 321,0 milhões, oriundo de indenizações por atraso na conclusão da construção da Usina Termelétrica Pampa Sul.
- » O Ebitda¹ 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 Transparéncia, organizado pela Anefac, Fipecaf e Serasa Experian. O prêmio avalia as práticas de transparéncia 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 EBC 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", "EBC" 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



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.

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 360°, 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.

“(...) 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.”



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 Araguaí (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 Train 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.

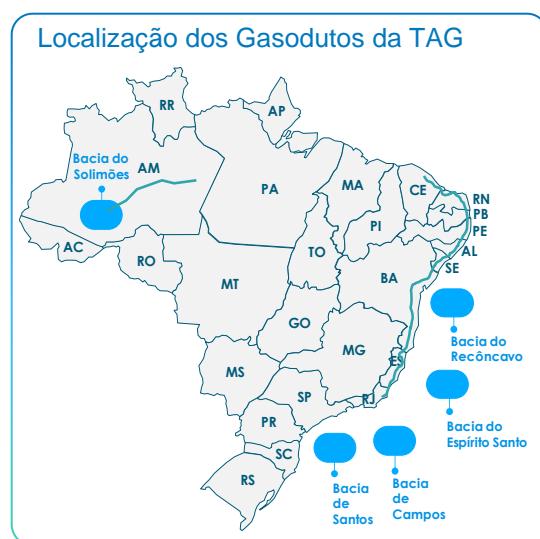
⁴ Conjunto composto por 8 centrais eólicas.

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.



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 m ³ /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.

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.



Sistema instalado pela EGSD.

Número de unidades e potência instalada



O segmento B2B (*business-to-business*) fortalece o relacionamento da Companhia com grandes empresas, responsáveis por projetos de maior potência instalada e representou 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.

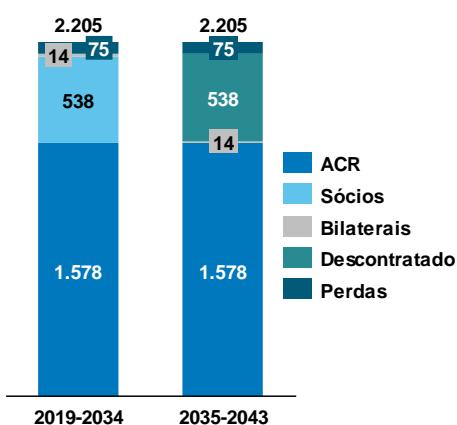
Expansão



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.

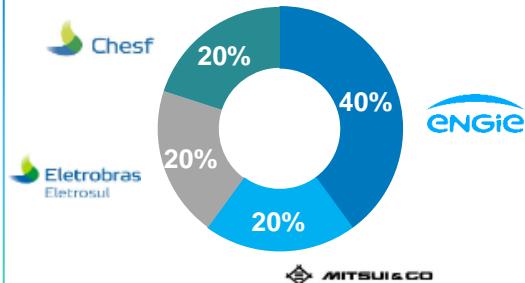
Portfólio de Contratos da ESBR MW médios



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)).

ESBR - Estrutura Societária





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%.

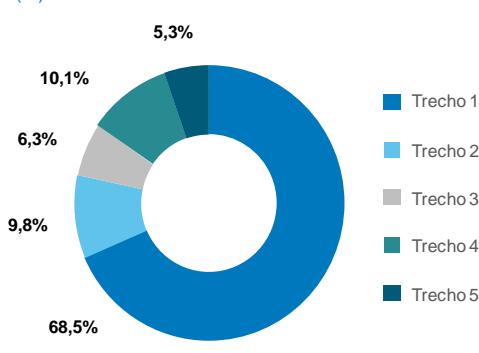
Lote	Localização	RAP Contratada (R\$ milhões)	Capex estimado (R\$ milhões)*
1	Paraná (PR)	231,7	1.700,0
Total		231,7	1.700,0

* Valor em dezembro de 2017



Localização das linhas de transmissão e subestações

Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) (%)



As atividades de execução do projeto executivo seguem em andamento e as atividades de topografia e sondagens estão praticamente concluídas. Os sub fornecedores 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



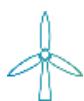
Conjunto Eólico Santo Agostinho – Rio Grande do Norte. O Conjunto é composto de 24 Sociedades de Propósito Específico (SPEs), cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica. Todos os parques estão localizados nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 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

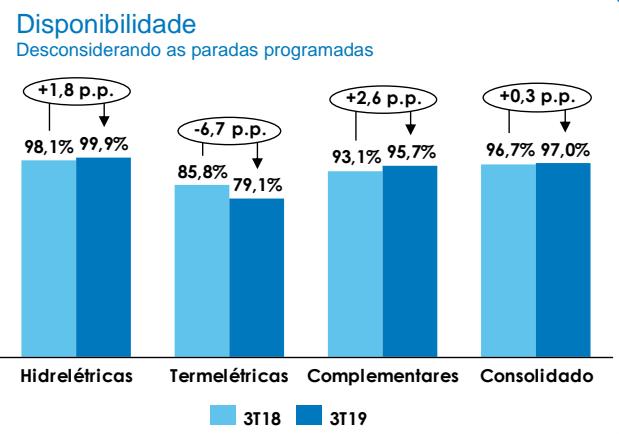
No **3T19**, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **97,0%**, **desconsiderando as paradas programadas**, sendo 99,9% nas usinas hidrelétricas, 79,1% nas termelétricas e 95,7% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

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.



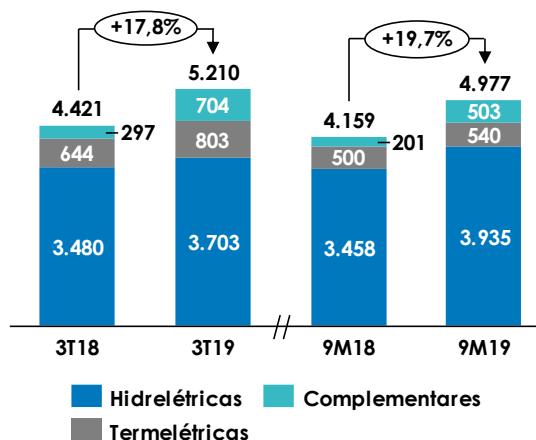
Produção de Energia

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.

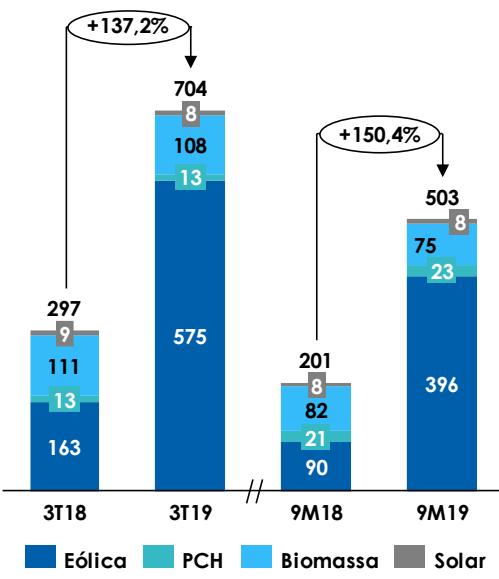
O aumento na geração total das usinas hidrelétricas no 3T19, em comparação ao 3T18, se deve, principalmente, às condições hidrológicas mais favoráveis nas bacias hidrográficas onde se localizam as usinas da Companhia.

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

Geração
MW médios



Geração por Fonte Complementar
MW médios



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.

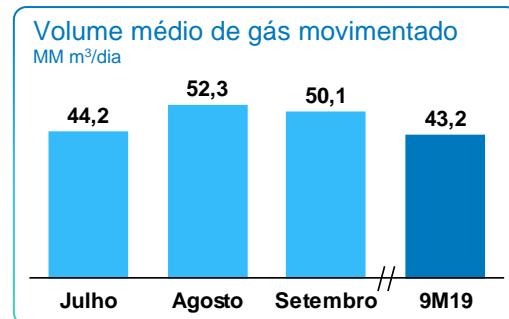
Já o grande aumento na geração das usinas complementares deve-se ao início da operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I e do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I.

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

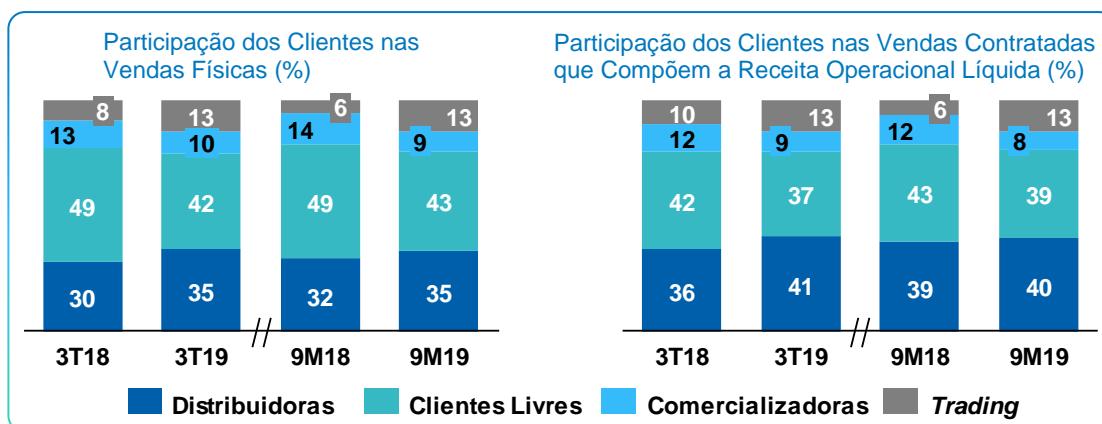
O 3T19 foi o primeiro trimestre em que as operações da Transportadora Associada de Gás (TAG) foram integralmente realizadas sob a nova gestão da Empresa. Nesse período, o volume médio de gás transportado foi de 48,9 milhões de m³/dia.



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-WWWWW-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 cotações (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

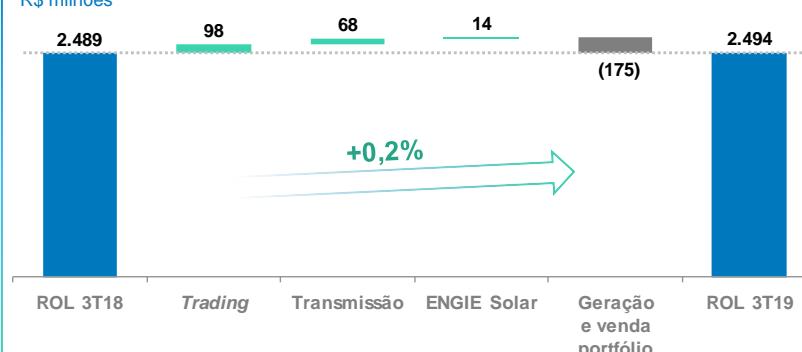
Salvador e por multa contratual por indisponibilidade nas usinas do Conjunto Eólico Santa Mônica, reconhecidas no 3T18. Estes efeitos foram parcialmente atenuados por: (i.iii) de R\$ 214,8 milhões decorrentes de maior quantidade de energia vendida; (i.iv) R\$ 29,0 milhões correspondentes ao aumento do 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 decorrente 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.

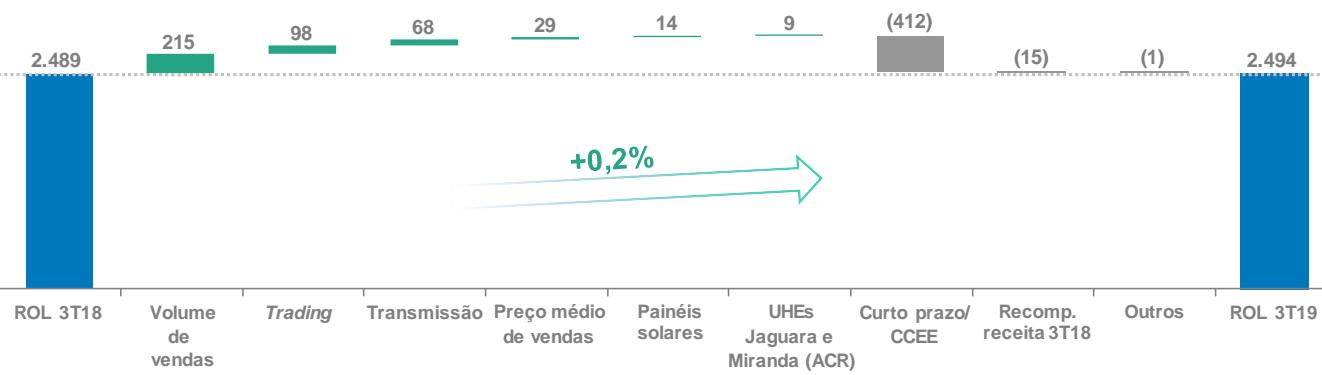
Evolução da Receita Operacional Líquida por Segmento

R\$ milhões



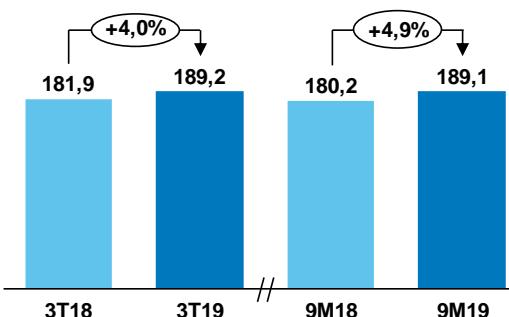
Evolução da Receita Operacional Líquida

R\$ milhões



Preço Médio Líquido de Venda*

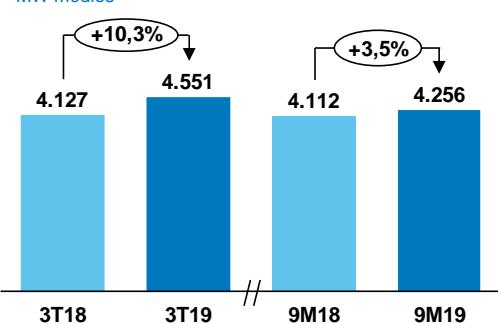
R\$/MWh



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

Volume de Vendas

MW médios



➤ 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

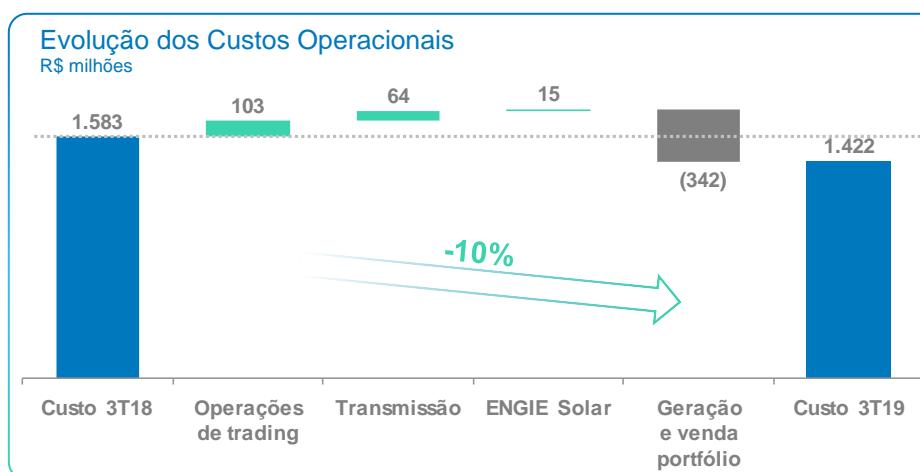
➤ Receita de Venda de Painéis Solares

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 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 liquida 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.

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 energia; (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.

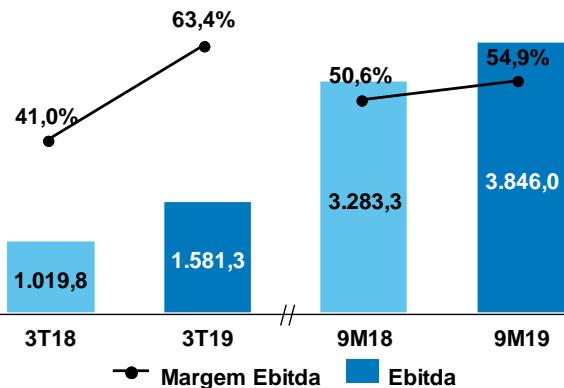
Os efeitos positivos e negativos apresentados estão impactados pela entrada em operação comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul e dos Conjuntos Eólicos Campo Largo e Umburanas, cujo Ebitda foi de R\$ 166,6 milhões e de R\$ 26,1 milhões no 3T19 e no 3T18, respectivamente.

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.

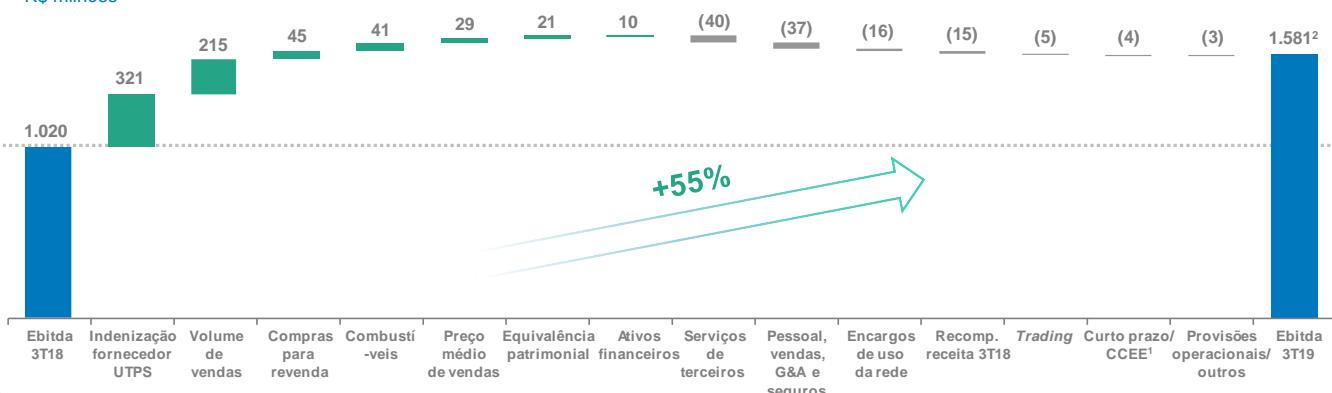
Ebitda¹ e Margem Ebitda



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

Evolução do Ebitda

R\$ milhões



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.

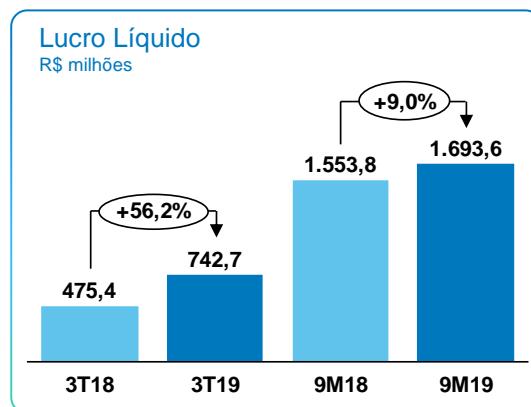
Despesas financeiras: as despesas no 3T19 foram de **R\$ 338,9 milhões**, isto é, R\$ 97,4 milhões ou **40,3% acima** das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foram de R\$ 241,5 milhões. As principais variações observadas foram: (i) aumento de R\$ 146,9 milhões nos juros e na variação 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)

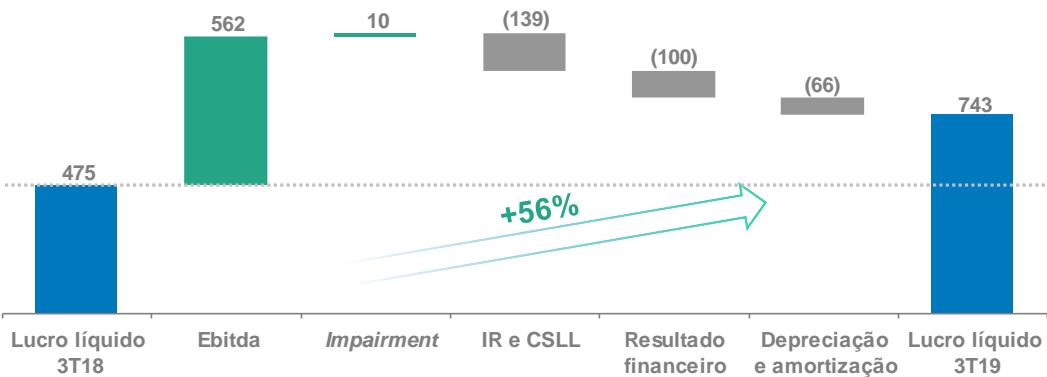
As despesas com IR e CSLL no 3T19 foram de **R\$ 317,1 milhões**, R\$ 138,7 milhões (77,7%) superiores à despesa com IR e CSLL registrada no mesmo trimestre de 2018, de R\$ 178,4 milhões, em decorrência, principalmente, do aumento do lucro antes dos impostos. A taxa efetiva de IR e CSLL no 3T19 foi de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



Evolução do Lucro Líquido R\$ milhões

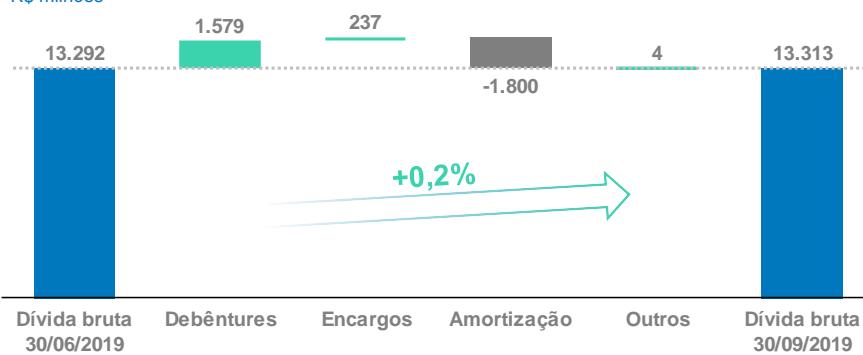


Endividamento

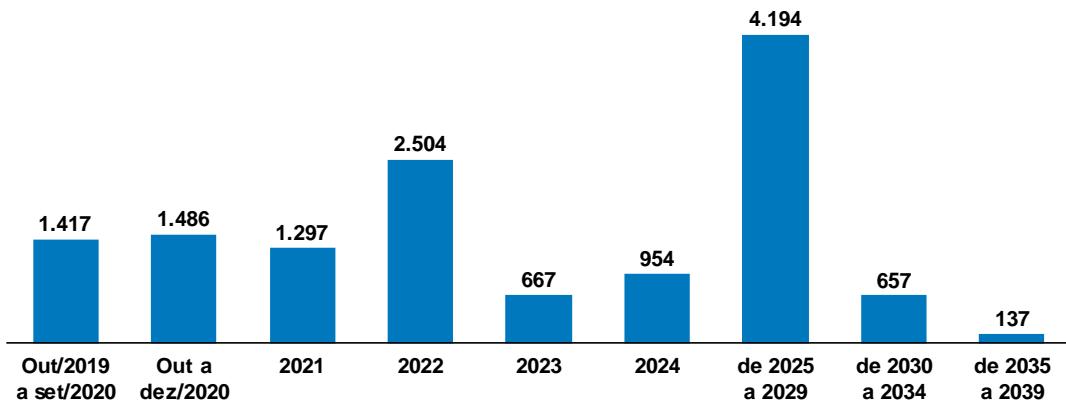
Em 30 de setembro de 2019, a **dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos e debêntures, líquida dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R\$ 13.312,6 milhões — aumento de 0,2%** (R\$ 20,4 milhões) comparativamente à posição de 30 de junho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

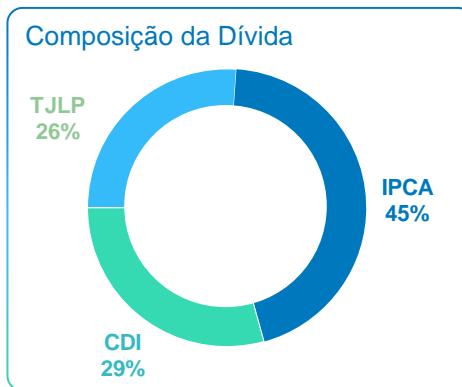
Dívida Bruta R\$ milhões



Cronograma de Vencimento da Dívida R\$ milhões



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.

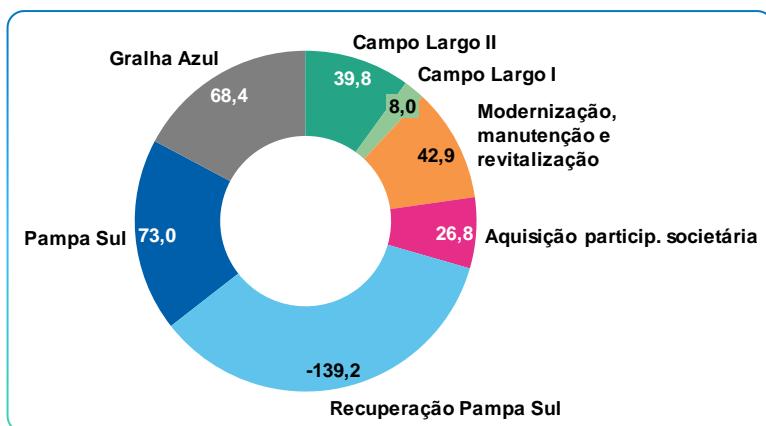
Dívida Líquida

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>.
- » 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**.



 Centro de Cultura de Minaçu - GO

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 Sustentabilidade¹

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 transparéncia. 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 transparéncia 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 Depository 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.

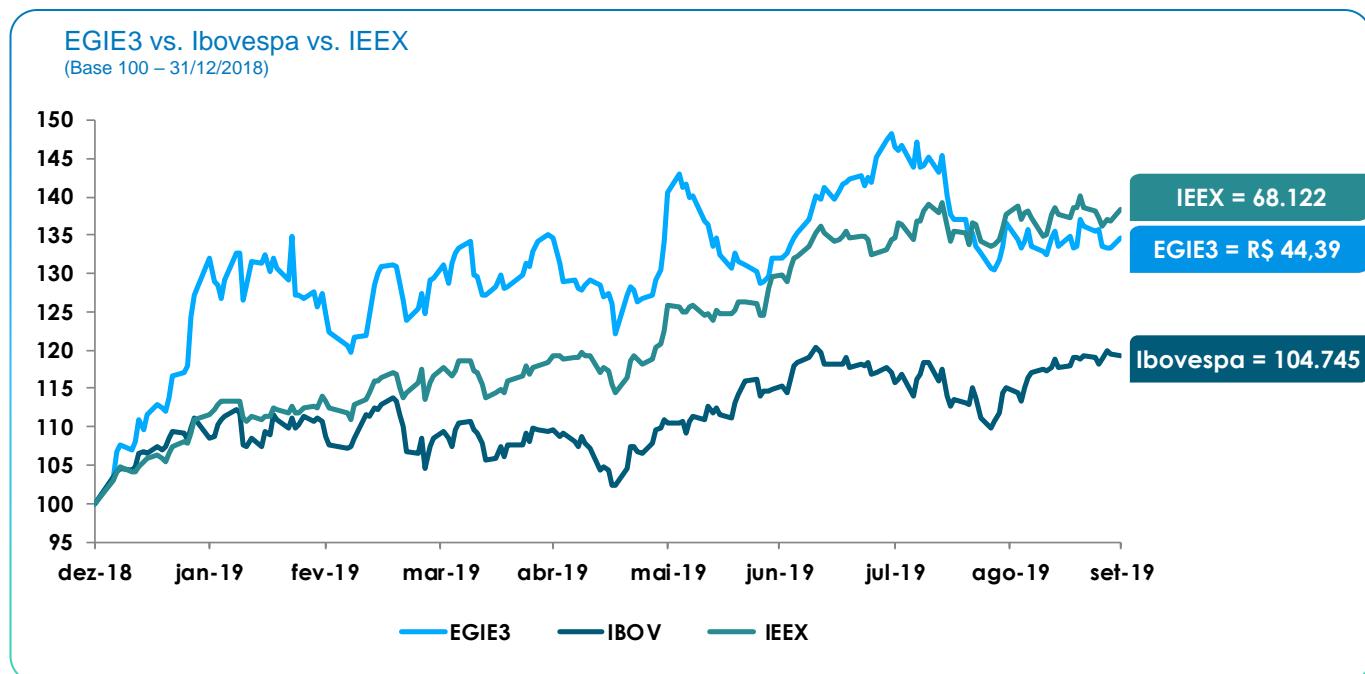
Desempenho das Ações – EGIE3

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.



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 <i>hedge</i>	192.451	3.135
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	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 <i>hedge</i>	527.978	256.464
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	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 <i>trading</i>	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 <i>trading</i>	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 (<i>royalties</i>)	(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 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				
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)	-

ENGIE Brasil Energia approves 100% distribution of intermediate dividends at R\$ 1.0949 per share and interest on equity capital of R\$ 354.0 million.

Highlights

- » ENGIE Brasil Energia (EBE) reported net operating revenue of R\$ 2,494.1 million in 3Q19, 0.2% (R\$ 5.5 million) greater than in 3Q18.
- » In 3Q19, EBE booked R\$ 321.0 million, arising from indemnities for delayed completion of the construction of the Pampa Sul Thermoelectric Plant.
- » Ebitda¹ reached R\$ 1,581.3 million in 3Q19, an increase of 55.1% (R\$ 561.5 million) compared to 3Q18. The Ebitda margin was 63.4% in 3Q19, a 22.4 p.p. raise compared to 3Q18.
- » The net income was R\$ 742.7 million (R\$ 0.9099/share) in 3Q19, 56.2% (R\$ 267.3 million) above than 3Q18.
- » The average price of energy sales agreements, net of exports, revenue taxes and trading operations was R\$ 189.2/MWh in 3Q19, an amount 4.0% higher than recorded in 3Q18.
- » The volume of energy sold in 3Q19, excluding trading operations, was 10,048 GWh (4,551 average MW), 10.3% greater than 3Q18.
- » In August 2019, the Company concluded the 9th Debentures Issue in four series for a total amount of R\$ 1.6 billion. The resources were used to support investments in the Assú V, Umburanas, Jaguara and Miranda projects.

- » For the 10th time, the Company was awarded the Transparency Trophy sponsored by Anefac, Fipecafí and Serasa Experian. The award recognizes the practices of transparency in accounting information with respect to the quality of the management report and the consistency of the data disclosed.
- » In 3Q19, a license for installation of the Ponta Grossa substation was received and in October, other installation licenses were issued for work to begin on the first transmission lines, part of the Gralha Azul Transmission System.

Subsequent Events

- » EBE was elected as Company of the Year in the 8th edition of the Época Negócios 360º yearbook 2019.
- » An agreement was signed with the BNDES for a R\$ 1.26 billion line of financing for implementing the Umburanas Wind Complex (BA) with an installed capacity of 360 MW, the plant having already been in commercial operations since April 2019. The financing is EBE's largest project finance deal for a wind power operation.
- » The Board of Directors approved the distribution of R\$ 893.4 million as intermediate dividends (R\$ 1.0949497919/share) representing 100% of the distributable net income reported for the first half of 2019. Additionally, approval was given for the credit of R\$ 354.0 million (R\$ 0.4338619496/share) as interest on equity capital for 2019. Shares will become ex-dividend and ex-interest as from December 3, 2019 and will be paid on a date to be determined later by the Management Board.

Florianópolis, Brazil, November 5, 2019. ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia", "EBE" or "Company") – B3: EGIE3, ADR: EGIEY - announces earnings for the Third Quarter and nine-month period ending September 30, 2019 (3Q19, 9M19). The information in this release is shown on a consolidated basis and in accordance with Brazilian accounting principles and practices. The values are expressed in Brazilian Reais (R\$), except where otherwise indicated.



For Immediate Release

Additional Information:

Eduardo Sattamini
Chief Executive and Investor Relations Officer
eduardo.sattamini@engie.com

Rafael Bósio
IR Manager
rafael.bosio@engie.com
Tel.: +55 48 3221-7225

i.BREnergia@engie.com



Conference call and webcast:

On 11/6/2019 at 9:00 a.m. (EDT): in Portuguese (simultaneous translation into English).

Further details on Upcoming Events section, available on page 27.

Visit our Website

www.engie.com.br/investidores

Summary of Financial and Operational Indicators

ENGIE Brasil Energia - Consolidated

(In millions of R\$)	3Q19	3Q18	Chg.	9M19	9M18	Chg.
Net Operating Revenue (NOR)	2,494.1	2,488.6	0.2%	7,009.4	6,492.5	8.0%
Results from Operations (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 / NOR - (%)⁽¹⁾	63.4	41.0	22.4 p.p.	54.9	50.6	4.3 p.p.
Net Income	742.7	475.4	56.2%	1,693.6	1,553.8	9.0%
Return On Equity (ROE)⁽²⁾	32.4	34.1	-1.7 p.p.	32.4	34.1	-1.7 p.p.
Return On Invested Capital (ROIC)⁽³⁾	19.6	25.4	-5.8 p.p.	19.6	25.4	-5.8 p.p.
Net Debt⁽⁴⁾	11,229.4	6,567.1	71.0%	11,229.4	6,567.1	71.0%
Gross Power Production (avg MW)⁽⁵⁾	5,210	4,421	17.8%	4,977	4,159	19.7%
Energy Sold (avg MW)⁽⁶⁾	4,551	4,127	10.3%	4,256	4,112	3.5%
Average Net Sales Price (R\$/MWh)⁽⁷⁾	189.24	181.89	4.0%	189.06	180.16	4.9%
Number of Employees - Total	1,433	1,264	13.4%	1,433	1,264	13.4%
EBE Employees	1,403	1,216	15.4%	1,403	1,216	15.4%
Employees on Under Construction Plants	30	48	-37.5%	30	48	-37.5%

¹ Ebitda: net income + income tax and social contribution + financial result + depreciation and amortization.

² ROE: net average equity for the past 4 quarters /shareholders' equity.

³ ROIC: effective tax rate x EBIT / invested capital (invested capital: debt - cash and cash equivalents - deposits earmarked for debt servicing + SE).

⁴ Adjusted amount, net of gains from hedge operations.

⁵ Total gross electricity output from the plants operated by ENGIE Brasil Energia.

⁶ Disregarding sales for quota regime (Jaguara and Miranda HPPs).

⁷ Net of taxes, exports and trading operations.



MESSAGE FROM THE MANAGEMENT

The third quarter 2019 (3Q19) proceeded according to plan, results benefiting from recent expansion in installed capacity with the entry into commercial operations of the Wind Complexes Campo Largo – Phase I and Umburanas – Phase I and the Pampa Sul Thermoelectric Power Plant in the past 12 months. The Company also recorded TAG's first full quarter's contribution to Ebitda – a positive one.

The contribution from the three new plants to Ebitda was approximately R\$ 166.6 million, representing 10.5% of the amount of this account recorded for 3Q19. In the period, we also booked the positive impact of R\$ 321.0 million, relating to the execution of a guarantee due to late delivery of Pampa Sul TPP. These positive effects, combined with the results of the Company's portfolio management and operating costs reduction by 10.2%, ramped up our Ebitda by 55.1% to R\$ 1.6 billion compared to 3Q18. Even if the effect of the execution of the guarantee is excluded, our Ebitda would have risen around 25% year-on-year.

On the back of these results we remain confident as to future prospects and continue to pursue our planned strategy.

In 3Q19, we began work on the Campo Largo Wind Complex – Phase II (BA), an investment estimated at R\$ 1.6 billion with the first generator units expected to be commercially operational early in 2021. After going into commercial operations with a total of 11 wind farms comprising 86 x 4.2 MW wind turbines, Campo Largo II will be the largest wind complex in the Company with an installed output of 361.2 MW. The electricity generated from the complex will all be sold on the free market. In other words, we are building this wind complex with no prior sale of energy via federal government auctions although worthy of note is that we have more than one hundred signed free market agreements guaranteeing the project's feasibility.

In the transmission segment as well, we are able to report important progress in the Gralha Azul Transmission System project involving the construction of about a thousand kilometers of transmission line in the state of Paraná. In August, the state environmental protection agency (*Instituto Ambiental do Paraná - IAP*) issued an installation license for the Ponta Grossa Substation, forming the core of the operation and from which the 230 kV and 525 kV lines will emanate to connect up with the remaining substations. EBE's investment will be approximately R\$ 1.7 billion in the project incorporating fifteen transmission lines, five new substations and an enhanced capacity in a further five that are already operational.

In August, we successfully concluded the issue of debentures for a total of R\$ 1.6 billion. The operation was contracted at the lowest all-in cost obtained by EBE for a public offering of debentures. Resources will be allocated for reimbursement of expenditures, expenses or debt related to generation assets among them the Assú V Photovoltaic Plant, the Umburanas Wind Complex and the Jaguara and Miranda Hydroelectric Power Plants.

Worthy of note is the Net Debt/Ebitda ratio which fell from 2.6x in 2Q19 to 2.3x in 3Q19 as forecasted. Despite the inclusion of the loan agreement with the Brazilian Development Bank (BNDES) in October 2019 of R\$ 1.26 billion for the Umburanas Wind Complex, leverage is expected to continue well balanced. Our focus continues to be on maintaining an efficient and disciplined capital structure permitting the Company to execute its long-term strategic growth plans.

The market has been recognizing our trajectory and transformation. We were elected "Company of the Year" by *Época NEGÓCIOS 360º* magazine in an evaluation which sweeps up the criteria of financial dimensions, people, innovation, sustainability, vision of the future and corporate governance. And it is thanks to this combination of factors that we are well positioned to lead the energy transition both in Brazil and the world.

“(...) When it goes into commercial operations at the end of 2020, Campo Largo II will see ENGIE exceeding the 1 GW of installed wind power capacity in Brazil. A milestone for the Company which is collaborating effectively in the domestic energy transition process and reinforcing our strategy of growing in renewable energy.”



Eduardo Antonio Gori Sattamini
Chief Executive and Investor Relations Officer

BREAKDOWN OF ASSETS

Energy Generation Assets

ENGIE Brasil Energia is part of the largest independent power producer group in the country and, at the end of the 3Q19 had 8,710.5 MW of installed capacity and operates a generating complex with 10,431.2 MW, comprised of 60 plants (11 hydro, four thermal and 45 complementary energy source plants — biomass, SHP, wind powered and solar), 56 of which are wholly-owned by the Company and four (the Itá, Machadinho and Estreito Hydro Power Plants and the biomass-fired Ibitiúva Bioenergética co-generation plant) jointly-owned through consortia with other companies.

ENGIE Brasil Energia's Generating Complex – in September 30, 2019

Power Plants	Source	Location	Installed Capacity (MW)		Concession/ Authorization original term expiration date	Assured energy (aMW) Company's Share
			Total	Company's Share		
Itá	Hydro	Uruguay River (SC and RS)	1,450.0	1,126.9	Oct/30	564.7
Salto Santiago	Hydro	Iguazu River (PR)	1,420.0	1,420.0	Sep/28	733.3
Machadinho	Hydro	Uruguay River (SC and RS)	1,140.0	403.9	Jul/32	165.3
Estreito	Hydro	Tocantins River (TO/MA)	1,087.0	435.6	Nov/37	256.9
Salto Osório	Hydro	Iguazu River (PR)	1,078.0	1,078.0	Sep/28	502.6
Cana Brava	Hydro	Tocantins River (GO)	450.0	450.0	Aug/33	260.8
Jaguara	Hydro	Grande River (MG)	424.0	424.0	Dec/47	341.0
Miranda	Hydro	Araguari River (MG)	408.0	408.0	Dec/47	198.2
São Salvador	Hydro	Tocantins River (TO)	243.2	243.2	Apr/37	148.2
Passo Fundo	Hydro	Passo Fundo River (RS)	226.0	226.0	Sep/28	113.1
Ponte de Pedra	Hydro	Correntes River (MT)	176.1	176.1	Sep/34	133.6
Total - Hydro			8,102.3	6,391.7		3,417.7
Jorge Lacerda Complex ¹	Thermal	Capivari de Baixo (SC)	857.0	857.0	Sep/28	649.9
Pampa Sul	Thermal	Candiota (RS)	345.0	345.0	Mar/50	323.5
Total - Thermal			1,202.0	1,202.0		973.4
Umburanas Complex ²	Wind Farm	Umburanas (BA)	360.0	360.0	Aug/49	213.3
Campo Largo Complex ³	Wind Farm	Umburanas (BA)	326.7	326.7	Jul/50	169.6
Trairi Complex ⁴	Wind Farm	Trairi (CE)	212.6	212.6	Sep/41	102.3
Ferrari	Biomass	Pirassununga (SP)	80.5	80.5	Jun/42	35.6
Ibitiúva Bioenergética	Biomass	Pitangueiras (SP)	33.0	22.9	Apr/30	13.9
Assú V	Solar	Assú (RN)	30.0	30.0	Jun/51	9.2
Lages	Biomass	Lages (SC)	28.0	28.0	Oct/32	14.6
Rondonópolis	SHP	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26.6	26.6	Dec/32	14.0
José Gelazio da Rocha	SHP	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24.4	24.4	Dec/32	11.9
Nova Aurora	Solar	Tubarão (SC)	3.0	3.0	not applicable ⁵	0.0
Tubarão	Wind Farm	Tubarão (SC)	2.1	2.1	not applicable ⁵	0.0
Total - Complementary			1,126.9	1,116.8		584.4
Total			10,431.2	8,710.5		4,975.5

¹ Complex comprised of three power plants.

² Complex comprised of 18 power plants.

³ Complex comprised of 11 power plants.

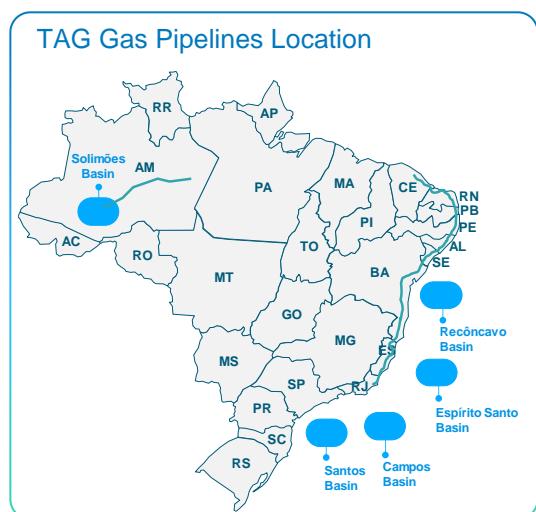
⁴ Complex comprised of 8 power plants.

⁵ For generating plants with installed capacity lower than or equal to 5 MW the legal instrument applicable is the record.

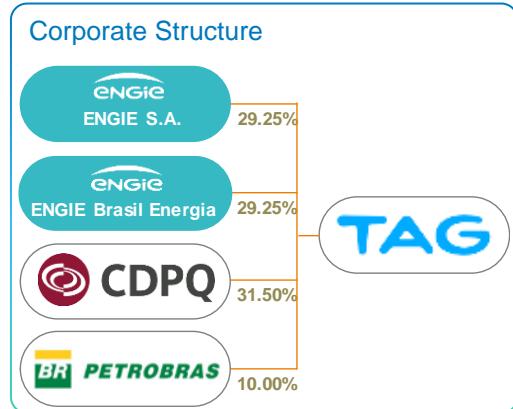
Gas Transportation Assets

In September 2019, unanimous approval was given to the incorporation of Aliança Transportadora de Gás Participações S.A. (Aliança) by Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG). Consequently, Aliança was extinguished and succeeded by TAG with respect to all rights and obligations.

TAG is the largest natural gas transportation operation in Brazil, with an infrastructure of 4,500 km of high pressure gas pipelines extending along the country's southeastern and northeastern seaboards as well as a further section of line between Urucu and Manaus, in the state of Amazonas.



The gas pipeline network has several interconnection points, among them, 10 gas distributors, 13 active gas entry points (including two Liquified Natural Gas (LNG) terminals) and a further 90 gas exit points as well as 11 compressor stations for supplying refineries, fertilizer plants and thermoelectric power plants.



EBE's presence into the natural gas segment in Brazil and is in line with the Group's global strategy of being a leader in the energy transition. This requires large scale and sophisticated infrastructure such as TAG's gas pipelines, contributing to the diversification and decarbonization of the Brazilian energy mix.

TAG is significantly contracted (~98%) over the medium and long terms through long-term agreements with Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras).

Contracts Breakdown

Gas Pipelines	Size (km)	Contract Maturity	Authorization Term Expiration Date	Volumes Contracted (MM m³/day)	% Projected of Net Operating Revenue*
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	Under negotiation	mar-39	0.7	0.0%
Total	4,475.0			73.9	100.0%

* Differences in the representativity of revenues between contracts may occur.

Distributed Solar Generation

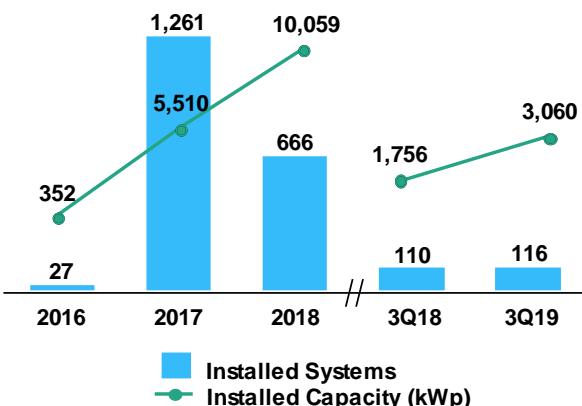
ENGIE Geração Solar Distribuída. The Company has operated in the distributed generation market since 2016 through ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), the acquisition of the total capital stock of which being concluded in August 2018. The increased investment in the distributed solar energy segment is one of the ways the Company reaffirms its commitment to operations in the segment and contributes to a more dynamic energy matrix, one closer to the end consumer.

An initiative of the Federation of Industries for the states of Santa Catarina, Mato Grosso and Rio Grande do Sul, the Solar Industry Program posted 2,870 enrollments in the residential category and 1,001 in the industrial segment in the three states. The Program is currently at a phase of renegotiation, reevaluating its portfolio of products and prices with a view to increasing competitiveness. Similarly, the Unicred Solar and Credifoz Solar programs – both of them with regional cooperatives – amounted 220 consumers enrolled in the first six months of this year, are both undertaking a reevaluation in the light of the cooperatives' internal operational policies which no longer permit exclusivity of operations.



System installed by EGSD.

Number of systems and installed capacity



The B2B (business-to-business) segment strengthens the Company's relationship with large companies, responsible for projects involving larger installed capacity and accounting for 93.7% of the commercialized capacity in the nine months of 2019. Out of this total, 2.2 MWp were sold in the North region, corresponding to 7.3% of capacity sold in the segment and illustrating the Company's progress in penetrating other areas of the country.

In 3Q19, 116 systems were deployed with an installed capacity of 3,060.0 kWp, an increase of 74.3% compared with 3Q18, when installed capacity was 1,756.0 kWp corresponding to 110 systems. Since the outset of its operations, ENGIE Geração Solar Distribuída has installed 2,315 systems with an installed capacity of 31,332.5 kWp across 17 states of the country.

Expansion

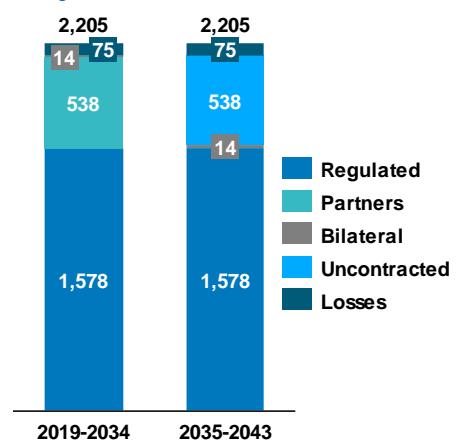


Jirau. Energia Sustentável do Brasil (ESBR), is responsible for the maintenance, operation and sale of energy generated by the Jirau Hydroelectric Power Plant, located in the Madeira River, in the city of Porto Velho, state of Rondônia.

Since November 2016, Jirau HPP has 50 generating units in operation, representing a total installed capacity of 3,750 MW. The plant was unveiled on December 16, 2016.

ESBR PPA's Portfolio

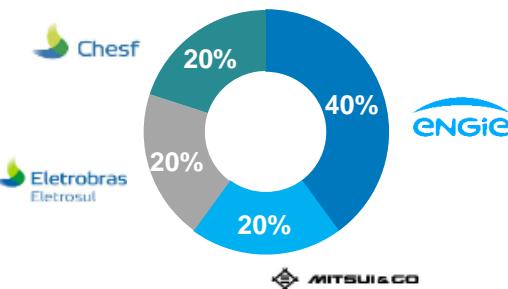
Average MW



In May 2017, ENGIE Brasil Participações (EBP) announced the engagement of Banco Itaú BBA S.A. to provide financial advisory services for an economic-financial study for the preparation of a proposal for the eventual transfer to ENGIE Brasil Energia (EBE) of EBP's stakes of 40% in ESBR Participações S.A. (ESBRpar) – holder of 100% of the capital stock of ESBR – and the 100% participation in Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda. The transfer assessment has put on hold, awaiting more favorable conditions for the discussions to resume.

In 3Q19, the plant generated 765.9 average MW, 11.4% higher than the 687.8 average MW for 3Q18, while the National Electrical System Operator Uptime Ratio (FID) was 99.7% (data subject to final Electric Energy Trade Board (CCEE) booking).

ESBR – Corporate Structure





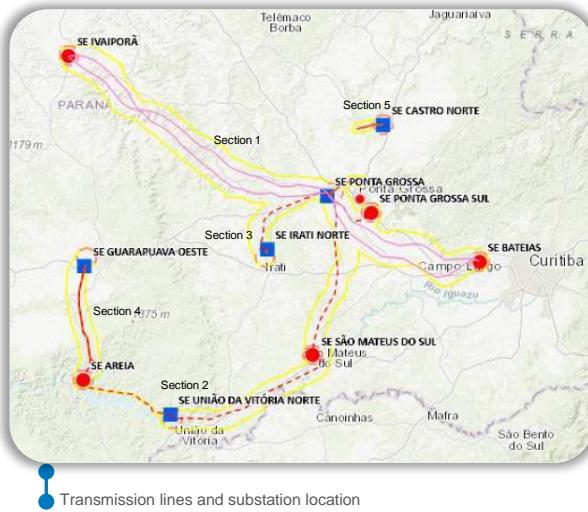
Gralha Azul Transmission System. On December 15, 2017, the Company made a successful bid for Lot 1 of Aneel Transmission Auction 02 for a stretch of about 1,000 kilometers in the State of Paraná (PR), marking EBE's debut into the energy transmission sector in Brazil. The project also includes the installation of five new substations and expansion of another five existing ones.

The concession term for the public utility transmission service, including the licensing, the construction, assembly and the operation and maintenance of the transmission line installations will be 30 years as from signature date of the concession agreement.

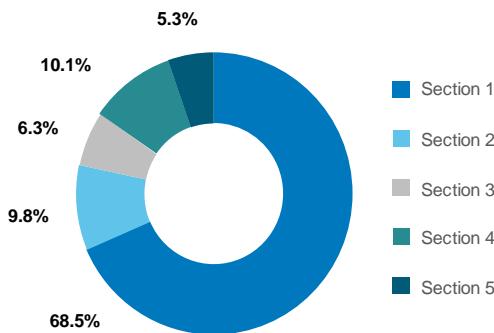
The expiry date by which time the transmission line must be operational is March 9, 2023. However, EBE will reduce this lead time for installing the operation by at least 12 months. In addition, its plan is to reduce the Aneel investment forecast by about 15%.

Lot	Location	Contracted RAP (R\$ million)	Estimated Capex (R\$ million)*
1	Paraná (PR)	231.7	1,700.0
Total		231.7	1,700.0

Value as of December 2017



Part of the Annual Allowed Revenue (RAP) (%)



Implementation of the executive project continues while topographic and drilling activities are almost concluded. The subcontractors for the principal equipment have been selected and key agreements already signed.

As far as licensing is concerned, all environmental studies have already been filed with the Environmental Protection Agency (*Instituto Ambiental do Paraná - IAP*) with all the necessary inspections and public hearings for licensing transmission lines and related substations completed. Preliminary licences have already been issued for three of the seven Gralha Azul Project's licensing groups in addition to the installation license for the Ponta Grossa substation. Archeological studies continue to proceed, agreement having been obtained for the issue of preliminary licenses as well as some installation licenses. Construction work has also begun with the mobilization of work teams and the beginning of earth movement in readiness for construction work on the Ponta Grossa substation to begin.

As to the land rights issue, about 95% of the properties involved have already been negotiated, approximately 70% of them on an amicable basis and 30% submitted for court rulings on actions involving the institution of rights of way. Already underway are procedures for payment of indemnities, the inclusion of rights of way on property deeds and legal action where amicable agreement has not been possible.

Project under Construction

Power plants	Source	Location	Installed Capacity (MW)		Concession/Authorization original term expiration date	Assured energy (aMW) Company's Share
			Total	Company's Share		
Campo Largo Complex - Phase II	Wind Farm	Umburanas and Sento Sé (BA)	361.2	361.2	-	202.6
Total			361.2	361.2		202.6

Campo Largo Wind Complex – Bahia (Phase II).

Activities are underway to implement the Campo Largo Wind Complex – Phase II, located in the municipalities of Umburanas and Sento Sé, approximately 420 km distant from the state capital, Salvador. **Phase II represents 361.2 MW of installed capacity** and 202.6 average MW of assured energy with investments of about R\$ 1.6 billion. Operations are scheduled to complete early in 2021.



Execution of the 230kV substation's foundations

The Project will enjoy the benefits of the synergies with existing structures such as the substation and transmission line, installed by the Company to support both the Campo Largo – Phase I and Umburanas – Phase I wind complexes with a total of 686.7 MW of installed capacity. With the installation of the second phase of Campo Largo, EBE's total installed wind capacity will surpass the mark of 1 gigawatt (GW) in the region. Power output from Campo Largo – Phase II will be sold entirely in the Free Contracting Environment (ACL).

During the third quarter 2019, work on the wind complex began with the execution of new accesses to areas where the wind turbines are to be installed together with brush clearance to make way for the interconnection networks as well as civil work for expanding the collector substation. The executive projects and the manufacture of the principal equipment for the collector substation are also pending completion.

All the installation licenses for the eleven wind farms comprising the project have been obtained allowing all aspects of the construction to proceed accordingly.

Projects under Development

Power plants	Source	Location	Installed Capacity (MW)	
			Total	Company's Share
Santo Agostinho Complex	Wind Farm	Lajes and Pedro Avelino (RN)	800.0	800.0
Norte Catarinense	Thermal	Garuva (SC)	600.0	600.0
Umburanas Complex - Phase II	Wind Farm	Umburanas (BA)	300.0	300.0
Campo Largo Complex - Phase III	Wind Farm	Umburanas e Sento Sé (BA)	250.0	250.0
Assú - Plants 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



Santo Agostinho Wind Complex – Rio Grande do Norte. The Complex is made up of 24 Specific Purpose Companies (SPEs), each one responsible for the development of a wind generation project. All the projects will be located in the municipalities of Lajes and Pedro Avelino, about 120 km from the city of Natal, the capital of the State of Rio Grande do Norte. In June 2016, the State of Rio Grande do Norte's environmental protection agency, the Environmental and Sustainable Development Institute (Idema), declared the project to be environmentally viable. The project now has all the documentation necessary to participate in the energy auctions, including the A-6 auction to be held this year. The increase of the nominal capacity of the wind turbines allowed the revision of its **total installed capacity to 800 MW**.



Norte Catarinense Thermoelectric Power Plant – Santa Catarina.

The Company is developing a project for the construction of a natural gas-fired combined cycle thermoelectric power plant in the city of Garuva, in the north of the State of Santa Catarina. **The Norte Catarinense TPP will have an installed capacity of approximately 600 MW.** The project has a preliminary environmental license and the Company is evaluating alternatives for the secure supply of natural gas for eventual participation future electric energy auctions.



3D images from the Norte Catarinense TPP project



Umburanas Wind Complex – Bahia (Phase II). The environmental licensing for the Second Phase has been issued with energy under this second phase to be harnessed by EBE in due course alongside the Campo Largo Wind Complex, thus maximizing synergies during implementation and subsequent commercial operations. The project now has all the documentation necessary to participate in the energy auctions, including the A-6 auction to be held this year.

Like the Santo Agostinho Complex, Umburanas II also had the nominal capacity of the wind turbines revised, passing its **total installed capacity to 300 MW**.



Campo Largo Wind Complex – Bahia (Phase III). The Company intends to add about **250 MW of installed capacity** to the Campo Largo Wind Complex with the development of its third phase. The project is in the environmental licensing process, regularizing land aspects and will be further developed by EBE next to Phases 1 and 2 of Campo Largo Wind Complex, capturing synergies especially during the commercial operation.



Assú Photovoltaic Complex. Located in the Municipality of Assú, State of Rio Grande do Norte, the Complex will have a **total installed capacity of approximately 150 MW**, consisting of five projects, among them Assú V. Assú V went into commercial operations in December 2017. The other solar energy plants under development are also qualified to participate in opportunities in both free and regulated markets.



Alvorada Photovoltaic Complex. ENGIE Brasil Energia has acquired a site in the State of Bahia, – a region with potential for generating solar energy – for the development of three projects comprising the **Alvorada Photovoltaic Complex**. The projects, which **will have a total installed capacity of 90 MW**. The projects are at the development phase and qualify to participate in opportunities in both the free and regulated markets.

Besides the abovementioned projects, the Company is also examining the potential for photovoltaic solar energy generation in areas where it is installing its wind farms. In addition, it is also analyzing partnerships which could accelerate the development of this energy source in line with the process of energy transition which is taking place at world level.

OPERATING PERFORMANCE

Energy Generator Park Uptime Operating

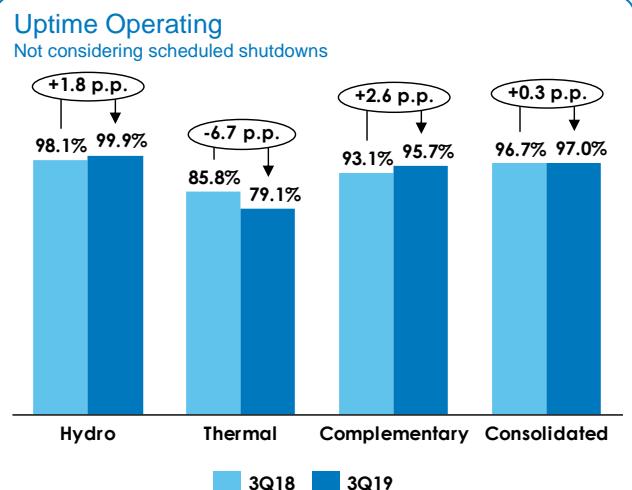
The plants operated by ENGIE Brasil Energia reported uptime working of **97.0% in 3Q19, ignoring scheduled stoppages**: 99.9% for the hydroelectric plants, 79.1% for the thermoelectric plants and 95.7% with respect to the plants fired from complementary energy sources, namely SHPs, biomass, wind and photovoltaics.

If all **scheduled shutdowns are taken into account**, the aggregate uptime in the 3Q19 was 86.9%: 88.2% for the hydroelectric plants, 72.4% for the thermoelectric and 93.4% for plants operating with complementary energy sources.

As a result of programmed maintenance shutdowns, global uptime ratios for 3Q19 were 1.9% below those verified for the same period in 2018. Hydroelectric plant uptime saw a reduction of 1.9% in the quarter due to modernizing work on the Number 5 Generator Unit at the Salto Osório Hydroelectric Power Plant and ongoing repair work at generator units numbers 1 and 2 at the Jaguara Hydroelectric Power Plant.

There was a reduction in the uptime ratio of the thermoelectric power plants, 3.6% lower compared to 3Q18 due to the operational start-up cycle at Pampa Sul which experienced unscheduled stoppages characteristic of initial plant operations.

Conversely, at the complementary plants, there was a 3.6% increase in uptime ratios compared with 3Q18, due to greater uptime availability of the Company's wind farms and largely a reflection of the entry into commercial operation of the Campo Largo – Phase I and Umburanas – Phase I Wind Complexes.



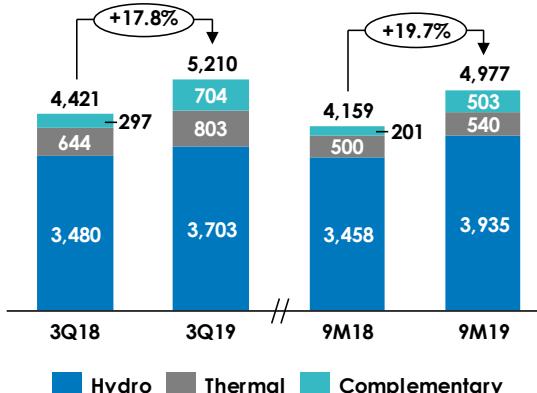
Energy Production

Electricity output from plants operated by ENGIE Brasil Energia was 11,503 GWh (5,210 average MW) in 3Q19. This result is **17.8% higher** than production for 3Q18. Total output breaks down as follows: hydroelectric plants, 8,175 GWh (3,703 average MW), thermoelectric plants 1,772 GWh (803 average MW) and the complementary sourced units 1,555 GWh (704 average MW). Results point to, respectively, increases of 6.4%, 24.7% and 137.2% on the hydro, termoelectric and complementary energy sources in relation to 3Q18.

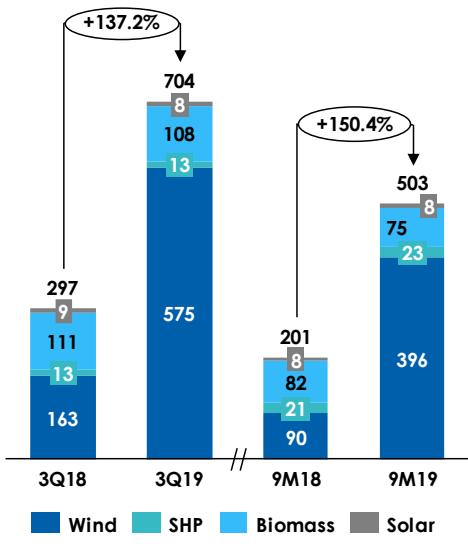
The increase in total generation from the Company's hydroelectric plants on a 3Q19 x 3Q18 comparative basis is principally due to the more favorable hydrological conditions in 3Q19 in the hydrographic basins where the EBE's plants are located.

The increase in the supply of hydroelectricity combined with the entry into operation of new plants as well as the small increase of 0.4% in the overall load in the National Interconnected System (SIN), were the main

Generation
Average MW



Generation by Complementary Source
Average MW



drivers contributing to the reduction in the Marginal Cost of Operations (CMO) consequently scaling down the need for full load dispatch from the Jorge Lacerda Thermolectric Complex. Conversely, thermal generation from ENGIE Brasil Energia's generator complex in 3Q19 was significantly greater than 3Q18 due to the entry into commercial operations of Pampa Sul TPP, which added 214 average MW to overall capacity.

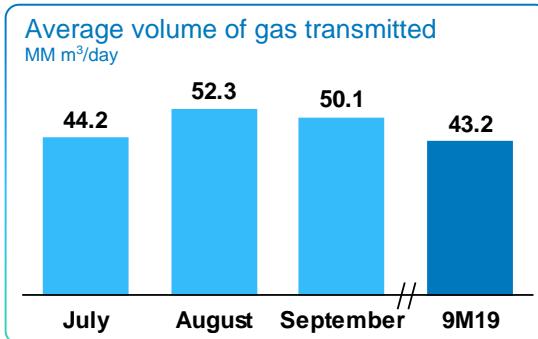
Meanwhile, the major increase in generation from the complementary plants is due to the beginning of commercial operations at Campo Largo – Phase I and Umburanas – Phase I Wind Complexes.

In this context, it is worth pointing out that an increase in the Company's hydroelectric generation does not necessarily reflect an improvement in economic-financial performance. Conversely, a reduction in this type of generation does not inevitably imply a deterioration in economic-financial performance due to the adoption of the Energy Reallocation Mechanism (MRE), which defrays the risks of hydro generation among its participants.

As to the Company's thermal generation, its increase might reduce (as a function of the Company's level of contracting) exposure to the Price for the Settlement of Differences (PLD), the opposite being the case when there is a decrease, all other variables being equal.

Gas Transportation

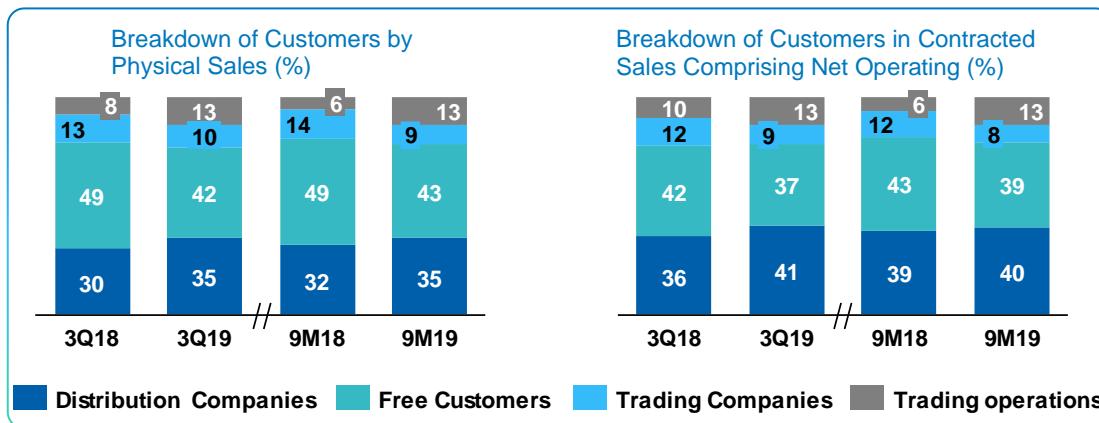
The third quarter was the first period in which Transportadora Associada de Gas's (TAG) operations were conducted under new management. In this period, the average volume of gas transmitted was 48.9 million m³/day.



Electric Energy Sales Portfolio

In 3Q19, the free consumer share of the Company's portfolio was 41.6% of total physical sales and 37.0% of the total net operating revenue (except CCEE and other revenues), decreases of 7.5 p.p. and 4.9 p.p., respectively in relation to the same quarter in 2018.

The reduction in the share of free market transactions was due to the start of supplies under the Regulated Contracting Environment (ACR) from the Ferrari and Pampa Sul thermoelectric power plants and from the Campo Largo I, Umburanas I and Trairí wind complexes when comparing quarters.



Commercialization Strategy of Electric Energy

The Company pursues a commercial strategy of gradual sales of future energy availability for any given year as a means of mitigating the risk of exposure to spot prices (Price for Settlement of Differences — PLD) for that particular year. Electric energy sales are made during windows of opportunity that open when the market shows a greater buying propensity. ENGIE Brasil Energia's energy balance based on proprietary commercial capacity and power purchasing agreements outstanding as at **September 30, 2019** is as follows:

Energy Balance

(Average MW)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Auction	Reference	Gross Price	Net Price of
							Gross Price (R\$/MWh)	Date	Adjusted (R\$/MWh)	PIS/COFINS/P&D (R\$/MWh)
Own Resources	4,536	4,707	4,857	4,914	4,910	4,911				
+ Purchases for Resale	1,551	1,042	591	443	368	184				
= Total Resources (A)	6,087	5,749	5,448	5,357	5,278	5,095				
Government Auction Sales ¹	1,962	2,011	2,011	2,011	2,011	2,006				
2005-NE-2010-30	200	200	200	200	200	200	115.1	Dec-05	235.4	211.5
2006-NE-2009-30	493	493	493	493	493	493	128.4	Jun-06	258.5	232.3
2006-NE-2011-30	148	148	148	148	148	148	135.0	Nov-06	269.6	242.2
2007-NE-2012-30	256	256	256	256	256	256	126.6	Oct-07	242.6	218.0
2014-EE-2014-06	90	-	-	-	-	-	270.7	May-14	359.2	322.7
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147.8	Jun-04	286.6	276.2
1st Reserve Energy Auction	14	12	12	12	12	12	158.1	Aug-08	284.7	274.3
Auction Mix (New Energy / Reserve / DG)	17	14	14	14	14	9	-	-	266.1	256.4
2014-NE-2019-25	151	295	295	295	295	295	183.5	Mar-14	248.3	223.1
2014-NE-2019-25	10	10	10	10	10	10	206.2	Nov-14	261.0	251.5
2014-NE-2019-20	83	83	83	83	83	83	139.3	Nov-14	176.4	160.1
2015-NE-2018-20	46	46	46	46	46	46	188.5	Aug-15	223.5	202.8
8th Reserve Energy Auction	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
Government Auction - Quotas regime										
2018 - Quotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	Jul-17	148.8	142.0
2018 - Quotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	Jul-17	167.8	160.1
+ Bilateral Sales	3,450	3,269	2,936	2,533	1,844	1,091				
= Total Sales (B)	5,412	5,280	4,947	4,544	3,855	3,097				
Balance (A - B)	675	469	501	813	1,423	1,998				
Sales average net price (R\$/MWh) ^{2, 3} :	188.9	188.9	188.0							
Purchases average net price (R\$/MWh) ⁴ :	180.2	173.1	176.4							

¹ XXXX-YY-WWW-ZZ, where:

XXXX → year of auction

YY → EE = existing energy or NE = new energy

WWWW → year of delivery start

ZZ → supply contract duration (in years)

² Sales price, including trading operations, is net of ICMS and taxes over revenue (PIS/Cofins, R&D), i.e. future inflation is not considered.

³ Desconsidering sales for quota regime (Jaguara and Miranda HPPs).

⁴ Purchase net price, considering trading operations and benefits from PIS/Cofins credits, i.e. future inflation is not considered.

Notes:

- The balance refers to the settlement point (net of losses of internal consumption of the plant).
- The average prices are considered simply estimates and are based on financial planning revisions, not capturing volume changes, which are updated quarterly.
- Aneel agreed to the renegotiation of the hydrological risk with respect to the Company's agreements negotiated through the Regulated Contracting Environment (ACR). Additional information can be found in the financial statements of 2015.

ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

Net Operating Revenue

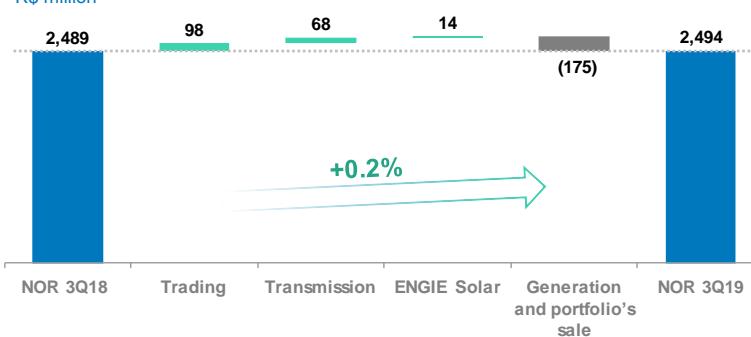
In 3Q19, net operating revenue recorded an increase of 0.2% (R\$ 5.5 million) compared with 3Q18, rising from R\$ 2,488.6 million to R\$ 2,494.1 million. This variation was mainly a reflection of the following factors: (i) R\$ 175.2 million (7.6%) decrease in the energy generation and sales from the Company's portfolio segments', largely driven by decrease in (i.i) transactions executed through the short-term market amounting to R\$ 412.2 million; and (i.ii) other revenues in the amount of R\$ 15.1 million, with respect to the recomposition of revenue obtained from business interruption indemnification in the light of events at the Passo Fundo and São Salvador Hidroelectric Power Plants and a contractual fine for downtime at the Santa Mônica Wind Complex wind farms, put through the accounts in 3Q18. These effects were partially attenuated by: (i.iii) R\$ 214.8 million due to the larger amounts of energy sold; (i.iv) R\$ 29.0 million corresponding to the increase in net average selling price; (i.v) R\$ 6.6 million from an increase in remuneration of financial assets relative to payment for the concessions' grant at the Jaguara and Miranda hydroelectric power plants; and (i.vi) R\$ 2.2 million increase from growth in Generation Asset Management (GAG) revenue at Jaguara and Miranda; (ii) R\$ 98.1 million increase due to energy trading operations; (iii) R\$ 68.4 million revenue from the transmission segment; and (iv) R\$ 14.2 million of growth in revenue from sales and installation of photovoltaic solar panels.

Increases recorded under items (i.iii) and (i.iv), R\$ 227.6 million reflects the increase in volume and price of energy from Pampa Sul Thermolectric Power Plant ("Pampa Sul"), the Campo Largo – Phase I Wind Complex ("Campo Largo") and the Umburanas – Phase I Wind Complex ("Umburanas"), commercial operations beginning June 28, 2019, in the second half of 2018 and in the first four months of 2019, respectively.

Excluding the effects relating to Pampa Sul, Campo Largo and Umburanas as well as the transaction mentioned in item (i.ii), net operating revenue from the generation and sale of electricity from the Company's portfolio segments' fell R\$ 387.7 million (17.2%), in relation to the 3Q18.

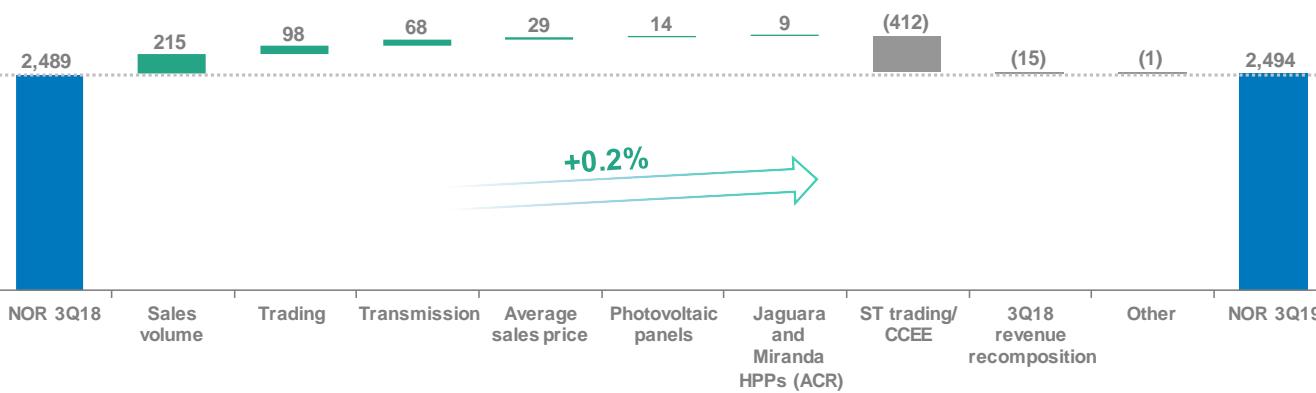
Net Operating Revenue per Segment

R\$ million



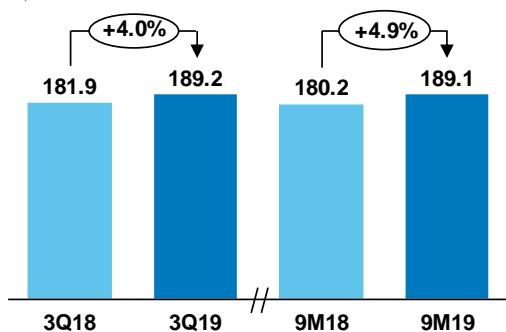
Net Operating Revenue Change

R\$ million



Net Average Selling Price*

R\$/MWh



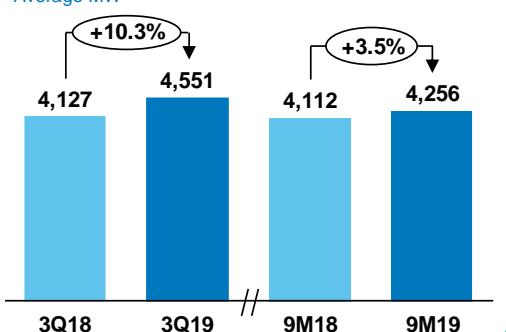
* Net of taxes, exports and trading operations.

Net Average Selling Price

The average energy selling price, net of revenue charges reached R\$ 189.24/MWh in 3Q19, 4.0% greater than in 3Q18, when the average selling price was R\$ 181.89/MWh. These prices exclude energy trading operations which the Company began in January 2018 and are shown below under a specific heading. Price increases were largely driven by monetary restatement of current agreements, albeit this partially attenuated by the lower average price pertaining in the Regulated Contracting Environment (ACR), supplies beginning in 1Q19.

Sales Volume

Average MW



Sales Volume

Volumes of contracted energy sold under agreements increased from 9,113 GWh (4,127 average MW) in 3Q18 to 10,048 GWh (4,551 average MW) in 3Q19, a rise of 935 GWh (424 average MW), or 10.3%, between comparative periods. These volumes do not include energy trading operations which are described below under a specific heading.

The increase in sales volume is largely a result of the stronger sales to distributors through fresh agreements effective 1Q19 arising from the new energy auctions, and the entry into commercial operations of Pampa Sul at the end 2Q19, partially compensated by the reduction in consumption on the part of free clients.

Comments on Variation in Net Operating Revenue

Generation and Sales of Energy from the Portfolio

Revenue from Sale of Electric Energy

- Distribution Companies:

Revenue from sales to distributors reached R\$ 900.3 million in 3Q19, R\$ 238.5 million (36.0%) higher than R\$ 661.8 million reported in 3Q18. The variation was caused by the following factors: (i) R\$ 243.0 million — increase of 1,103 GWh (500 average MW) in sales volume; and (ii) R\$ 4.5 million — a reduction of 0.7% in net average selling price.

The increase in sales volume is due largely to the start of supplies under the new energy auctions from the Ferrari Thermoelectric Power Plant; from wind farms pertaining to the Campo Largo, Umburanas and Trairí Wind Complexes, which have been feeding their energy into the regulated market since 1Q19; and from Pampa Sul Thermoelectric Power Plant where startup in commercial operations began on June 28, 2019. The decrease in prices is due to the lower average prices of the above mentioned auctions, supply as a result of which was activated in 1Q19. Lower prices were partially offset by monetary restatement of current agreements.

- Trading Companies:

In 3Q19, revenue from sales to traders was R\$ 192.2 million, R\$ 30.4 million (13.7%) lower than reported in 3Q18, which was R\$ 222.6 million. This reduction resulted from the combination of the following aspects: (i) R\$ 18.1 million — decrease of 107 GWh (49 average MW) in energy sales volume; and (ii) R\$ 12.3 million — a decrease of 5.5% net average selling price.

The decrease in volumes between periods in question was mainly due to the migration of industrial clients — which had been buying energy through the traders — to the free consumer category, partially offset by increased consumption on the part of industrial customers that purchase energy through trading companies. The reduction in price was principally due to the expiry of agreements at higher average prices than those of the new agreements replacing them or existing agreements.

- **Free Consumers:**

Revenue of sales to free consumers increased by R\$ 35.7 million (4.6%) between quarters under analysis from R\$ 773.0 million in 3Q18 to R\$ 808.7 million in 3Q19. The following events contributed to this variation: (i) R\$ 45.8 million — a growth of 5.9% in the net average energy selling price; and (ii) R\$ 10.1 million — a reduction of 61 GWh (27 average MW) in energy sales volume.

The higher price is largely due to the monetary restatement of maturing agreements. The reduction in energy sales volume is a function of lower consumption on the part of clients in relation to contracted volume, but partially attenuated by the increase in sales volume to industrial clients some of which migrated from trading to a free consumer category.

- **Transactions in the Short-term Energy Market**

In 3Q19, revenue from transactions in the short-term market was R\$ 94.8 million, while in 3Q18 revenue from this same source was R\$ 507.0 million, representing a reduction of R\$ 412.2 million (81.3%) between the compared quarters. These amounts exclude transactions in the short-term market involving trading operations, details of which are shown under a separate heading below. A more detailed explanation of these short-term operations is to be found in the item below “Details of Short-Term Operations”.

- **Remuneration of Concession Financial Assets**

The financial assets of concessions represent the present value of future cash flows of the portion of energy from the Jaguara and Miranda Hydroelectric Power Plants transacted through the Regulatory Contracting Environment (ACR) and equivalent to 70% of the plants' physical guarantee. These assets are remunerated at the internal rate of return and according to the variation in the Amplified Consumer Price Index (IPCA).

Remuneration from the financial assets of concessions increased from R\$ 80.2 million in 3Q18 to R\$ 86.8 million in 3Q19. The increase of R\$ 6.6 million (8.2%) is a reflection largely of the growth in average balance between 3Q18 and 3Q19, partially attenuated by the reduction in fluctuation of the IPCA between the quarters under comparison.

- **Revenue from Services Rendered**

In the case of the Jaguara and Miranda Hydroelectric Power Plants for energy sold through the ACR, also as part of the Annual Generation Revenue (RAG), the companies receive a tranche under the Generation Asset Management (GAG) for covering operational and maintenance costs in addition to the expenditures with improvements and investments during the term of the concession. The amount of the GAG booked to the accounts in 3Q19 was R\$ 30.1 million, R\$ 2.2 million (7.1%) higher than the R\$ 27.9 million booked in 3Q18. The increase is largely a reflection of monetary restatement of the amounts in question.

- **Energy Trading**

- **Energy Trading Operations**

In January 2018, the Company entered the energy trading market with the aim of leveraging results through fluctuations in energy prices within preestablished risk limits.

Energy trading operations are transacted in an active market and for accounting purposes, are defined as financial instruments at fair value. This is due principally to the fact that there is no commitment to match buying and selling operations given the flexibility of managing the contracts for leveraging results from price variations in the market.

Trading revenue resulting from the sale of energy reported between the quarters under analysis, increased by R\$ 98.1 million (51.9%), from R\$ 189.1 million in 3Q18 to R\$ 287.2 million in 3Q19. The following events contributed to this variation: (i) R\$ 130.6 million — an increase of 693 GWh (313 average MW) in energy sales volume; (ii) R\$ 34.7 million — reduction of 18.4% in the net average selling price of energy which reached R\$ 188.37/MWh in 3Q19, prior to R\$ 230.95/MWh in 3Q18; (iii) R\$ 1.2 million — booking in 3Q19 of unrealized gains subsequent to marking to market, the difference between contracted and market prices of pending net contracted operations as of September 30, 2019; and (iv) R\$ 1.0 million — an increase in the positive result for transactions realized on the CCEE between 3Q19 and 3Q18.

Further explanations on item (iv) can be found in “Details of short-term operations”.

- **Energy Transmission**

- **Revenue from Transmission**

The Company has primary responsibility for the constructing and installation of the infrastructure related to the Gralha Azul Transmission System's concession, the implementation of which began in the second half of 2018, thus being exposed to the risks and benefits arising from the construction work. Consequently, based on prevailing accounting practices, the Company has been booking revenues from the implementation of transmission line infrastructure over the period of installation, in an amount which corresponds to construction costs plus a gross residual margin for covering related management costs of the construction. The expenditures incurred in the construction are booked to transmission infrastructure cost.

The revenues from implementation of transmission infrastructure and the associated remuneration booked to the accounts for 3Q19 were R\$ 65.3 million and R\$ 3.1 million, respectively.

➤ Solar Panels

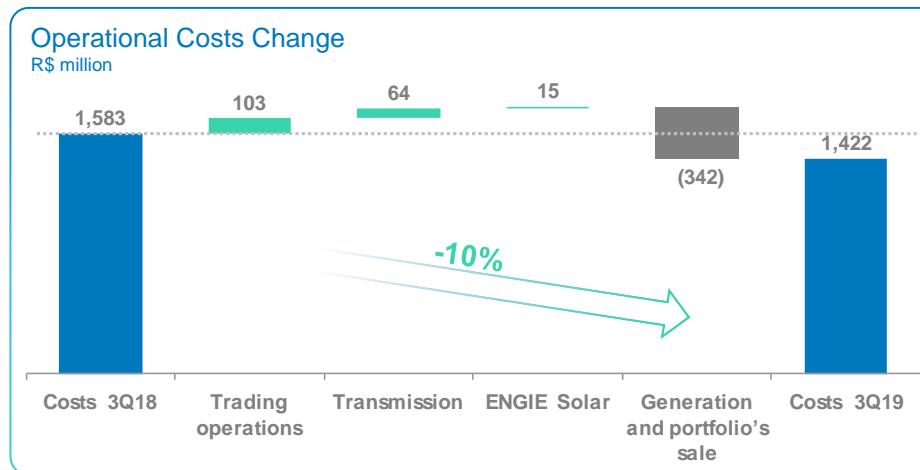
➤ Revenue from the Sale of Solar Panels

Revenue from the sale and installation of photovoltaic solar panels through the controlled ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("ENGIE Solar"), between the quarters under analysis, increased R\$ 14.2 million (341.8%) from R\$ 4.2 million in 3Q18 to R\$ 18.4 million in 3Q19. The control of ENGIE Solar was acquired in August 2018, when the controlled company was consolidated by EBE.

Operational Costs

Operational costs fell by R\$ 160.9 million (10.2%) between compared quarters from R\$ 1,583.2 million in 3Q18 to R\$ 1,422.3 million in 3Q19. This variation largely reflects the following factors: (i) reduction of R\$ 342.4 million (24.8%) in relation to 3Q18, in costs of the generation and sale of energy from the Company's portfolio segments'; (ii) an increase of R\$ 102.8 million in the costs of energy trading operations; (iii) booking of R\$ 63.7 million of costs in the transmission segment; and (iv) an increase of R\$ 15.0 million of photovoltaic panel sales and installation costs as registered by ENGIE Solar.

Key to variation in item (i) is the growth of R\$ 137.5 million motivated by the entry into commercial operations of Pampa Sul, Campo Largo and Umburanas. Excluding this effect, the operational costs of the generation and sale of energy from the Company's portfolio segments' would have fallen R\$ 479.9 million (34.8%), in relation to the 3Q18.



These variations basically reflect the following key components:

» **Energy purchases:** growth of R\$ 57.8 million (8.8%) between the compared quarters due to the combination of the following items: (i) a year-on-year increase of R\$ 102.8 million in 3Q19 from energy trading operations, reflecting above all the following: (i.i) R\$ 140.0 million — a growth of 716 GWh (324 average MW) in purchase volume; and (i.ii) R\$ 37.2 million — a reduction of 19.0% in the net average purchase price decreasing from R\$ 241.33/MWh to R\$ 195.53/MWh; and (ii) a reduction of R\$ 45.0 million in the purchase operations for energy portfolio management as follows: (ii.i) R\$ 22.6 million — a decrease of 4.9% in the net purchase price from R\$ 126.55/MWh to R\$ 120.35/MWh; and (ii.ii) R\$ 22.4 million — decrease of 186 GWh (84 average MW) in purchase volumes.

» **Transactions in the short-term energy market:** comparing the quarters under analysis, the costs with these transactions fell R\$ 408.7 million (95.5%) with respect to the generation and sale of energy from the Company's portfolio segments'. This amount includes an increase of R\$ 7.0 million due to the entry into commercial operations of Pampa Sul. Ignoring this effect, the reduction would have been R\$ 415.7 million (97.2%) in 3Q19 in relation to 3Q18. More details are described below in a specific item.

» **Charges for use of and connection to the electricity grid:** year-on-year increase of R\$ 16.3 million (13.9%) largely due to the start up in commercial operations of Pampa Sul, Campo Largo and Umburanas, the impact of which was R\$ 12.2 million. Excluding these effects, there was an increase of R\$ 4.1 million (3.6%) in 3Q19 compared with the same period in 2018, mainly the result of the annual adjustment in transmission and distribution tariffs.

» **Fuels for the generation of electricity:** decrease of R\$ 41.4 million (45.6%) year-on-year due largely to the reduction in volume of generation from the Jorge Lacerda Thermoelectric Power Plant and the booking to the accounts of a non-recurring cost with fuels in 3Q18, partially offset by the annual readjustment in fuel costs and by the consumption of fuels following the entry into commercial operation of Pampa Sul in June 2019, in the amount of R\$ 30.0 million. Excluding the effect of the entry into commercial operations of Pampa Sul, the decrease in fuel costs would have been R\$ 71.4 million (78.7%).

» **Personnel:** an increase of R\$ 22.6 million (44.8%) in 3Q19 in relation to the same quarter 2018, substantially the result of the following factors: (i) the annual readjustment in employee salaries; (ii) new hiring as a result of expansion in the Company's generator complex, particularly the startup in commercial operations of Pampa Sul, Campo Largo and Umburanas, which resulted in an increase in payroll of R\$ 10.0 million; and (iii) integration of the payroll of ENGIE Solar, acquired in full in August 2018, and resulting in a year-on-year increase of R\$ 2.2 million. In addition to these factors, in 3Q18 a non-recurring event was booked to the accounts, namely the claw-back of PIS/Cofins tax credits charged on certain personnel costs and amounting to R\$ 5.1 million.

Excluding the effect of ENGIE Solar, the entry into commercial operations mentioned and the non-recurring recovery of tax credits, the increase in personnel charges was R\$ 5.3 million (9.7%) in 3Q19 relative to 3Q18.

» **Material and third party services:** increase of R\$ 40.4 million (111.2%) year-on-year, mainly due to (i) the growth in costs of operation and maintenance following new contracts with the entry into operations of Pampa Sul, Campo Largo and Umburanas; (ii) registration of the non-recurring effect of PIS/Cofins tax credits in 3Q18 collected on the acquisition of certain materials and third party services in the amount of R\$ 16.6 million; and (iii) an increase of R\$ 3.4 million at ENGIE Solar, which became a wholly-owned subsidiary in August 2018.

Of the above mentioned variations, particularly important was the R\$ 24.3 million arising from the startup in commercial operations of Pampa Sul, Campo Largo and Umburanas. If the impact of the ENGIE Solar acquisition, the effect of entry into commercial operations of the units mentioned and the non-recurring effect of the recovery of tax credits are excluded, then the costs with material and third party services would have declined by R\$ 3.9 million (7.5%) in 3Q19 relative to 3Q18.

» **Depreciation and amortization:** an increase of R\$ 64.0 million (40.6%) between the compared quarters due above all to the entry into commercial operations of Pampa Sul, Campo Largo and Umburanas, with a growth of R\$ 50.7 million, as well as major maintenance work conducted on the Company's generator complex as from the second half of 2018. The latter began generating depreciation costs following the conclusion of the work.

Excluding the effect of generating units going into commercial operations already mentioned, the increase was R\$ 13.3 million (8.7%) in 3Q19 compared with 3Q18.

» **Insurance:** an increase of R\$ 1.5 million (17.2%) in the compared quarters due to the renewal of the operational risks policy in June 2019, with an increase in the premium and inclusion of insurance cover for the plants going into commercial operations – Pampa Sul, Campo Largo and Umburanas – amounting to R\$ 0.3 million.

Ignoring the effect of plants going into commercial operations, the increase in insurance charges was R\$ 1.2 million (14.1%) in 3Q19 compared to 3Q18.

» **Net operating provisions:** negative effect on the result for the period of R\$ 10.8 million (103.4%) between the compared quarters, largely due to the effect of the reversal of operating provisions in 3Q18.

» **Cost of implementation of transmission infrastructure:** recognition in the accounts of R\$ 63.7 million in 3Q19 related to the costs of construction of infrastructure of the Gralha Azul Transmission System, compensated by the booking of revenue from the implementation of infrastructure calculated on the basis of incurred costs as well as the gross margin for covering the management costs of the construction.

» **Cost of sale and installation of photovoltaic solar panels:** recognition of R\$ 8.9 million in 3Q19 with respect to the costs related to the sale of photovoltaic solar panels through the ENGIE Solar subsidiary, control of which was acquired in August 2018.

Details of Short Term Operations

Short-term operations are classified as energy purchase or sale operations, the principal objective being the management of exposure on the CCEE. Consequently, the price of these operations is characterized by the linkage with the Price for Settlement of Differences (PLD). This item also includes the transactions conducted through the CCEE, given their volatile and seasonal nature, therefore, short-term, of the results originating from accounting movement in the CCEE. Additionally, the long and short positions are settled at the PLD, thus, similar to the short-term operations described above.

In relation to the transactions conducted through the CCEE, the various monthly credit or debit entries to the account of a Board agent are summarized in a single billing as a receivable or a payable. This therefore requires an entry to either an income or an expense item. In this context, it is worth pointing out that due to adjustments in the Company's portfolio management strategy, changes have been taking place in the profile of the mentioned billings. Such fluctuations complicate the direct comparison of the elements comprising each billing for the periods being analyzed - the reason for including this specific topic. The strategy allows us to analyze the fluctuations of the principal elements involved in spite of allocation being either to an income or expenses account according to the credit or debit nature of the billing to which they relate.

Generically, these elements are revenues or expenses arising, for example, (i) from the application of the Energy Reallocation Mechanism (MRE); (ii) from the Generation Scaling Factor (GSF), triggered when generation of plants, part of the MRE, is greater or smaller (Secondary Energy) than the allocated energy; (iii) from the so-called "submarket risk"; (iv) dispatch driven by the Risk Aversion Curve (CAR); (v) the application of System Service Charges (ESS), resulting in dispatch which diverges from the thermal plants order of merit; and (vi) naturally, exposure (a short or long position in the monthly accounting) and settled at the PLD.

In 3Q19 and in 3Q18, net results (the difference between revenues and costs – less taxes) due to short-term transactions – more particularly those transacted across the CCEE – were positive at R\$ 77.3 million and R\$ 79.8 million, respectively. The amount represents a **reduction of R\$ 2.5 million between comparative periods**, this having a negative effect of R\$ 3.5 million on results for transactions in the generation and sale of energy from the portfolio segments' together with a positive effect of R\$ 1.0 million on the result for energy trading transactions.

This variation is a reflection largely of the combination of the following factors: (i) the reduced impact of the Adjustment Factor of the MRE (GSF) –, already allowing for the effects of renegotiation of hydrological risk; (ii) a reduction of short-term operations and the long position held on the CCEE, by virtue of the strategy adopted for allocation of hydroelectric generation resources combined with active portfolio management; (iii) lower year-on-year thermoelectric generation from the Jorge Lacerda Thermoelectric Power Plant; (iv) booking in 3Q18 of the recovery of costs resulting from the recalculation of the Generation Availability Factor for Santo Antônio HPP in line with a legal ruling; and (v) an increase in MRE revenue.

In December 2018, Aneel set maximum and minimum PLD limits for 2019 at R\$ 513.89/MWh and R\$ 42.35/MWh, respectively. On a quarterly comparison basis, the average PLD for the South and Southeast/Center-West submarkets fell 56.7%, from R\$ 494.37/MWh in 3Q18 to R\$ 214.13/MWh in 3Q19. Additionally, the PLD for the North submarket fell 59.1% from R\$ 494.65/MWh in 3Q18 to R\$ 202.45/MWh in 3Q19 and the average PLD for the Northeast submarket fell from R\$ 494.37/MWh in 3Q18 to R\$ 202.45/MWh in 3Q19, equivalent to a decline of 59.0%.

Selling, General and Administrative Expenses

Selling, general and administrative expenses increased by R\$ 13.3 million (29.3%) in the quarters under review due mainly to: (i) a growth of R\$ 7.4 million in payroll following the annual readjustment in employee compensation and new hiring, of which R\$ 0.4 million reflects personnel expenses at ENGIE Solar; (ii) reduction of R\$ 4.7 million in expenses with materials and third party services, of which R\$ 0.1 million relates to ENGIE Solar; (iii) growth of R\$ 1.2 million in operating provisions; and (iv) booking in 3Q18 of a non-recurring event originating from the claw-back of PIS/Cofins tax credits charged on certain costs with personnel and amounting to R\$ 9.9 million.

Ignoring the effect of ENGIE Solar and the non-recurring impact of the claw-back of tax credits, the increase was R\$ 2.9 million (5.3%) in 3Q19 compared with 3Q18.

Increased selling, general and administrative expenses mainly reflect, (i) growth in the Company's operational capacity in line with the increase of 11.3% in installed capacity between 3Q18 and 3Q19; (ii) the new market dynamic based on the energy transition and the enhanced access to the free market; and (iii) the effects of inflation on current agreements and on payroll overheads between compared quarters. These effects are partially offset by reductions in certain expenses already mentioned in line with the Company's efforts to optimize expenses.

Other Operating Revenues (Expenses), Net

Other operating revenues increased by R\$ 322.0 million between the quarters under analysis. In 3Q19 the Company booking other operating income (net) amounting to R\$ 321.5 million, while in 3Q18, other operating expenses net were booked for R\$ 0.5 million. This variation reflects mainly the booking, in 3Q19, of other operating revenues arising from indemnifications for non-compliance with contractual conditions incurred by the supplier responsible for the construction of Pampa Sul Thermoelectric Power Plant, notably relating to the delay in finishing the work. The amount received is stipulated in the agreement and calculated based on the result of the number of days delay in delivering the project and a daily fixed amount. This amount was calculated so as to compensate the Company for the shortfall in its results due to the failure to deliver the work on time.

Equity Income

On June 13, 2019, the jointly controlled Aliança Transportadora de Gás S.A. ("Aliança") acquired a 90% corporate control in Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG"). The Company had a 32.5% direct corporate stake in the jointly controlled company, Aliança, and therefore a 29.25% indirect corporate stake in TAG. On September 2, 2019, TAG incorporated Aliança and as from this date, the Company has held a 29.25% direct corporate stake in TAG.

In 3Q19, the Company booked a positive equity income result amounting to R\$ 21.0 million, being (i) a positive result of R\$ 162.2 million from the jointly controlled company TAG, largely the consequence of a combination of the following effects: (i.i) R\$ 319.4 million with respect to Ebitda; (i.ii) R\$ 66.2 million depreciation and amortization of which R\$ 19.9 million related to the amortization of *mais-valia* resulting from the reverse incorporation of Aliança; (i.iii) R\$ 50.4 million of net financial expenses, resulting from loans raised by Aliança prior to the incorporation; and (i.iv) R\$ 40.6 million relating to income tax and social contribution on profit; and (ii) a negative result of R\$ 141.2 million generated by the jointly controlled Aliança up to August 2019 (prior to the incorporation), due largely to a combination of the following effects: (ii.i) negative financial result of R\$ 120.0 million, principally due to debt servicing charges; (ii.ii) amortization of *mais-valia* originating from the acquisition of shared control of TAG of R\$ 49.2 million; (ii.iii) positive effect on expenses with Income Tax and Social Contribution in the amount of R\$ 30.7 million; and (ii.iv) general and administrative expenses of R\$ 2.7 million.

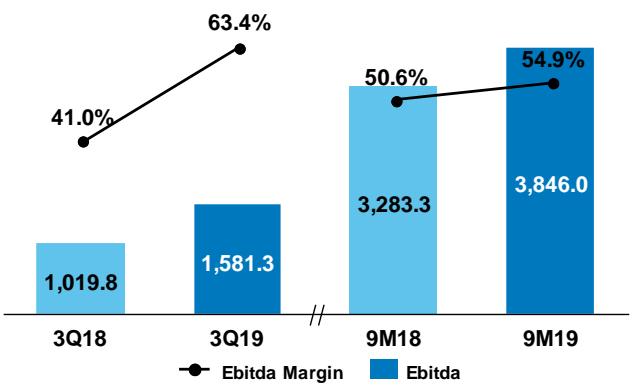
Equity income result from TAG is made up of the following items:

Income Statement – in thousands of R\$	3Q19	2019
Aliança		
General and administrative expenses	(159,517)	(325,409)
Amortization of mais-valia	(151,457)	(178,705)
TAG acquisition expenses	-	(137,527)
Others	(8,060)	(9,177)
Loss before financial result, interest and taxes	(159,517)	(325,409)
Financial result	(369,120)	(326,320)
Loss before taxes	(528,637)	(651,729)
Income tax and social contribution	94,335	62,803
Aliança's loss	(434,302)	(588,926)
Corporate control in Aliança	32.5%	32.5%
Equity income – Aliança	(141,148)	(191,401)
TAG		
Net operational revenue	1,335,768	1,589,723
Costs of services provided	(401,012)	(454,615)
Gross income	934,756	1,135,108
General, administrative and other expenses	(68,879)	(66,068)
Income before financial result, interest and taxes	865,877	1,069,040
Financial result	(172,250)	(239,299)
Income before taxes	693,627	829,741
Income tax and social contribution	(138,834)	(194,797)
TAG's net income	554,793	634,944
Corporate control in TAG	29.25%	29.25%
Equity income – TAG	162,277	185,721
Equity income – Aliança and TAG	21,129	(5,680)

Ebitda and Ebitda Margin

Reflecting the aforementioned factors, **Ebitda for 3Q19 was R\$ 1,581.3 million**, that is, 55.1% or R\$ 561.5 million above the amount reported for 3Q18 of R\$ 1,019.8 million. The variation is a consequence of the combination of the following **positive effects**: (i) R\$ 321.0 million relates to the booking in 3Q19 of other operating revenues from indemnification payments due to non-compliance with contractual conditions by the supplier responsible for the construction of Pampa Sul Thermoelectric Power Plant, principally the delay in the conclusion of the work which caused a shortfall in the Company's results; (ii) R\$ 214.8 million due to an increase in sales volume excluding trading operations; (iii) reduction of R\$ 45.0 million relative to the lower volume of energy purchases for the management of the Company's portfolio; (iv) R\$ 41.4 million due to the reduction in fuel costs; (v) R\$ 29.0 million due to the increase in net price of energy sales, excluding trading operations; (vi) a positive result of R\$ 21.0 million from the corporate stake in TAG/Aliança; (vii) growth of R\$ 9.7 million in remuneration revenue and monetary restatement on the assets of the Jaguara and Miranda Hydroelectric Power Plants and the Gralha Azul Transmission System; and (viii) a reduction of R\$ 7.8 million for other costs and operating expenses.

Ebitda¹ and Ebitda Margin



¹ Ebitda: net income + income tax and social contribution and financial expenses, net + depreciation and amortization.

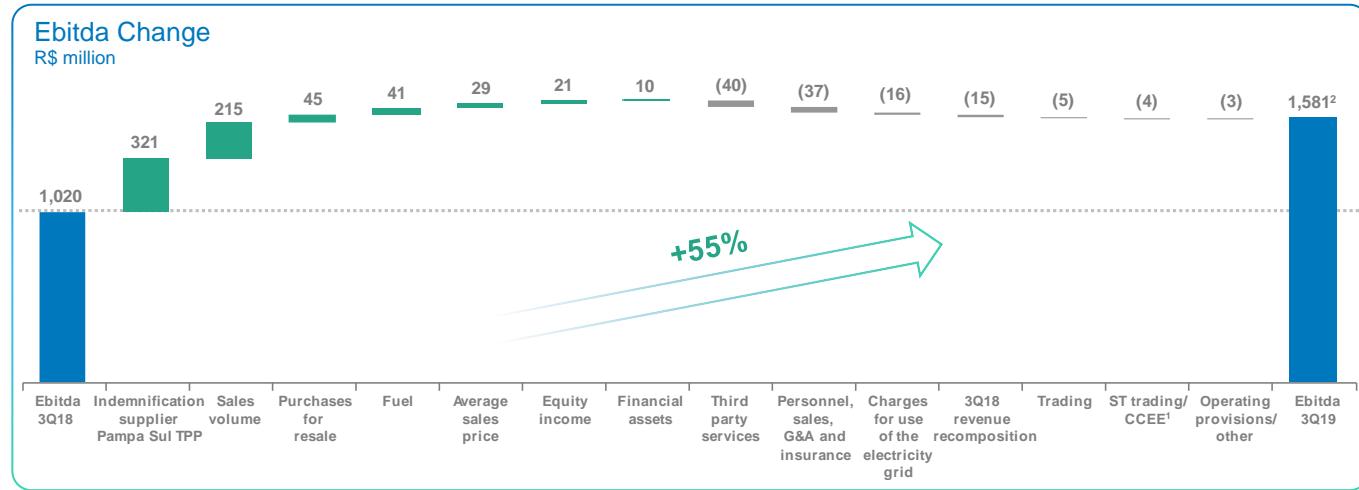
The above-mentioned positive effects were counterbalanced by the following **negative effects**: (i) an increase of R\$ 40.4 million in costs with materials and third party services; (ii) a growth of R\$ 22.6 million in payroll costs; (iii) increase of R\$ 16.3 million in costs with electricity network usage and connection charges; (iv) booking in 3Q18 of R\$ 15.1 million in non-recurring revenue relative to the recomposing of revenue resulting from the execution of rights to business interruption indemnification arising out of a claim and collection of a contractual fine from a supplier due to a partial delay in modernization work; (v) increase of R\$ 13.3 million in sales, general and administrative expenses; (vi) negative effect of R\$ 10.8 million with costs of operating provisions; (vii) R\$ 4.7 million arising out of a net negative result on energy trading operations; (viii) a reduction of R\$ 3.5 million in the result from transactions conducted across the short-term market in the generation and the sale of energy from the Company's portfolio segments'; and (ix) an increase of R\$ 1.5 million in insurance premium outlays.

The positive and negative effects reported are impacted by the entry into commercial operations of the Pampa Sul Thermoelectric Power Plant and Campo Largo and Umburanas Wind Complexes, the contribution to Ebitda being R\$ 166.6 million and R\$ 26.1 million in 3Q19 and 3Q18, respectively.

Ebitda includes the result of corporate stakes of the jointly controlled TAG, given that the subsidiary is expected to distribute frequent and recurring dividends.

The Ebitda margin was 63.4% in 3Q19, a growth of 22.4 p.p. compared with the same period in 2018. This growth in large part is due to the accounting in 3Q19 of other operating revenues from the receipt of an indemnification in the light of contractual non-compliance on the part of the supplier responsible for the construction of Pampa Sul Thermoelectric Power Plant, principally related to loss of profits following delays in the conclusion of work. This increase in margin was partially reduced by the effects of the energy trading operations, the booking of revenue and costs with respect to construction of the transmission line and operations undertaken by the ENGIE Solar subsidiary, which was acquired in August 2018 and which has smaller margins than those commanded by the Company's other operations.

Excluding these impacts and the result of the corporate stake in TAG/Aliança, Ebitda margin in 3Q19 would be 58.9% and in 3Q18, 44.4%, equivalent to a growth of 14.5 p.p. between quarters under analysis. This growth is largely a result of the following events: (i) a reduction in the costs of the generation and energy sales from the portfolio segments' for servicing the Company's portfolio; and (ii) effects in 3Q18 relative to the strategy of the Company's operations in the short term-market more especially through the CCEE. In this context, in 3Q18, the Company reported R\$ 507.6 million in revenue and incurred R\$ 427.8 million of costs, while in 3Q19, the impacts were R\$ 95.4 million and R\$ 19.1 million, in revenue and costs respectively.



¹ Considers the combined effect of changes in revenue and expenses.

² Apparent sum-related errors are a result from rounding of addends.

The following table reconciles net income with Ebitda:

(In millions of R\$)	3Q19	3Q18	Chg. %	9M19	9M18	Chg. %
Net income	742.7	475.4	56.2	1,693.6	1,553.8	9.0
(+) Income tax and social contribution	317.1	178.4	77.7	726.9	672.2	8.1
(+) Net financial result	295.7	195.3	51.4	800.1	538.0	48.7
(+) Depreciation and amortization	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
(+) Impairment	0.0	10.4	-100.0	4.9	32.8	-85.1
Adjusted Ebitda	1,581.3	1,019.8	55.1	3,846.0	3,283.3	17.1

Financial Result

Financial income: in 3Q19, financial revenues were R\$ 43.2 million, that is R\$ 3.0 million or **6.6% below** the R\$ 46.2 million recorded for the same quarter in 2018 and largely a combination of the following factors: (i) a reduction of interest on values receivable from third parties in the amount of R\$ 9.6 million; and (ii) an increase of R\$ 5.4 million in revenue from financial investments.

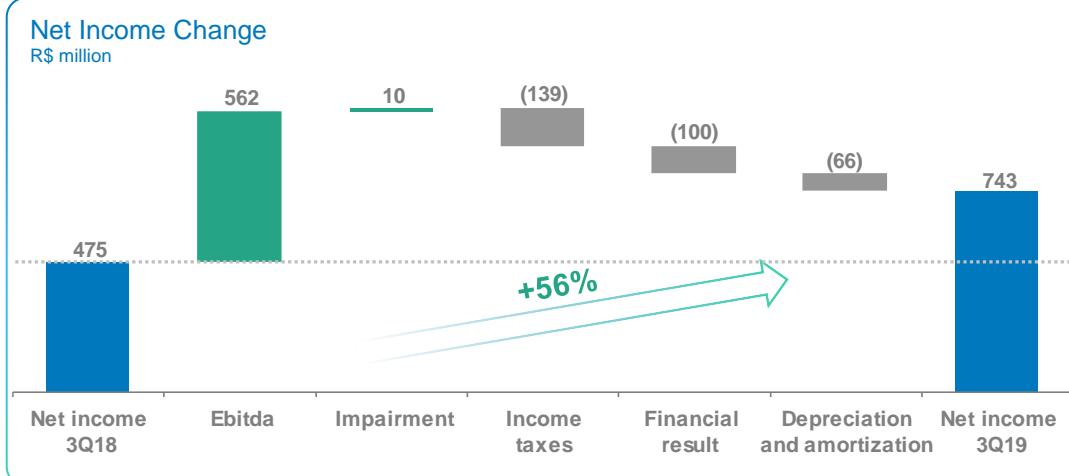
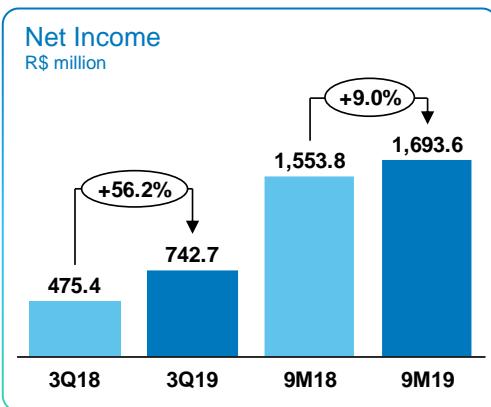
Financial expenses: financial expenses in 3Q19 were R\$ 338.9 million, equivalent to R\$ 97.4 million or **40.3% above** those reported for the same quarter in 2018 when these were R\$ 241.5 million. The principal changes were: (i) an increase of R\$ 146.9 million in interest and monetary restatement on debt, largely a reflection of the issue of debentures by the Company in July 2018, May 2019 and August 2019 and the contracting of loans and financing throughout 2018 and 2019 for cash flow management and investment purposes; and (ii) a reduction of R\$ 46.5 million in interest and monetary restatement on concession dues payable in turn a reflection of fluctuations in the IPCA and IGPM inflation indices between 3Q18 and 3Q19.

Income Tax and Social Contribution

Income Tax (IR) and Social Contribution (CSLL) in 3Q19 amounted to R\$ 317.1 million, R\$ 138.7 million (77.7%) higher than the IR and CSLL recorded for the same quarter of 2018, which was R\$ 178.4 million, principally due to increased profit before tax figure. The effective tax rate for IR and CSLL in 3Q19 was 29.9% and in 3Q18, 27.3%.

Net Income

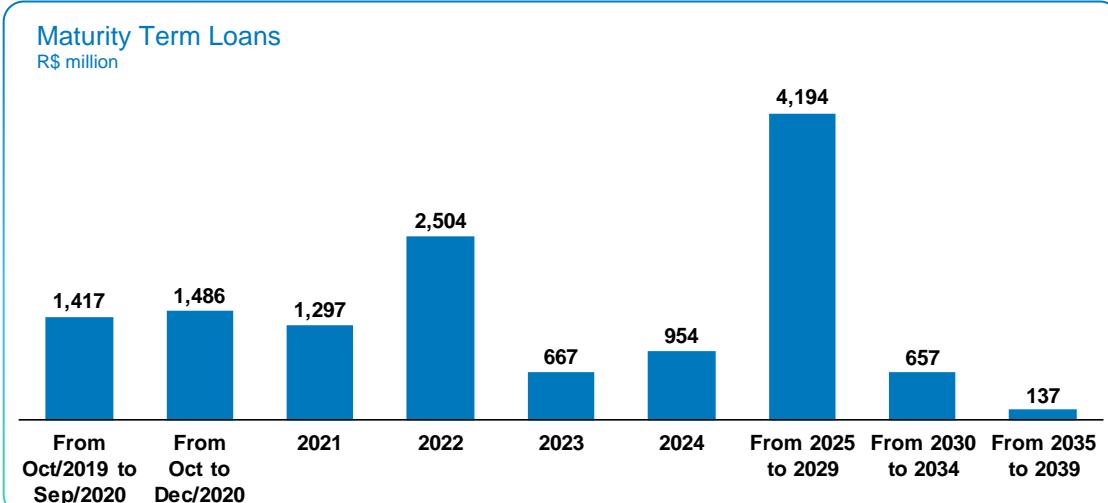
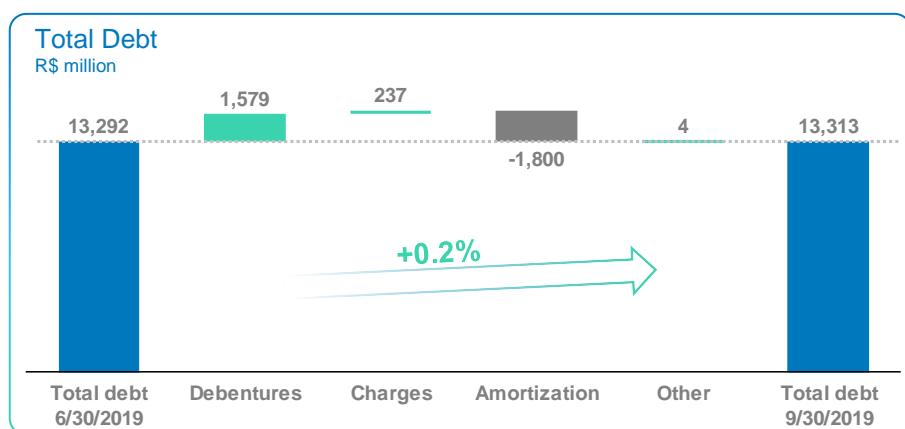
Net income for 3Q19 was R\$ 742.7 million, R\$ 267.3 million or **56.2% higher** than the R\$ 475.4 million reported for the same quarter in 2018. This growth is a reflection of the following effects: (i) an increase of R\$ 561.5 million in Ebitda; (ii) growth of R\$ 138.7 million in income tax and social contribution; (iii) an increase of R\$ 100.4 million in net financial expenses; (iv) an increase of R\$ 65.5 million in depreciation and amortization; and (v) recognition in 3Q18 of an asset impairment of R\$ 10.4 million.



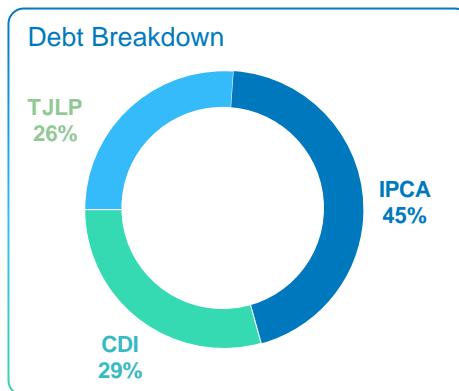
Debt

The Company's total gross consolidated debt as at September 30, 2019, represented mainly by loans, financing and debentures, net of the effects of hedge operations, totaled R\$ 13,312.6 million, an increase of 0.2% (R\$ 20.4 million) compared to the position as at June 30, 2019.

The variation in Company debt is related principally to a combination of the following factors in 3Q19: (i) the 9th debenture issuance for R\$ 1,578.7 million for financing projects such as Assú V, Umburanas, Jaguara and Miranda; (ii) generation of R\$ 237.1 million in charges to be paid and monetary restatement; and (iii) R\$ 1,799.9 million in amortizations of loans, financing and debentures.



The average weighted nominal cost of debt at the end of the 3Q19 was 7.6% (8.6% at the end of the 3Q18).



On September 30, 2019, the Company's net debt (total debt less result of derivatives operations, deposits earmarked to the guarantee of debt servicing and cash and cash equivalents) was R\$ 11,229.4 million, a decrease of 1.2% compared with the end of the 2Q19.

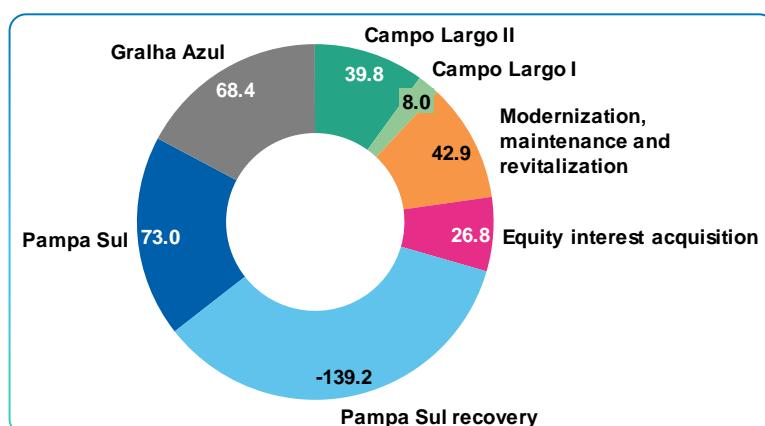
Net Debt

R\$ million

	9/30/2019	6/30/2019	Chg. %
Gross debt	13,922.1	13,568.8	2.6
Result of derivatives operations	(609.5)	(276.6)	120.4
Deposits earmarked for the payment of debt	(363.8)	(278.7)	30.5
Cash and cash equivalents	(1,719.4)	(1,642.3)	4.7
Total net debt	11,229.4	11,371.2	-1.2

Capital Expenditures

ENGIE Brasil Energia's **total investments in 3Q19 were R\$ 119.7 million**, of which: (i) R\$ 189.2 million was invested in construction of new projects: (i.i) R\$ 73.0 million applied on Pampa Sul TPP; (i.ii) R\$ 68.4 million concentrated in the Gralha Azul Transmission Line; (i.iii) R\$ 39.8 million in the Campo Largo Wind Complex – Phase II; and (i.iv) R\$ 8.0 million in Campo Largo Wind Complex – Phase I; (ii) R\$ 29.2 million was allocated in the maintenance and revitalization projects of the generating complex; (iii) R\$ 26.8 million allocated for the acquisition of a corporate stake in Aliança Transportadora de Gás S.A., acquirer of a 90% corporate stake in Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG); (iv) R\$ 13.7 million was dedicated to modernization in the Salto Santiago and Salto Osório Hydroelectric Power Plants; and (v) R\$ 139.2 million recovered from the construction of Pampa Sul Thermoelectric Power Plant relating to legal claims and appropriation of tax credits.



Lowering of the new generator stator into the well of GU 5 – modernization of Salto Osório

Credit of Equity Capital and Intermediate Dividends

At its meeting of November 5, ENGIE Brasil Energia's Board of Directors approved the credit of **intermediate dividends based on the financial statements raised on June 30, 2019 in the amount of R\$ 893.4 million (R\$ 1.0949497919 per share)**, the latter representing a **payout of 100%** for the first half of 2019 on the basis of the distributable net income, and the credit of **interest on equity capital** for the period from January 1 to December 31, 2019 for **R\$ 354.0 million (R\$ 0.4338619496 per share)**.

The Company's shares will be traded **ex-dividends and ex-interest on equity capital as from December 3, 2019**. Payout to shareholders will take place on a date to be established by the Management Board in due course and will be announced through a Notice to Shareholders.

COMMITMENT TO SUSTAINABLE DEVELOPMENT

Sustainable Management

All plants under the Company's responsibility adhere to ENGIE Brasil Energia Sustainable Management Policy, which covers the areas of Quality, Energy Management, Environment, Climate Change, Occupational Health and Safety, Social Responsibility and Engagement of Related Parties. On September 30, 2019, out of the 60 plants installed in 13 states of Brazil's five regions, 12 are certified in accordance with NBR ISO 9001 (for Quality), NBR ISO 14001 (for the Environment) and NBR OHSAS 18001 (for Occupational Health and Safety) standards, with an aggregate capacity of 77.9% of the total operated by the Company. In the area of Social Responsibility, the Company endeavors to adhere to the directives in the NBR ISO 26000 guide (which is not susceptible to certification); and the Jorge Lacerda Thermoelectric Complex, the three plants of which, are among the 12 which are certified according to the NBR ISO 50001 standard for Energy Efficiency.

In addition to the mentioned Sustainable Management Policy, other standards related to the Company's commitment to sustainable development are included in the corporate website on such themes as Human Rights and Ethics as well as the Sustainability Committee's Internal Charter. The Sustainability Reports are published annually based on Global Reporting Initiative (GRI) recommendations and since 2014 also making use of the International Integrated Reporting Council (IIRC) framework.

Sustainability Committee

ENGIE Brasil Energia Sustainability Committee was set up in 2007 and is currently made up of 12 members drawn from different areas, more especially those related most closely to stakeholders, such as shareholders, clients, suppliers, employees, the media and communities. Coordination is the responsibility of the Administrative Director's Office while one of the Committee members is the Board employee representative. Among others, the Committee has as its objectives to:

- » Contribute towards maintaining the balance of interests of the different stakeholders in relation to the Company;
- » Develop awareness programs to propagate concepts and practices of sustainability among both internal and external audiences;
- » Contribute to the use of best corporate governance practices; and
- » Propose, obtain approval from the Management Board and work on a coordinated basis with the organizational units to achieve the annual corporate sustainability goals ("ENGIE Brasil Energia Sustainability Goals"). These goals are based on four Programs — Cultural Development, Environmental Improvement, Social Inclusion and Education for Sustainability —, with initiatives linked to indicators and weightings so permitting an evaluation at the end of each year.

Highlights of the Quarter

- » In early July of 2019, the Company received a visit from representatives of Aneel to inspect dam safety at the Passo Fundo Hydroelectric Power Plant. The purpose was to check monitoring procedures, control and civil maintenance of the main dam and related structures as well as our interactions with Civil Defense teams and other public safety organs.
- » In July, *Institutional Investor* magazine announced the ranking of the best companies and business leaders in Latin America. Among the awards to the Company, particular mention should be made of **first place in the Best Environmental, Social and Corporate Governance Metrics**.
- » In 3Q19, a Research and Development project began at the Machadinho Hydroelectric Power Plant to control and study the Pintado Amarelo species of fish (*Pimelodus Maculatus*) and includes the installation of sonar equipment, artificial intelligence software and fish deterrence barriers. **The investment in the project is R\$ 5.6 million**.
- » The Healthy School Program, already being implemented at locations contiguous to some of ENGIE Brasil Energia's plants in Brazil, has been replicated for communities neighboring Campo Largo and Umburanas (BA) Wind Complexes **and involving 989 children from seven schools**. The aim of the program is to develop a culture of healthy habits in schools and communities through initiatives directed at sanitary and nutritional education, improving the quality of life of the children and their families. For more information on the program, please see <https://bit.ly/2ncuGDP>.
- » Approximately **three thousand attended the unveiling of the Minaçu Culture and Sustainability Center** in the state of Goiás on August 14. Sponsored by EBE through the Federal Government's Culture Incentive Law, the Culture Center is supported in the management of the organization by the Citizen Connection NGO. This is the Company's first incentivized center in the Central-Western region and the sixth to be rolled out in Brazil. The structure at the center includes the generation of photovoltaic energy, selective garbage collection, reuse of rainwater and an area with natural ventilation and designed for the constant circulation of air and energy saving. For more information related to the Culture Center program, please see <https://bit.ly/32YMOQP>.
- » Public consultations were held on the new Environmental Plan for Conservation and Use of Riparian Margins of the Artificial Reservoir (Pacuera) of the Itá Hydroelectric Power Plant. Held in Marcelino Ramos (RS) and Itá (SC), the two panels had a joint audience of **551 who were able to learn about the new rules proposed for the use of the riparian margins of the reservoir**.



Minaçu Culture and Sustainability Center- GO

Sustainability Indices

Since 2012, it has been standard practice of the Company to include the principal sustainability indicators for each period in its quarterly and annually results presentations. The following table shows the indicators for 3Q19 and 3Q18, associating each indicator with GRI Standard recommendations.

Sustainability Indices¹

Item	Dimension ²	Index ³	Material themes	GRI disclosure ⁴	3Q19	3Q18	Change	9M19	9M18	Change
1	Quality	Operating plants	- Energy Transition for a low carbon economy	102-7, EU1	60	35	25	60	35	25
2		Installed capacity		102-7, EU1	10,430	9,547	9.2%	10,430	9,547	9.2%
3		Proprietary capacity		102-7, EU1	8,710	7,826	11.3%	8,710	7,826	11.3%
4		Number of certified plants		102-16, EU6	12	12	0	12	12	0
5		Certified installed capacity (MW)		102-16, EU6	8,127	8,127	0.0%	8,127	8,127	0.0%
6		Certified installed capacity in relation to the total		102-16, EU6	77.9%	85.1%	-7.2 p.p.	77.9%	85.1%	-7.2 p.p.
7		Installed capacity from renewable sources		102-7, EU1	9,228	8,690	6.2%	9,228	8,690	6.2%
8		Installed capacity from renewable sources in relation to the total		102-7, EU1	88.5%	91.0%	-2.5 p.p.	88.5%	91.0%	-2.5 p.p.
9		Energy generation (GWh)		EU2	11,503	9,762	17.8%	32,611	27,253	19.7%
10		Certified energy generation		102-16, EU6	8,692	8,421	3.2%	26,338	24,111	9.2%
11		Certified energy generation in relation to the total		102-16, EU6	75.6%	86.3%	-10.7 p.p.	80.8%	88.5%	-7.7 p.p.
12		Energy generation from renewable sources (GWh)		EU2	9,730	8,340	16.7%	29,073	23,973	21.3%
13		Energy generation from renewable sources in relation to the total		EU2	84.6%	85.4%	-0.8 p.p.	89.2%	88.0%	1.2 p.p.
14		Uptime ratio, excluding scheduled stoppages		EU30	97.0%	96.7%	0.3 p.p.	97.1%	97.3%	-0.1 p.p.
15		Uptime ratio, including scheduled stoppages		EU30	86.9%	88.8%	-1.9 p.p.	89.8%	91.2%	-1.5 p.p.
16	Environment and climate change	Saplings donated and planted (sum-total of planted and donated saplings)	- Energy Transition for a low carbon economy - Engagement with local communities and stakeholders - Environment management	304-2, 413-1	96,152	96,142	0.0%	296,799	316,029	-6.1%
17		Number of visitors at the plants		413-1	26,921	30,370	-11.4%	65,210	77,863	-16.3%
18		CO2 Emissions (fossil fuel plants) (t/MWh) ⁵		D305-1, D305-2, D305-3	0.694	0.928	-25.2%	0.787	0.941	-16.4%
19		CO2 Emissions from Tractebel Energia's generation complex(t/MWh) ⁵		D305-1, D305-2, D305-3	0.107	0.135	-20.9%	0.088	0.114	-22.4%
20	Occupational Health and Safety (OH&S)	Frequency Rate ("Taxa de Frequência" - TF) own employees ⁶	- Development, equality and health and safety - Management of impacts in the productive chain	403-2	0.000	0.000	-	0.000	0.000	-
21		Severity Rate ("Taxa de Gravidade" - TG) own employees ⁷		403-2	0.000	0.000	-	0.000	0.000	-
22		Frequency Rate ("Taxa de Frequência" - TF) own employees + long term service providers ⁶		403-2	3.290	1.830	↑	1.730	0.930	↑
23		Frequency Rate ("Taxa de Frequência" - TF) short term service providers + ongoing constructions ⁶		403-2	0.000	0.890	↓	0.810	1.950	↓
24	Social Responsibility ⁷	Non-incentivized investments	- Engagement with local communities and stakeholders	203-2, 413-1	822.7	1,161.1	-29.1%	2,514.4	2,236.7	12.4%
25		Investments through the Infancy and Adolescence Fund (FIA)		203-2, 413-1	495.0	374.5	32.2%	2,101.4	1,213.7	73.1%
26		Investments through the Culture Incentive Law (Rouanet)		203-2, 413-1	4.5	882.0	-99.5%	5,792.4	7,677.8	-24.6%
27		Investments through the Sport Incentive Law		203-2, 413-1	0.0	100.0	-100.0%	340.0	660.0	-48.5%
28		Investments through National Program of Support to Oncology Care (Pronon)		203-2, 413-1	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
29		Investments through the National Care Support Program for People with Special Needs (Pronas/PCD)		203-2, 413-1	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
30		Investments through the Municipal Fund for the Elderly		203-2, 413-1	100.0	200.0	-50.0%	683.1	300.0	127.7%

Notes:

¹ Additional information regarding the sustainability at the Company are available at Sustainability Report (www.engie.com.br/en/investors/financial-information).

² Reference: ENGIE Sustainable Management Policy.

³ Figures at 09/30/2019.

⁴ GRI: Global Reporting Initiative, Standards version and sector supplement version G4.

⁵ Not yet includes emissions from Pampa Sul Thermolectric, recently opened

⁶ TF = number of occupational accidents for every million hours of exposure to hazards.

⁷ TG = number of days lost due to occupational accidents for every thousand hours of exposure to hazards.

⁸ Amounts in thousands of reais.

CORPORATE GOVERNANCE

The Company seeks to regularly improve its management mechanisms, with optimization of control procedures, compliance and transparency. It is a component of the Novo Mercado, the listing segment for companies with the highest level of corporate governance trading their shares on the Stock Exchange. This segment was subject to a revision in 2017 to increase the general requirements of the segment's regulations. Since then, the Company has endeavored to use our best efforts to implement the changes as soon as possible. A multidisciplinary working party was constituted to address the theme and in the light of the first results, the Annual General Meeting in April this year approved the new Corporate Bylaws, the principal initiative being the establishment of the Audit Committee with the participation of at least one Independent Councilor. On another related front, the management of corporate compliance procedures was improved, implementing three policies to give greater transparency to the activities and procedures of senior management: Nomination, Remuneration and Evaluation.

Additionally, the Company is a component of the Stock Exchange Sustainability Index (ISE). ENGIE Brasil Energia's Board of Directors comprises nine effective members, one representing the employees while two are independent directors. None of the Board members hold executive positions in the Company and consequently the Chairman of the Board does not occupy the position of Chief Executive Officer. With the exception of the member chosen by the employees, all are elected by the shareholders at the Annual General Meeting.

A Code of Ethics provides the basis of conduct at the Company: a public document available from its website. The Company also has an Ethics Committee responsible for constantly updating the Code and for evaluating ethical issues. **In 2013, ENGIE Brasil Energia signed up to the Brazilian Business Pact for Integrity and against Corruption:** an initiative of the Ethos Institute, in association with the United Nations Global Compact, of which ENGIE Brasil Energia has been a signatory since launch.

ENGIE Brasil Energia's dividend policy establishes a minimum mandatory dividend of 30% of net income for the fiscal year, adjusted pursuant to Law 6,404/76. In addition, the Company policy determines the intention of paying in each calendar year dividends and/or interest on shareholders' equity for a value of not less than 55% of adjusted net income in the form of semi-annual payouts.

With respect to the asset transfer model and other transactions with related parties, ENGIE Brasil Energia and its controlling shareholder understand that its existing corporate governance standards should be raised even further. Among the initiatives implemented stands out the creation, by means of adaptation to the Company's Bylaw, of the Special Independent Committee for Valuation of Transactions with Related Parties, a non-permanent body, which, when called, will be composed in its majority by independent directors of the ENGIE Brasil Energia's Board. This Committee was instrumental in the acquisition of the stake in Transportadora Associada de Gás (TAG).

CAPITAL MARKETS

Since its listing on B3's Novo Mercado, ENGIE Brasil Energia has become a component of the Special Corporate Governance Stock Index (IGC) and the Special Tag Along Stock Index (ITAG), incorporating those companies offering greater protection to minority shareholders in the event of the sale of a controlling stake. The Company's shares are also included in the Corporate Sustainability Stock Index (ISE), comprising companies with a recognized commitment to social and corporate responsibility, as well as the Electric Energy Stock Index (IEE), which is a sector index made up of the more significant listed companies in the industry. The Company's shares are also traded on B3's leading stock index – the Bovespa and on Euronext-Vigeo EM 70 — a stock index made up of companies with a premium performance in corporate responsibility in developing countries. Vigeo is the leading constituent agent for ratings of corporate social responsibility and analyzes approximately 330 indicators.

ENGIE Brasil Energia's shares are traded on the B3 under the **EGIE3** symbol. On the United States Over-The-Counter (OTC) market, the Company's Level 1 American Depository Receipts (ADR) are traded under the **EGIEY** Code, one ADR being equivalent to one common share.

In December 2018, the 32nd Extraordinary General Meeting of the Company approved the capital increase with the issue of 163,185,548 new common, book entry shares with no par value, distributed to its shareholders in the form of a bonus issue in the proportion of 1 new share for every 4 common shares already held. The benefits of the bonus were extended to the ADRs in the same proportion.

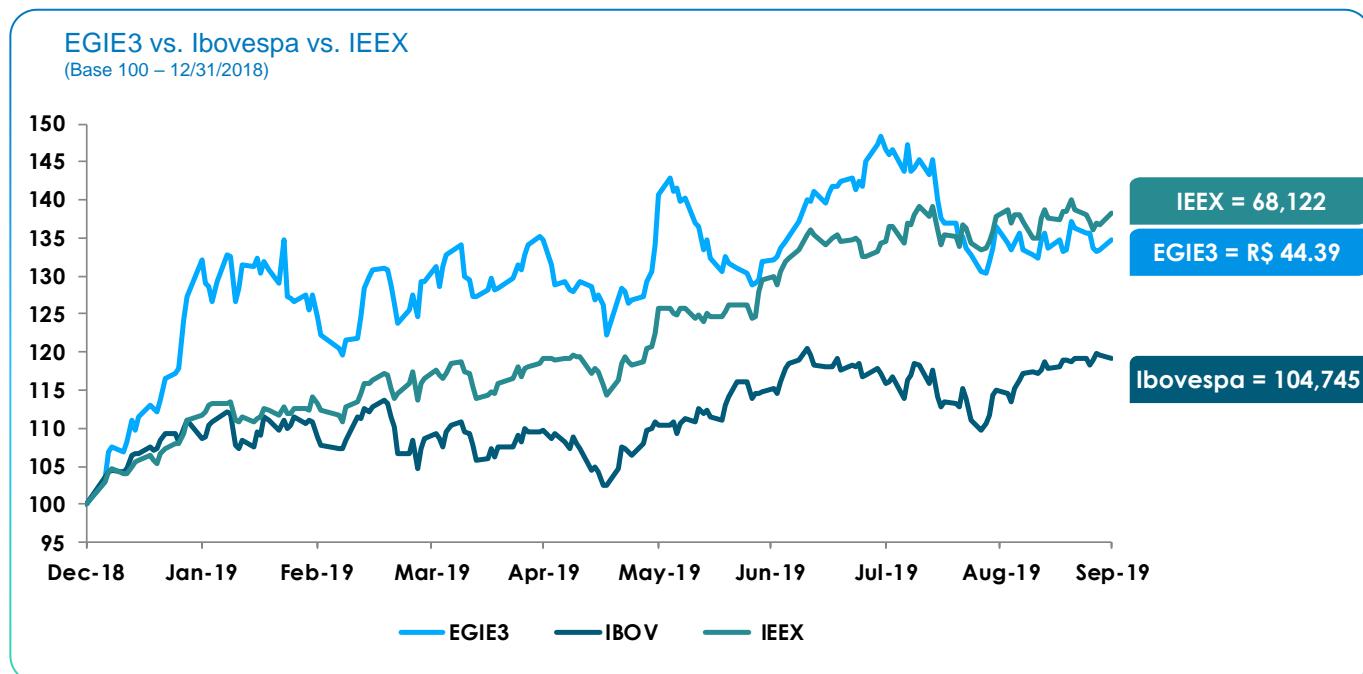
Share Performance – EGIE3

The Brazilian stock exchange has been reflecting the slow recovery in the economy and investments in both public and private sectors. Despite the reform of the social security system nearing completion, fears surrounding the trade war and the weakening of the global economy has engendered a more cautious posture on the part of investors. However, international markets closed off the quarter revealing optimism in the light of news of a truce in the trade war between the United States and China and the resumption of negotiations between the two countries. The Ibovespa stock index in 3Q19 posted an appreciation of 3.7%, recovering to the 104 thousand points level.

ENGIE Brasil Energia's equities reported an **increase of 2.1%** in the third quarter of 2019, while the Electric Energy Stock Index (IEEX) posted a gain of 6.7% in the period.

Average daily trading volume of EGIE3 was R\$ 54.0 million in 3Q19, 79.3% more than recorded in 3Q18, when average volumes were R\$ 30.1 million.

EBE's closed the last trading day of September priced at R\$ 44.39/share, translating into a market capitalization of R\$ 36.2 billion.



Upcoming Event

ENGIE Brasil Energia will be holding the following events to discuss the earnings results:

Conference call with Webcast (In Portuguese — simultaneous translation into English)

Date: November 6, 2019

Time: 9:00 a.m. (EDT) / 11:00 a.m. (BRT)

Connection numbers:

Participants in the USA: +1 (516) 300-1066 / 1-866-866-2673 (Toll Free)

Participants in the UK: + 44 (20) 3478-5282

Participants in Brazil: +55 (11) 3127-4971 / (11) 3728-5971

Access code: ENGIE

Webcast

The access links will be found at the company's website (www.engie.com.br), at the Investors section.

A replay will be available from November 6th to 12, 2019. Access by dialing: +55 (11) 3127-4999, code: 68982467 (Portuguese) and 65420899 (English).

Important

This release contains information and opinions on future events subject to risks and uncertainties, which are based on current forecasts, projections and tendencies in relation to the Company's businesses. Innumerable factors can affect the estimates and assumptions on which these opinions are based. For this reason, the estimates and forward looking statements in this release may not become a reality. In the light of these restrictions, shareholders and investors should not adopt any decisions based on estimates, projections and forward looking statements contained in this release.

ATTACHMENT I
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CONSOLIDATED BALANCE SHEET — ASSETS

(In thousands of R\$)	9/30/2019	12/31/2018
Current Assets	4,474,457	4,556,677
Cash and cash equivalents	1,719,426	2,415,792
Accounts receivables from clients	1,512,132	1,181,379
Credit of income tax and social contribution	106,713	98,978
Insurance claim receivable	-	74,780
Inventory	227,895	125,681
Unrealized gains on hedging transactions	192,451	3,135
Unrealized gains on trading transactions	102,254	116,202
Restricted deposits	5,226	8,956
Renegotiation of hydrological risk to appropriate	15,089	15,089
Concession financial assets	293,894	277,502
Non current asset held for sale	4,829	13,728
Other current assets	294,548	225,455
Non Current Assets	23,430,264	19,178,868
Long Term Assets	3,901,041	3,230,556
Unrealized gains on hedging transactions	527,978	256,464
Unrealized gains on trading transactions	57,818	44,429
Restricted deposits	369,620	232,450
Deposits in court	102,735	97,721
Renegotiation of hydrological risk to appropriate	119,459	130,776
Concession financial assets	2,376,693	2,317,608
Right of use	115,836	-
Other non current assets	230,902	151,108
Investments	3,101,211	-
Property, Plant and Equipment	15,140,472	14,635,467
Intangible	1,287,540	1,312,845
Total	27,904,721	23,735,545

ATTACHMENT II
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CONSOLIDATED BALANCE SHEET — LIABILITIES

(In thousands of R\$)	9/30/2019	12/31/2018
Current Liabilities	3,302,317	4,170,261
Suppliers	537,848	588,471
Dividends and interest on shareholder's equity	13,621	2,137,039
Loans and financing	1,359,617	454,513
Debentures	232,392	210,369
Lease liabilities	15,433	-
Tax and social contribution obligations payable	199,446	102,033
Other fiscal and regulatory obligations	131,307	104,410
Labor obligations	102,478	99,572
Unrealized gains on trading transactions	85,339	98,047
Concessions payable	137,935	84,931
Provision	8,880	8,883
Obligations related to retirement benefits	35,373	35,369
Other current liabilities	442,648	246,624
Non Current Liabilities	17,031,154	13,244,707
Loans and financing	6,589,275	5,854,915
Debentures	5,740,808	3,200,437
Lease liabilities	71,926	-
Unrealized gains on trading transactions	30,295	19,395
Concessions payable	2,958,886	2,765,538
Provision	93,593	88,977
Obligations related to retirement benefits	283,655	283,765
Deferred income taxes and social contribution	966,508	768,814
Other non current liabilities	296,208	262,866
Shareholders' Equity	7,571,250	6,320,577
Share capital	4,902,648	4,902,648
Net income reserves	1,055,576	1,106,277
Adjustment on fixed asset	(76,636)	307,261
Retained earnings	1,686,190	-
Non controlling interests	3,472	4,391
Total	27,904,721	23,735,545

**ATTACHMENT III
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CONSOLIDATED INCOME STATEMENT**

(In thousands of R\$)	3Q19	3Q18	Chg. %	9M19	9M18	Chg. %
Net Operational Revenue	2,494,116	2,488,646	0.2	7,009,354	6,492,471	8.0
Costs of Energy Sold and Services Provided	(1,422,305)	(1,583,250)	-10.2	(3,924,143)	(3,549,896)	10.5
Electric power purchases	(715,507)	(657,715)	8.8	(1,937,389)	(1,623,062)	19.4
Transactions in the short term energy market	(19,169)	(427,848)	-95.5	(202,017)	(505,935)	-60.1
Charges for the use of and connection to the electricity grid	(133,522)	(117,245)	13.9	(380,576)	(340,588)	11.7
Fuel expenses	(49,319)	(90,698)	-45.6	(88,767)	(151,147)	-41.3
Financial compensation for use of water resources (Royalties)	(33,593)	(33,006)	1.8	(99,114)	(88,101)	12.5
Personnel	(73,066)	(50,455)	44.8	(196,647)	(155,811)	26.2
Materials and third party services	(76,816)	(36,375)	111.2	(193,954)	(139,717)	38.8
Depreciation and amortization	(221,656)	(157,617)	40.6	(608,300)	(478,623)	27.1
Insurance	(9,995)	(8,525)	17.2	(44,234)	(25,790)	71.5
Reversals (Accrual) of operating provisions	(357)	10,411	-103.4	2,552	(1,252)	-303.8
Cost of implementing transmission infrastructure	(63,643)	-	100.0	(98,398)	-	100.0
Cost of selling photovoltaic solar panels	(11,362)	(2,465)	360.9	(41,254)	(2,465)	1,573.6
Others	(14,300)	(11,712)	22.1	(36,045)	(37,405)	-3.6
Gross Income	1,071,811	905,396	18.4	3,085,211	2,942,575	4.8
Operating Income (Expenses)	262,600	(56,418)	-565.5	141,073	(177,609)	-179.4
Selling, general and administrative expenses	(58,866)	(45,539)	29.3	(175,750)	(143,810)	22.2
Impairment	-	(10,416)	-100.0	(4,900)	(32,827)	-85.1
Other operating (expenses) revenues, net	321,466	(463)	-69,531.1	321,723	(972)	-33,199.1
Result of corporate participations	21,129	143	14,675.5	(5,680)	(971)	0.0
Equity income/(loss)	21,129	143	14,675.5	(5,680)	(971)	485.0
Income Before Financial Result and Taxes	1,355,540	849,121	59.6	3,220,604	2,763,995	16.5
Net Financial Result	(295,738)	(195,316)	51.4	(800,133)	(537,953)	48.7
Financial income	43,138	46,180	-6.6	111,908	101,821	9.9
Financial expenses	(338,876)	(241,496)	40.3	(912,041)	(639,774)	42.6
Income Before Taxes	1,059,802	653,805	62.1	2,420,471	2,226,042	8.7
Income tax	(227,814)	(125,621)	81.4	(520,080)	(481,345)	8.0
Social contribution	(89,281)	(52,833)	69.0	(206,826)	(190,852)	8.4
Net Income for the Period	742,707	475,351	56.2	1,693,565	1,553,845	9.0
Income allocated to:						
ENGIE Brasil Energia's shareholders	742,397	475,069	56.3	1,692,697	1,553,080	9.0
Non-controlling shareholder of Ibitiúva Bioenergética S.A.	310	282	9.9	868	765	13.5
Number of Ordinary Shares	815,927,740	815,927,740		815,927,740	815,927,740	
Net Income per Share	0.9099	0.5822	56.3	2.0746	1.9035	9.0

ATTACHMENT IV
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CONSOLIDATED STATEMENT OF CASH FLOW

(In thousands of R\$)	3Q19	3Q18	9M19	9M18
Cash Flow from Operating Activities				
Income before taxes on income	1,059,802	653,805	2,420,471	2,226,042
Reconciliation of net income with operating cash flow:				
Equity loss	(21,129)	(143)	5,680	971
Depreciation and amortization	225,787	160,355	620,541	486,465
Provision for impairment of assets	-	10,416	4,900	32,827
Monetary variation	12,373	80,980	179,102	212,273
Interests	293,037	136,772	682,437	391,432
Remuneration of concession assets	(89,808)	(80,150)	(281,930)	(270,127)
Unrealized gains on trading operations	(34,954)	-	(1,249)	-
Others	19,075	(23,601)	101	(9,606)
Adjusted Net Income	1,464,183	938,434	3,630,053	3,070,277
Increase (reduction) in assets				
Accounts receivables from clients	(169,735)	148,112	(308,616)	(49,225)
Tax credits recoverable	1,926	1,599	(6,982)	(3,131)
Inventory	(10,303)	46,035	(99,032)	607
Deposits in court and restricted deposits	1,053	7,393	2,652	13,790
Renegotiation of hydrological risk to appropriate	3,772	6,516	11,317	19,547
Financial and concessions assets	68,868	65,770	199,005	226,890
Insurance claim receivable	-	-	74,780	-
Other assets	(180,240)	(15,912)	(208,746)	(123,211)
Increase (reduction) in liabilities				
Suppliers	57,536	(182,199)	56,921	(144,211)
Other fiscal and regulatory obligations	40,847	17,628	23,748	24,304
Obligations related to retirement benefits	(7,250)	(6,787)	(21,758)	(20,093)
Fuel to pay to the CDE	(11,001)	35,204	(26,598)	149,880
Other liabilities	21,893	7,824	36,215	6,877
Cash Generated from Operating Activities	1,281,549	1,069,617	3,362,959	3,172,301
Payment of interests on debt, net of hedge	(177,527)	(91,529)	(376,320)	(289,126)
Payment of income tax and social contribution	(121,400)	(130,180)	(323,991)	(379,808)
Net Cash from Operating Activities	982,622	847,908	2,662,648	2,503,367
Investments Activities				
Capital increase at joint ventures	-	-	(2,789,257)	-
Acquisitions of investments	-	(12,830)	(680,612)	(17,361)
Used in fixed assets and intangibles	(92,671)	(1,097,196)	(992,598)	(2,324,365)
Received on disposal of investments	-	(3,581)	-	54,171
Liquidated damages for the delay conclusion received	71,886	-	71,886	-
Financing Activities	(884,734)	1,661,884	1,031,567	296,684
Loans, financing and debentures contracted	(188)	1,051,048	1,389,823	1,781,361
Debentures contracted	1,569,319	727,172	4,065,291	2,486,345
Payment of loans and financing, net of hedge	(1,622,336)	(68,833)	(1,965,563)	(1,890,285)
Payments of concessions payable	(18,489)	(17,717)	(55,031)	(52,648)
Debt Servicing Deposits	(80,533)	(32,481)	(125,566)	(34,702)
Payments of dividends and interest on shareholders' equity	(725,592)	(4)	(2,260,648)	(1,989,944)
Payments of leases	(2,561)	-	(12,277)	-
Others	(4,354)	2,699	(4,462)	(3,443)
Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	77,103	1,396,185	(696,366)	512,496
Reconciliation of Cash and Cash Equivalents				
Opening balance	1,642,323	1,046,381	2,415,792	1,930,070
Closing balance	1,719,426	2,442,566	1,719,426	2,442,566
Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	77,103	1,396,185	(696,366)	512,496
Transactions that do Not Affect Cash and Cash Equivalents				
Offsetting of income tax and social contribution	6,721	2,199	17,964	13,069
Capitalized interest and monetary variation	3,151	88,396	148,016	212,082
Future expenditures estimate to employ in fixed assets	119,667	(923)	137,116	(27,679)
Supplier's of fixed assets and intangibles	(20,773)	89,937	(107,994)	100,549
Input of non current assets held for sale	-	-	-	(48,038)
Transfer of property, plant and equipment to other non-current assets	-	-	(2,926)	-