ENGIE Brasil Energia registra lucro de R$ 475,4 milhões no trimestre em que comemora 20 anos de privatização

Operação comercial do Complexo Eólico Campo Largo atinge 55% da capacidade total

Florianópolis (SC), 31 de outubro de 2018. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia", "EBE" ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Terceiro Trimestre e ao período acumulado de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2018 (3T18, 9M18). 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.

Destaques

- O lucro líquido da ENGIE Brasil Energia no Terceiro Trimestre de 2018 (3T18) foi de R$ 475,4 milhões (R$ 0,7282/ação), valor 32,8% (R$ 117,4 milhões) acima do alcançado no terceiro trimestre de 2017 (3T17).
- O Ebitda[1] alcançou R$ 1.019,7 milhões no 3T18, aumento de 43,5% (R$ 308,9 milhões) em comparação ao 3T17. A margem Ebitda foi de 41,0% no 3T18, redução de 2,0 p.p. em relação ao 3T17.
- A receita operacional líquida alcançou R$ 2.488,6 milhões no 3T18, incremento de 50,4% (R$ 833,9 milhões) em comparação ao montante apurado no 3T17.
- O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido das exportações e dos tributos sobre a receita, foi de R$ 185,92/MWh no 3T18, valor 2,7% superior ao registrado no 3T17.
- A quantidade de energia vendida no 3T18 foi de 9.928 GWh (4.497 MW médios), volume 12,2% maior que o comercializado no 3T17.
- Foi concluída a operação de aquisição das ações remanescentes da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A., pelo preço ajustado de R$ 35,1 milhões.
- Foi realizado desembolso parcial dos financiamentos, junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), para o Complexo Eólico Campo Largo e para a UTE Pampa Sul.
- Cinco centrais eólicas da Fase I do Complexo Eólico Campo Largo iniciaram operação comercial.
- Foi finalizada a modernização do sistema de controle digital da Unidade Geradora 2 da UHE Machadinho. A substituição foi feita, de maneira preventiva, antes do fim da vida útil dos equipamentos e por tecnologias mais atuais.
- Pela nona vez, a Companhia recebe o Troféu Transparência, organizado pela Anefac, Fipecafi e Serasa Experian. O prêmio avalia a qualidade e transparência das informações financeiras, a consistência do relatório da administração e a aderência aos princípios contábeis.

Eventos Subsequentes

- Em 6 de outubro, a sexta, do total de 11 centrais eólicas do Complexo Eólico Campo Largo, iniciou operação comercial, que atingiu capacidade instalada de 178,2 MW do total de 326,7 MW.
- Foi aprovado o crédito de R$ 397,0 milhões (R$ 0,6082033686 por ação) sob a forma de juros sobre o capital próprio referentes ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2018. As ações ficarão ex-juros sobre o capital próprio a partir do dia 4 de janeiro de 2019.
- Aprovada a distribuição de dividendos intermediários, com base nas Reservas de Lucros, no valor de R$ 652,7 milhões, correspondentes a R$ 1,0 por ação. As ações serão negociadas ex-dividendos a partir de 13 de novembro de 2018.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

ENGIE Brasil Energia - Consolidado

(Valores em R$ milhões)	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.488,6	1.654,7	50,4%	6.492,5	4.942,6	31,4%
Resultado do Serviço (EBIT)	849,1	546,7	55,3%	2.764,0	1.969,7	40,3%
Ebitda (1)	1.019,7	710,8	43,5%	3.284,3	2.451,8	34,0%
Ebitda / RLV - (%) (1)	41,0	43,0	-2,0 p.p.	50,6	49,6	1,0 p.p.
Lucro Líquido	475,4	358,0	32,8%	1.553,8	1.299,9	19,5%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) (2)	34,1	27,1	7,0 p.p.	34,1	27,1	7,0 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) (3)	25,4	24,9	0,5 p.p.	25,4	24,9	0,5 p.p.
Dívida Líquida (4)	6.567,1	1.464,0	348,6%	6.567,1	1.464,0	348,6%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios)(5)	4.421	4.079	8,4%	4.159	4.135	0,6%
Energia Vendida (MW médios) (6)	4.497	4.008	12,2%	4.354	4.033	8,0%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) (7)	185,92	181,04	2,7%	181,88	179,76	1,2%
Número de Empregados - Total	1.264	1.134	11,5%	1.264	1.134	11,5%
Empregados EBE	1.216	1.086	12,0%	1.216	1.086	12,0%
Empregados em Projetos em Construção	48	48	0,0%	48	48	0,0%

(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 e impostos sobre a venda.

Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Carlos Freitas
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
carlos.freitas@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 1/11/2018 às 11h
(horário de Brasília): em português
(tradução simultânea para inglês)

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 24.

Visite nosso Site
www.ENGIE.com.br

EGIE3 NOVO MERCADO BM&FBOVESPA
IBOVESPA
Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada IGC
Índice de Ações com Tag Along Diferenciado ITAG
Índice de Sustentabilidade Empresarial ISE 2018
MSCI 2017 Constituent MSCI ESG Leaders Indexes

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

É com entusiasmo que celebramos, neste trimestre, 20 anos de privatização, perfazendo uma trajetória de sucesso. Nossa bem-sucedida história deve-se principalmente à consolidação de estratégias de longo prazo que posicionam a ENGIE Brasil Energia como um grande *player* de investimento em infraestrutura de energia no País.

Nossos resultados mais uma vez demonstram o acerto estratégico e a capacidade de execução de todo o time da EBE. Reportamos números sólidos e crescimento expressivo, mantendo a tendência ascendente que permeia os resultados da Companhia ao longo dos últimos anos. Lucro Líquido de R$ 475,4 milhões (+32,8% vs. 3T17), Ebitda de R$ 1.019,7 milhões (+43,5% vs. 3T17) e Receita Operacional Líquida atingindo R$ 2.488,6 milhões (+50,4% vs. 3T17) foram os grandes destaques do trimestre.

> Nossa bem-sucedida história deve-se principalmente à consolidação de estratégias de longo prazo que posicionam a ENGIE Brasil Energia como um grande *player* de investimento em infraestrutura de energia no País.

A combinação de gestão eficiente do portfólio, crescimento significativo da capacidade instalada com a consolidação das operações das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda e a implementação dos dois novos Complexos Eólicos, Campo Largo e Umburanas, coloca a EBE em posição privilegiada para aproveitar novas oportunidades oferecidas pelo mercado. Essas competências nos permitem oferecer ao investidor uma diferenciada plataforma de investimentos para a infraestrutura de energia no Brasil.

Nesse 3T18 — mais precisamente no mês de setembro — completamos 20 anos da privatização que originou as primeiras operações da Companhia. Além dos destaques financeiros, é importante trazer algumas reflexões acerca desta data e dos próximos anos. É inegável a sólida expansão — em todas as frentes — que a Companhia apresentou ao longo destas duas décadas de operações. Esse desempenho foi pautado por três grandes frentes: foco em expansão com disciplina financeira, apoio dos investidores (tanto controladores quanto minoritários) e principalmente pela entrega e comprometimento de nosso talentoso time, em todos os níveis de atuação.

Pensando no futuro, apontamos para o alto, mas sempre com os pés no chão. Avançamos na diversificação de nossos negócios, mas mantendo o foco em nosso *core* de geração renovável. Seguimos confiantes em nossa Política de Contratação de Energia, que nos garante previsibilidade e mitigação de riscos face a volatidades de curto prazo.

Para os próximos 20 anos, estamos nos preparando para grandes mudanças no setor. O papel fundamental da tecnologia, com as inovações trazidas por *big data*, inteligência artificial e *data analytics*, aliadas às tendências do setor elétrico, principalmente a ampliação do mercado livre, nos aproximarão ainda mais dos consumidores finais.

A EBE segue preparada para as evoluções do mercado, sempre pautando sua atuação em seus pilares estratégicos: **Descentralização** — chave na aproximação dos consumidores finais; **Digitalização** — facilidade tecnológica para atender os clientes e melhorar nossa eficiência operacional; e **Descarbonização** — caminho para geração 100% renovável. Temos certeza de que estamos oferecendo aos nossos investidores um veículo de investimento consistente e com amplos diferenciais competitivos para buscar a máxima geração de valor aos nossos acionistas.



Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente



Carlos Freitas
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

DESEMPENHO OPERACIONAL

Parque Gerador

A ENGIE Brasil Energia integra o maior grupo produtor independente de energia do País e, com a entrada em operação comercial das centrais eólicas Campo Largo I, III, IV, VII, XVI e XXI, passou a contar com 7.856,3 MW de capacidade instalada, operando um parque gerador de 9.577,0 MW, composto de 36 usinas, sendo 11 hidrelétricas, três termelétricas e 22 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 32 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.

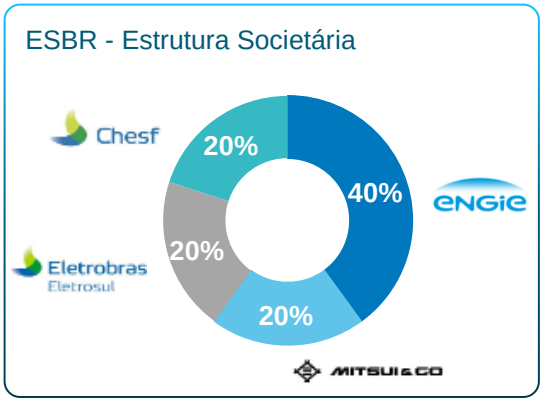
Parque Gerador da ENGIE Brasil Energia

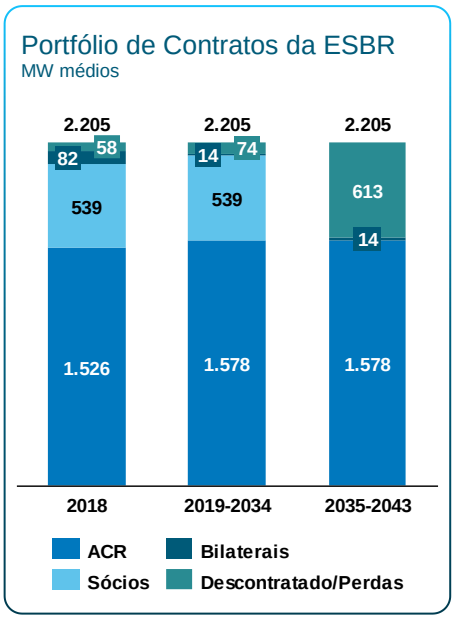
Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/ Autorização	Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	out/30	564,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	set/28	733,3
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9	jul/32	165,3
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	nov/37	256,9
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0	set/28	502,6
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	ago/33	260,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	dez/47	341,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	dez/47	198,2
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	abr/37	148,2
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	set/28	113,1
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	set/34	133,6
Total - Hidrelétricas			**8.102,3**	**6.391,7**		**3.417,7**
Complexo Jorge Lacerda[1]	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0	set/28	649,9
Total - Termelétricas			**857,0**	**857,0**		**649,9**
Complexo Trairi[2]	Eólica	Trairi (CE)	115,4	115,4	set/41	63,9
Complexo Santa Mônica[2]	Eólica	Trairi (CE)	97,2	97,2	jan/45	47,4
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
Complexo Campo Largo[3]	Eólica	Umburanas (BA)	178,2	178,2	jul/50	92,4
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	out/32	11,1
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/32	10,1
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	23,7	23,7	dez/32	9,2
Cidade Azul	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável[4]	0,0
Tubarão P&D	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[4]	0,0
Total - Complementares			**617,7**	**607,6**		**292,8**
Total			**9.577,0**	**7.856,3**		**4.360,4**

[1] Complexo composto de três usinas.
[2] Complexo composto de quatro usinas.
[3] Complexo com as centrais eólicas I, III, IV, VII, XVI e XXI em operação.
[4] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

Expansão

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





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

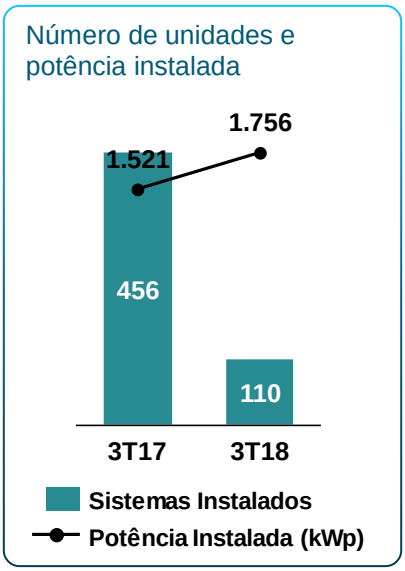
Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações (EBP) divulgou a contratação do Banco Itaú BBA S.A. para a prestação de serviços de assessoria financeira na preparação de estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia (EBE) de sua participação de 40% 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.

No 3T18, a Usina gerou 687,8 MW médios, 4,5% abaixo dos 720,0 MW médios gerados no 3T17, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,4% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)).

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


Sistema solar instalado pela EGSD

O Programa Indústria Solar, uma iniciativa da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (Fiesc), com realização da ENGIE Geração Solar Distribuída e da WEG S.A., atingiu 2.095 inscritos no perfil residencial e 678 no perfil industrial, ao fim do 3T18. Em virtude do sucesso desse Programa, a iniciativa foi estendida aos Estados do Mato Grosso e Rio Grande do Sul, lançados nos dias 2 de agosto e 14 de setembro de 2018, respectivamente. Desde o lançamento do Programa 200 consumidores residenciais e 97 industriais se inscreveram no Estado do Mato Grosso. Já no Rio Grande do Sul, em menos de um mês, foram 119 inscritos no perfil residencial e 82 no perfil industrial.



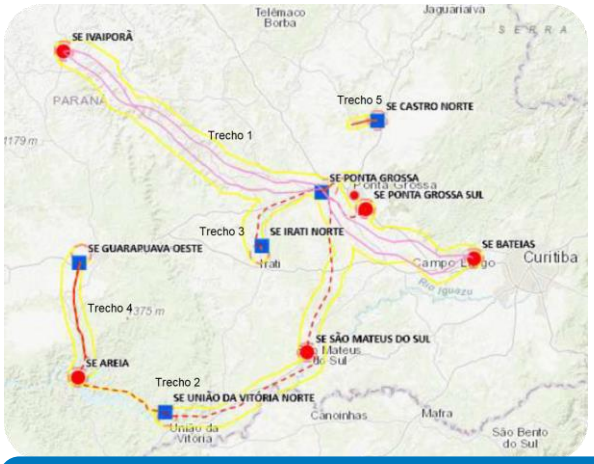
Adicionalmente, no Estado de Goiás, foram instalados 833 kWp e mais 1.533 kWp de contratos vendidos a serem instalados até janeiro de 2019, marcando nossa atuação no segmento do agronegócio.

No 3T18, foram instalados 110 sistemas, com capacidade instalada de 1.756,0 kWp, crescimento de 15,5% quando comparado aos 1.520,8 kWp registrados no 3T17, em 456 sistemas instalados. Desde o início de suas operações, a ENGIE Geração Solar Distribuída atingiu total de 1.820 sistemas, com capacidade instalada de 11.436,6 kWp, estando presente em 13 estados brasileiros.

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 1.050 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.

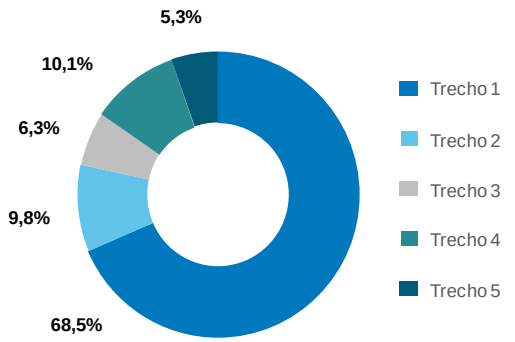
O prazo limite para início da operação da linha de transmissão é 9 de março de 2023. Mas a EBE informou à Aneel seu interesse em reduzir o prazo de implantação do empreendimento de 60 para 42 meses. Adicionalmente, a Companhia planeja redução no investimento previsto pela Aneel.

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



Localização das linhas de transmissão e subestações

Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) (%)



O Projeto Básico do empreendimento foi concluído e entregue à Aneel no fim de agosto. As atividades prosseguem com a execução do projeto executivo, bem como a definição e contratação dos subfornecedores.

As equipes de topografia, meio ambiente, fundiário e arqueologia continuam em campo realizando os estudos fundiários, arqueológicos e ambientais. Os estudos de impacto ambiental estão concluídos e os relatórios ambientais simplificados estão em fase de revisão.

Projetos 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		
Complexo Umburanas - Fase I	Eólica	Umburanas (BA)	360,0	360,0	De ago/49 a ago/50	207,5
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	345,0	345,0	mar/50	323,5
Complexo Campo Largo - Fase I	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	148,5	148,5	De jul/50 a mai/52	74,1
Total			**853,5**	**853,5**		**605,1**

Complexo Eólico Umburanas – Bahia (Fase I). Localizado no Município de Umburanas (BA), o Complexo tem **capacidade instalada total de 605 MW**, que serão desenvolvidos em duas fases. A Fase I tem capacidade instalada de 360 MW, dos quais 257,5 MW serão destinados ao mercado livre, e 102,5 MW foram comercializados no Leilão de Energia A-5/2014 pelo **preço de R$ 170,8/MWh, atualizado até 30 de setembro de 2018**. A Companhia destinará investimentos de cerca de R$ 1,8 bilhão (em setembro de 2017) nessa Primeira Fase do Complexo. Os 245 MW remanescentes serão futuramente desenvolvidos na Fase II. O projeto está sendo desenvolvido ao lado do Complexo Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e operação comercial.



Montagem dos aerogeradores

No 3T18, foi dado continuidade aos serviços de construção dos acessos às centrais eólicas, tendo sido finalizada a supressão vegetal, além de executados 95% da terraplenagem e 72% da pavimentação.

Os serviços das fundações dos aerogeradores atingiram 95% da escavação, 92% da armação e 89% da concretagem, totalizando 128 das 144 fundações concretadas.

Foi concluída a montagem da Linha de Transmissão de 230kV e a montagem eletromecânica em três centrais eólicas e iniciada em outras oito centrais.

A construção da subestação prosseguiu, tendo sido concluídas as fundações e a montagem das estruturas de concreto, e executados 99% da montagem dos equipamentos do pátio de 230kV e 82% do pátio de 34,5kV.

O progresso total do projeto é de 66%, e o início da operação comercial é esperado a partir de janeiro de 2019.



UTE Pampa Sul - visão geral

Usina Termelétrica Pampa Sul – Rio Grande do Sul. A UTE Pampa Sul está sendo implantada no Município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul, e terá capacidade instalada de 345 MW. A planta utilizará como combustível para geração de energia o carvão mineral de jazida, também situada em Candiota. A Usina será conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) pela linha de transmissão de 525 kv, construída pela Companhia, na subestação Candiota II.

Seus 294,5 MW médios de capacidade comercial foram comercializados pelo prazo de 25 anos no Leilão A-5, realizado em 28 de novembro de 2014, ao **preço de R$ 241,3/MWh, atualizado até 30 de setembro de 2018**. Foi aprovado investimento de aproximadamente R$ 1,8 bilhão (em novembro de 2014) para a construção da Usina. Ainda em novembro de 2014, a Companhia protegeu a parcela do investimento em moeda estrangeira contra efeitos da variação cambial, por meio de operações de *hedge*.

No 3T18, entre as atividades que merecem destaque estão a energização do *bay* de Candiota e da subestação do *site*, o comissionamento e teste de performance da correia transportadora de carvão, a conclusão do comissionamento dos sistemas de água e do sistema de supervisão e controle da usina. Adicionalmente, cumpre destacar a obtenção das licenças de operação da Linha de Transmissão e da correia transportadora. A obra principal apresenta avanço físico de 93% das obras civis e da montagem eletromecânica.

Com relação à área de saúde e segurança, convém destacar o atingimento da marca de mais de 15 milhões de homem-hora trabalhadas sem acidentes fatais.

A entrada em operação comercial está prevista para o segundo trimestre de 2019.

Complexo Eólico Campo Largo – Bahia (Fase I). O Complexo Eólico Campo Largo (CECL) é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, que estão sendo desenvolvidos em etapas, cujo potencial de desenvolvimento é de 656,7 MW, sendo a Fase I com 326,7 MW e a Fase II com 330 MW de capacidade instalada. Todos os empreendimentos estão localizados nos Municípios de Umburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km da cidade de Salvador, no Estado da Bahia. No Leilão A-5, de 28 de novembro de 2014, a ENGIE Brasil Energia comercializou, pelo prazo de 20 anos, 82,6 MW médios ao **preço de R$ 176,6/MWh, atualizado até 30 de setembro de 2018**, a serem gerados por seis parques eólicos, com capacidade instalada de 178,2 MW.



Montagem dos aerogeradores

Outros cinco parques eólicos do Complexo, com capacidade instalada total de 148,5 MW (75,2 MW médios), estão sendo desenvolvidos nessa etapa do projeto, sendo a energia já contratada no Ambiente de Contratação Livre (ACL). O investimento aprovado para os 11 parques foi de aproximadamente R$ 1,7 bilhão (em junho de 2014). A parcela denominada em moeda estrangeira foi protegida contra efeitos da variação cambial, por meio de operações de *hedge*.

No 3T18, seguiu a montagem dos aerogeradores, atingindo 106 máquinas concluídas, correspondendo a 88% do total. O progresso total do Complexo chegou a 98%.

O Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Inema) emitiu portaria concedendo a Licença de Operação às Centrais Eólicas Campo Largo I, III, IV, VII, XVI e XXI. Ainda no 3T18, a Aneel emitiu, por meio de despachos, as autorizações para entrada em operação comercial das Centrais Eólicas Campo Largo I, III, IV, VII e XVI, totalizando 5 das 11 Centrais Eólicas que compõem o Complexo Eólico Campo Largo, assegurando antecipação de 5 meses da data inicialmente prevista.

Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Complexo Santo Agostinho	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	600,0	600,0
Norte Catarinense	Termelétrica	Garuva (SC)	600,0	600,0
Complexo Campo Largo - Fase II	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	330,0	330,0
Complexo Umburanas - Fase II	Eólica	Umburanas (BA)	245,0	245,0
Assú - Centrais I, II, III e IV	Solar	Assú (RN)	146,8	146,8
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90,0	90,0
Total			**2.011,8**	**2.011,8**

Complexo Eólico Santo Agostinho – Rio Grande do Norte. O Complexo é composto de 24 Sociedades de Propósito Específico (SPEs), cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, **totalizando potencial de desenvolvimento de 600 MW**. 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 apto para participar de leilões de energia.

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.** Em março de 2016, foi emitida a Licença Prévia, representando um grande marco para a possibilidade de participação em leilões de energia.



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

Complexo Eólico Campo Largo – Bahia (Fase II). A Companhia pretende acrescentar aproximadamente **330 MW de capacidade instalada** ao Complexo Eólico Campo Largo com o desenvolvimento da sua segunda fase. A Companhia tem aplicado esforços na área comercial, no sentido de assegurar contratação no mercado livre, em quantidade que permita o início da construção da Fase II do Complexo Eólico Campo Largo.

Complexo Eólico Umburanas – Bahia (Fase II). Com **capacidade instalada de 245 MW**, a Segunda Fase conta com licenciamento ambiental regularizado e será futuramente desenvolvida pela EBE ao lado do Complexo Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e operação comercial.

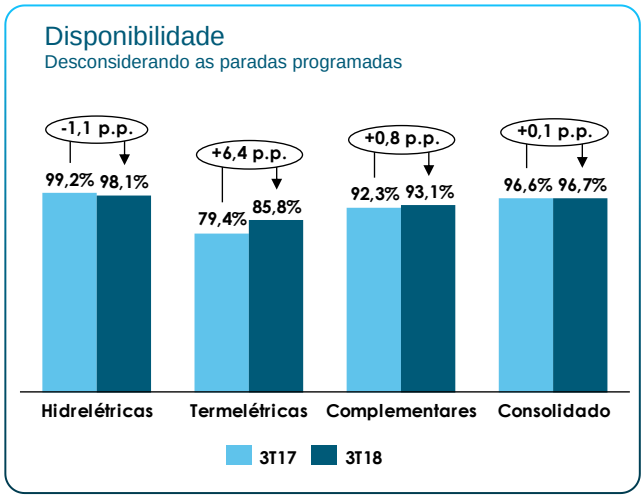
Complexo Fotovoltaico Assú. Localizado no Município de Assú (RN), terá **capacidade instalada total aproximada de 183 MWp**. O Complexo conta com cinco projetos, no qual um deles, a Central Fotovoltaica Assú V, entrou em operação comercial em dezembro de 2017, e as demais centrais solares estão em fase de medição da irradiação solar e já tiveram sua Licença Prévia emitida, estando aptas a participar de leilões de energia nova.

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

Complexo 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 **Complexo Fotovoltaico Alvorada, com capacidade instalada total estimada em 90 MWp**. Os projetos estão em fase de medição da irradiação solar e tiveram sua Licença Prévia emitida em agosto de 2016, estando aptos a participar de leilões de energia nova.

Disponibilidade

As usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **96,7% no 3T18, desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 98,1% nas usinas hidrelétricas, 85,8% nas termelétricas e 93,1% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.



Considerando também as paradas programadas, a disponibilidade global no 3T18 foi de 88,8%, sendo 90,1% nas usinas hidrelétricas, 76,0% nas termelétricas e 89,8% nas usinas de fontes complementares.

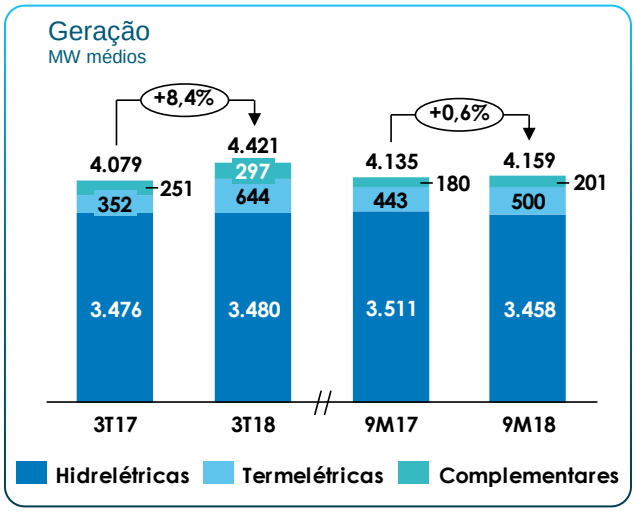
No 3T18, considerando as manutenções programadas, o índice de disponibilidade global ficou acima do verificado no mesmo período de 2017. Para as hidrelétricas, este índice sofreu redução devido, principalmente, às modernizações da Unidade Geradora 2 da Usina Hidrelétrica Machadinho e da Unidade Geradora 1 da Usina Hidrelétrica Itá, além das manutenções corretivas da Unidade Geradora 2 da Usina Hidrelétrica Itá e da Unidade Geradora 4 da Usina Hidrelétrica Jaguara.

Em relação às usinas termelétricas, apesar da realização de manutenções corretivas nas unidades geradoras 4, 6 e 7 (todas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda), a disponibilidade das usinas, no 3T18, ficou bastante superior à registrada no 3T17, principalmente porque, em 2017, a Usina Termelétrica Jorge Lacerda C estava parada para revisão.

Nas usinas complementares a disponibilidade no 3T18 ficou ligeiramente acima do 3T17.

Produção

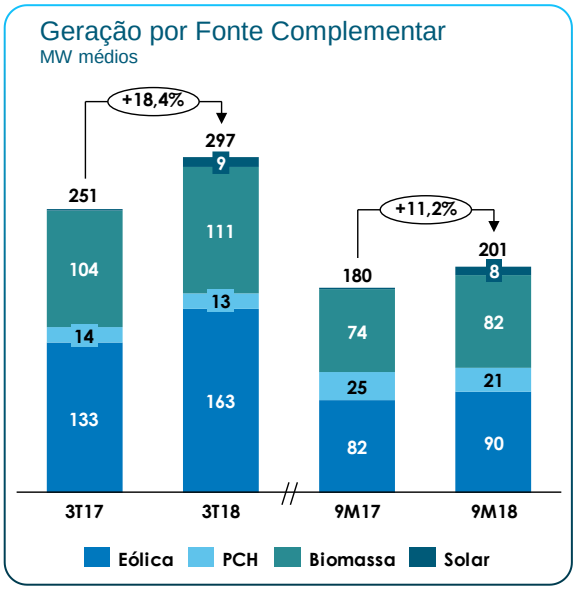
A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 9.762 GWh (4.421 MW médios) no 3T18, resultado **8,4% superior** à produção do 3T17. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 7.685 GWh (3.480 MW médios); as termelétricas, por 1.422 GWh (644 MW médios); e as complementares, por 656 GWh (297 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, aumentos de 0,1%, 82,8% e 18,4% na geração das usinas hidrelétricas, termelétricas e complementares, em comparação ao 3T17.



Em termos médios, ao longo do 3T18, as condições hidrológicas das bacias onde a EBE detém seus empreendimentos hidrelétricos se apresentaram mais desfavoráveis em relação ao 3T17. Porém, a geração hidrelétrica ao longo do 3T18 manteve-se no mesmo patamar do 3T17, devido ao acréscimo da geração das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, adquiridas no Leilão de setembro de 2017.

O significativo aumento na geração das termelétricas (82,8%) deve-se a dois fatores principais: (i) aumento da disponibilidade da Usina Termelétrica Jorge Lacerda C, em comparação com o 3T17, quando esteve indisponível para revisão geral, (ii) atrelada à maximização da geração, dado que todas as usinas que compõem o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda encontram-se despachadas por mérito de custo.

A elevação da geração das usinas complementares fica a cargo do início da operação comercial das Centrais Eólicas Campo Largo I, III, IV, VII e XVI, além do início da geração em teste das Centrais Eólicas Campo Largo XVIII e XXI, bem como o início de operação da Usina Solar de Assú V, em dezembro de 2017.



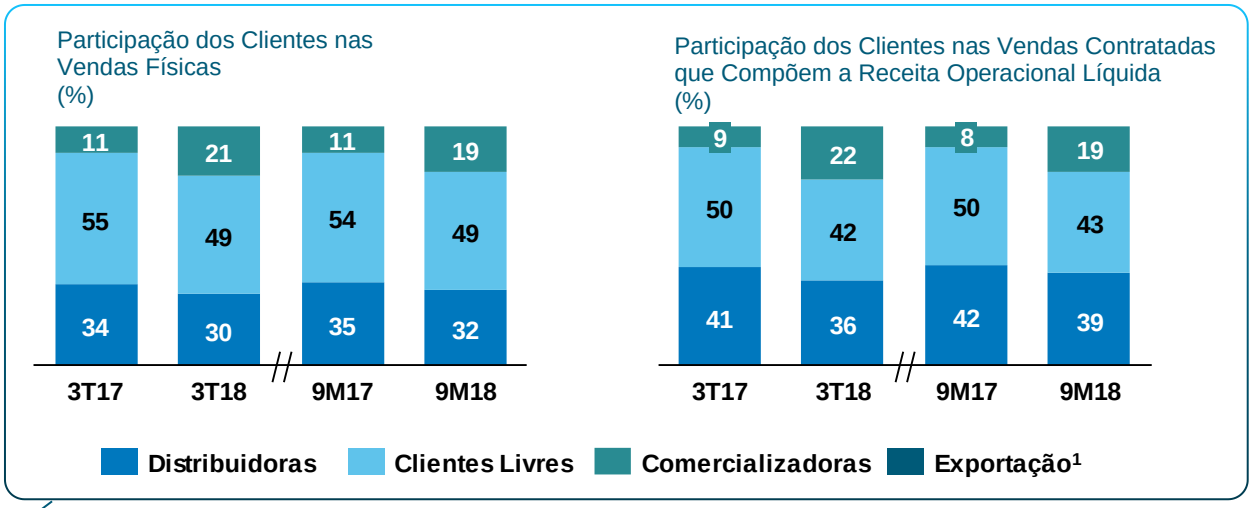
Cumpre destacar que um aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação 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.

Clientes

No 3T18, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 49,1% do total das vendas físicas e 41,9% do total da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), redução de 5,7 p.p. e 8,4 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

A redução na participação de consumidores livres reflete, substancialmente, o acréscimo de venda de energia para comercializadoras, inclusive operações de *trading*.



[1] A representatividade das exportações sobre as vendas físicas foi de 0,01% nos 9M17 e sobre a receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas) foi de 0,01% nos 9M17.

Estratégia de Comercialização

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 2018**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia
(em MW médios)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
Recursos Próprios	4.100	4.500	4.709	4.718	4.731	4.729				
+ Compras para Revenda	1.449	1.070	635	467	426	353				
= Recursos Totais (A)	**5.549**	**5.570**	**5.344**	**5.185**	**5.157**	**5.082**				
Vendas Leilões do Governo[1]	1.638	1.997	2.013	2.013	2.013	2.013				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	226,0	203,1
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	248,3	223,1
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	259,0	232,7
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	232,7	209,1
2014-EE-2014-06	103	103	-	-	-	-	270,7	mai-14	342,2	307,5
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	266,3	256,6
1º Leilão de Reserva	14	14	14	14	14	14	158,1	ago-08	274,0	264,0
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	18	17	14	14	14	14	-	-	260,9	251,4
2014-EN-2019-25	-	173	295	295	295	295	183,5	mar-14	241,3	216,8
2014-EN-2019-25	-	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	261,4	251,8
2014-EN-2019-20	-	83	83	83	83	83	139,3	nov-14	176,6	160,2
2015-EN-2018-20	-	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	215,9	195,9
8º Leilão de Reserva	9	9	9	9	9	9	303,0	nov-15	349,4	317,1
2017-EN-2019-20	-	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	170,8	155,0
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	134,7	128,5
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	151,2	144,2
+ Vendas Bilaterais	3.319	3.125	2.931	2.381	1.955	1.311				
= Vendas Totais (B)	**4.957**	**5.122**	**4.944**	**4.394**	**3.968**	**3.324**				
Saldo (A - B)	**592**	**448**	**400**	**791**	**1.189**	**1.758**				
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]	181,3	187,4	182,8							
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	182,5	186,1	170,1							

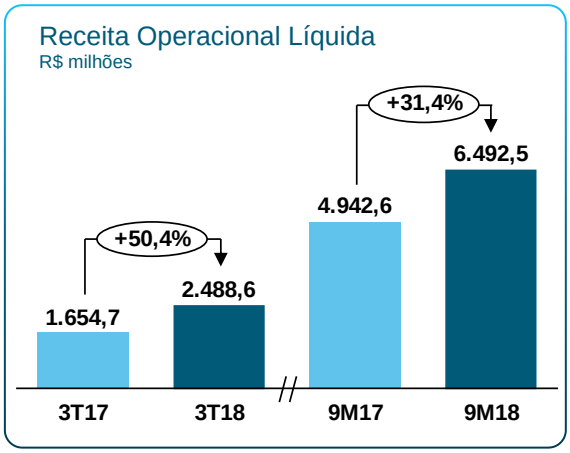
[1] XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX ➔ ano de realização do leilão
YY ➔ EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW ➔ ano de início de fornecimento
ZZ ➔ duração do fornecimento (em anos)
[2] Preço de venda líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), ou seja, não considera a inflação futura.
[3] Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).
[4] Preço de aquisição líquido, considerando os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considera 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.

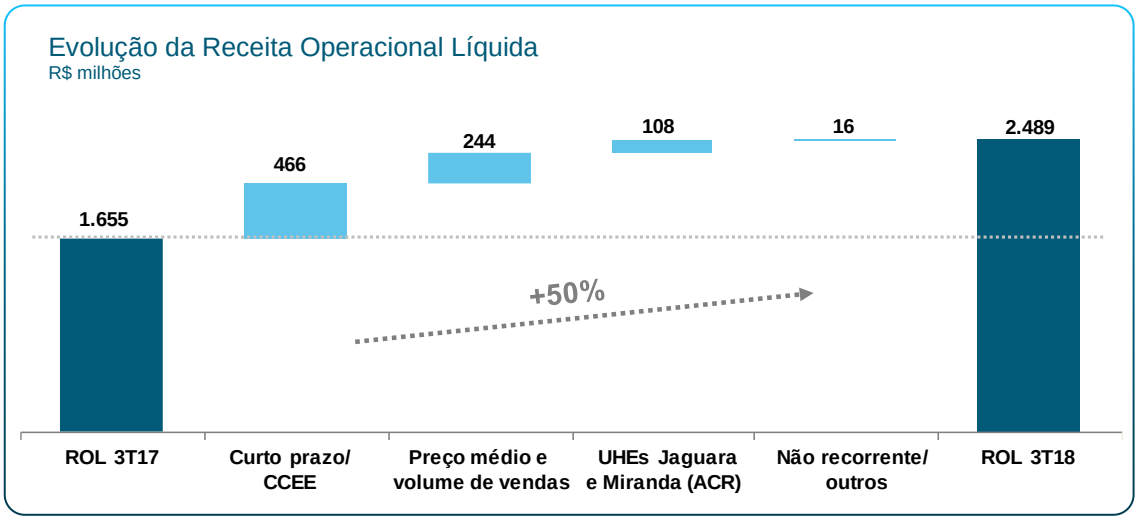
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

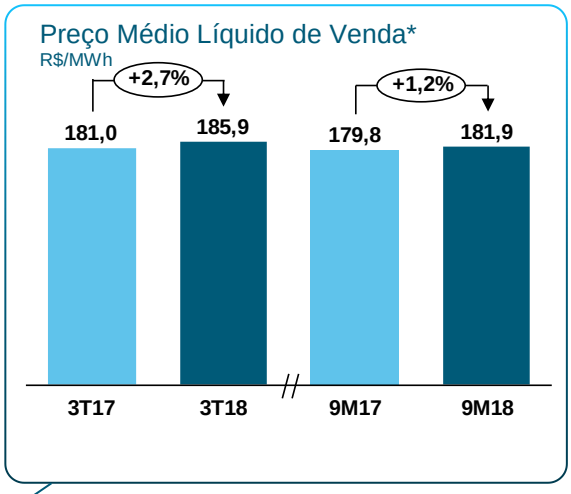
Receita Operacional Líquida

No 3T18, **a receita operacional líquida apresentou aumento de 50,4%** (R$ 833,9 milhões), quando comparada à auferida no 3T17, passando de R$ 1.654,7 milhões para R$ 2.488,6 milhões.



Os principais fatores que resultaram essa variação foram: (i) R$ 466,1 milhões, de acréscimo na receita fruto das transações realizadas no mercado de curto prazo, em especial as realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); (ii) R$ 243,7 milhões, decorrentes do maior volume de energia vendida e da elevação do preço médio de venda para distribuidoras e comercializadoras; (iii) R$ 108,1 milhões, devido à receita decorrente da operação das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), dos quais R$ 80,2 milhões correspondem à remuneração do ativo financeiro e R$ 27,9 milhões, à receita de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) para cobrir os custos de operação, manutenção e melhorias; e (iv) R$ 15,1 milhões, referentes ao reconhecimento de receitas relativas à multa contratual por indisponibilidade nas usinas do Complexo Eólico Santa Mônica e à indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistros nas Usinas Hidrelétricas Passo Fundo e São Salvador.



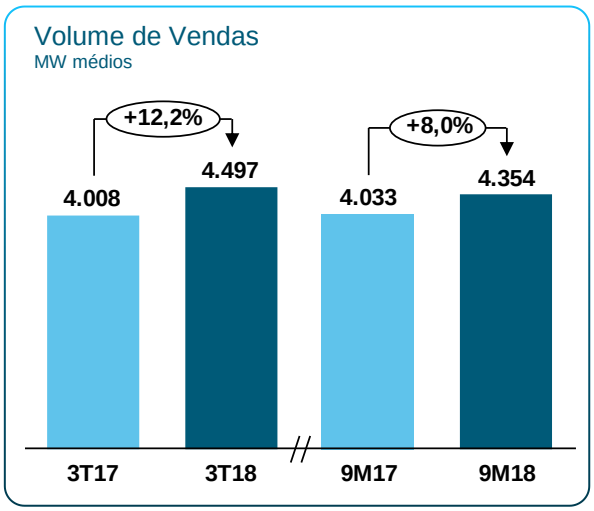


* Líquido de exportações e impostos sobre a venda.

» Preço Médio Líquido de Venda

O preço médio de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita, atingiu R$ 185,92/MWh no 3T18, **2,7% acima** do auferido no 3T17, cujo valor foi de R$ 181,04/MWh.

A elevação do preço ocorreu, essencialmente, em razão de novos contratos de venda de energia para comercializadoras com preços superiores à média dos contratos existentes ou finalizados, parcialmente atenuada por menores preços médios praticados com clientes industriais.



» Volume de Vendas

A quantidade de energia vendida passou de 8.850 GWh (4.008 MW médios) no 3T17 para 9.928 GWh (4.497 MW médios) no 3T18, **aumento de 1.078 GWh** (489 MW médios), ou seja, 12,2%.

Tais variações decorreram, substancialmente, do acréscimo de venda de energia para comercializadoras, inclusive operações de *trading,* refletindo a parcela de energia negociada no Ambiente de Contratação Livre (ACL) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, adquiridas no final do ano de 2017.

Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

» Receita de Venda de Energia Elétrica — Distribuidoras

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 661,8 milhões no 3T18, montante **0,4% superior** aos R$ 659,3 milhões auferidos no 3T17, variação ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R$ 8,2 milhões — elevação de 1,2% no preço médio líquido de venda; e (ii) R$ 5,7 milhões — redução de 25 GWh (12 MW médios) na quantidade de vendas, passando de 3.009 GWh (1.363 MW médios) no 3T17 para 2.984 GWh (1.351 MW médios) no 3T18.

A elevação no preço médio líquido de vendas entre os períodos em análise decorre, principalmente, da atualização monetária de contratos existentes. O decréscimo no volume de vendas é resultado, substancialmente, das reduções decorrentes do Mecanismo de Compensação de Sobras e *Deficits* (MCSD), parcialmente atenuadas pelo início das vendas da energia gerada pela Usina Fotovoltaica Assú V, cuja operação comercial foi iniciada no fim de dezembro de 2017.

» Receita de Venda de Energia Elétrica — Comercializadoras

No trimestre em análise, **a receita de venda a comercializadoras** foi de R$ 410,9 milhões, **200,6% superior** à receita auferida no 3T17, que foi de R$ 136,7 milhões.

Essa ampliação resultou dos seguintes aspectos: (i) R$ 167,2 milhões — contratos de venda em operações de *trading* (309 MW médios); (ii) R$ 68,8 milhões - aumento de 391 GWh (177 MW médios) no volume de energia vendida; e (iii) R$ 38,2 milhões — acréscimo de 27,9% no preço médio líquido de vendas. As variações apresentadas nos itens (ii) e (iii) não consideram as operações de *trading*.

A variação do volume observada no trimestre em análise decorre, substancialmente, de novos contratos de venda para comercializadoras, refletindo as operações de *trading* e a parcela de energia negociada no Ambiente de Contratação Livre (ACL) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, adquiridas no fim de 2017. A elevação do preço ocorreu, basicamente, em razão das novas contratações com preços superiores à média dos contratos vigentes ou finalizados.

» Receita de Venda de Energia Elétrica — Consumidores Livres

A **receita de venda a consumidores livres reduziu 4,1%**, passando de R$ 806,1 milhões no 3T17 para R$ 773,1 milhões no 3T18. Os seguintes eventos contribuíram para essa variação: (i) R$ 37,9 milhões — redução de 4,7% no preço médio líquido de venda da energia decorrente, substancialmente, de menores preços praticados com clientes industriais; e (ii) R$ 4,9 milhões — elevação de 31 GWh (15 MW médios) na quantidade de energia vendida, que passou de 4.847 GWh (2.195 MW médios) no 3T17 para 4.878 GWh (2.210 MW médios) no 3T18, em virtude, basicamente, de ligeiro aumento de consumo de clientes industriais.

A quantidade de consumidores livres na carteira da Companhia passou de 369 no 3T17 para 480 no 3T18, crescimento de 30,1%.

» Transações no Mercado de Curto Prazo — em Especial no Âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

No 3T18, **a receita auferida no mercado de curto prazo** — em especial no âmbito da CCEE, foi de R$ 507,6 milhões, enquanto no 3T17 foi de R$ 41,5 milhões, **elevação de R$ 466,1 milhões**. Mais informações em: “Detalhamento das Operações de Curto Prazo - em Especial as Transações na CCEE”.

» Remuneração dos ativos financeiros de concessões

O montante equivalente a 70% da garantia física das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, cuja vigência dos contratos de concessão teve início em 29 de dezembro de 2017, é remunerado pelo recebimento do Retorno da Bonificação de Outorga (RBO), que compõe a Receita Anual de Geração (RAG) a ser auferida pelas empresas. Pela essência econômica da transação, a parte equivalente ao valor pago pela outorga da concessão foi registrada como ativo financeiro, e a remuneração desses ativos está sendo reconhecida como receita financeira operacional. O montante dessa remuneração, reconhecido no 3T18, nas Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, foi de R$ 49,8 milhões e R$ 30,4 milhões, respectivamente.

» Receita de serviços prestados

Ainda para as 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 3T18, para as Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, foi de R$ 15,4 milhões e R$ 12,5 milhões, respectivamente.

» Outras receitas

No 3T18, ocorreu reconhecimento de receitas não recorrentes no montante de R$ 15,1 milhões em virtude dos seguintes aspectos: (i) R$ 9,2 milhões — aplicação de multa contratual a fornecedor em razão de indisponibilidade nas usinas do Complexo Eólico Santa Mônica; e (ii) R$ 5,9 milhões — direito a indenização resultante da interrupção de negócios motivada por sinistros nas Usinas Hidrelétricas Passo Fundo e São Salvador, em março de 2017 e dezembro de 2015, respectivamente.

Custos da Venda de Energia e Serviços

Os **custos da venda de energia e serviços aumentaram em R$ 517,2 milhões (48,5%)**, passando de R$ 1.066,0 milhões no 3T17 para R$ 1.583,2 milhões no 3T18. Tais variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos componentes a seguir:

» **Energia elétrica comprada para revenda:** elevação de R$ 195,0 milhões (42,2%) no 3T18 em comparação ao 3T17, reflexo, sobretudo, da combinação do que se segue: (i) R$ 168,8 milhões — compras de energia elétrica destinadas para operações de *trading* (300 MW médios); (ii) R$ 18,0 milhões — acréscimo de 105 GWh (47 MW médios), nas compras de médio e de longo prazo para a gestão do portfólio da Companhia; e (iii) R$ 8,2 milhões — aumento de 1,8% no preço médio líquido de compras, por meio de novas contratações com preços superiores à média dos contratos finalizados e atualização monetária de contratos existentes. Adicionalmente, a diferença entre o montante de energia comprada e vendida para operações de *trading* foi liquidada na CCEE.

» **Transações no mercado de curto prazo - em especial no âmbito da CCEE:** no trimestre em análise, os custos com essas transações foram superiores em R$ 277,9 milhões (185,3%). Os detalhes estão descritos a seguir em item específico.

» **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 9,5 milhões (8,8%) entre os trimestres em análise, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão, dos encargos relativos à parcela de energia das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda comercializada no ACL e da entrada em operação comercial e em teste, de 9 dos 11 parques eólicos da fase I do Complexo Eólico Campo Largo, em 2018. Tais variações foram parcialmente atenuadas pelos efeitos da paralização das operações da Usina Termelétrica William Arjona, em consequência de sua inviabilidade econômica, motivada pela elevação do custo do gás.

» **Combustíveis para produção de energia elétrica:** acréscimo de R$ 72,4 milhões (395,0%), ocasionado, substancialmente, pelo maior custo com consumo de carvão no 3T18, motivado pelo aumento de 82,8% na geração termelétrica entre os trimestres e pela limitação ao reembolso do carvão pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a partir de 2018, imposta pela nova Resolução Aneel nº 801, de 19 de dezembro de 2017.

» **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** elevação de R$ 1,3 milhão (4,1%) entre os trimestres comparados, refletindo, basicamente, o registro no 3T18 das obrigações referentes às Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda e o reajuste de 2,5% da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) em 2018. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pela menor geração líquida das usinas hidrelétricas no 3T18, apesar de um pequeno aumento na geração bruta.

» **Pessoal:** redução de R$ 6,5 milhões (11,4%) em relação ao trimestre anterior, em virtude, substancialmente, do reconhecimento, no 3T18, de recuperação de créditos de PIS e Cofins incidentes sobre determinados custos com pessoal, no valor de R$ 5,1 milhões.

» **Materiais e serviços de terceiros:** decréscimo de R$ 22,3 milhões (38,0%) entre os trimestres analisados. Essa variação decorre, essencialmente, do reconhecimento, no 3T18, de recuperação de créditos de PIS e Cofins incidentes sobre a aquisição de determinados materiais e serviços de terceiros, no montante de R$ 16,6 milhões, e da redução de custos motivada pela paralização das operações da Usina Termelétrica William Arjona. Tais efeitos positivos foram parcialmente atenuados pelo registro dos custos de operação e manutenção, no 3T18, das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda.

» **Depreciação e amortização:** redução de R$ 4,2 milhões (2,6%) entre os trimestres comparados, resultante, sobretudo, da combinação dos seguintes aspectos: (i) fim da depreciação de grandes manutenções realizadas no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda em períodos anteriores; e (ii) alienação das Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, em outubro de 2017. Esse decréscimo foi parcialmente atenuado pelo reconhecimento da amortização de ativo intangível referente à aquisição das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda no 3T18.

» **Reversão de provisões operacionais líquidas:** efeito positivo de R$ 6,2 milhões (147,5%) entre os trimestres comparados, fruto, basicamente, de reversões de provisões operacionais no 3T18 e no 3T17.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo — em Especial as Transações na CCEE

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, ele permite analisar oscilações dos principais elementos, apesar de terem sido alocados ora na receita, ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

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

Na comparação entre o 3T18 e o 3T17, os resultados líquidos (diferença entre receitas e custos - deduzidos dos tributos incidentes sobre as receitas e os custos) decorrentes de transações de curto prazo, em especial as transações no âmbito da CCEE, **apresentaram impacto positivo no resultado de R$ 188,2 milhões**, passando de uma despesa de R$ 108,4 milhões no 3T17, para uma receita de R$ 79,8 milhões no trimestre atual.

Essa variação é consequência, essencialmente, das seguintes variações: (i) impacto negativo em razão da elevação dos efeitos do Fator de Ajuste do MRE (GSF), já deduzido dos efeitos positivos da repactuação do risco hidrológico; (ii) ampliação da quantidade de energia livre para liquidação na CCEE, em virtude da estratégia de alocação dos recursos hídricos, aliada à ativa gestão do portfólio; (iii) efeito positivo de maior geração termelétrica; (iv) reconhecimento de recuperação de custos resultante do recálculo do Fator de Disponibilidade de Geração da UHE Santo Antônio, conforme decisão judicial; e (v) redução da receita no MRE.

Em dezembro de 2017, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD, para o ano de 2018, em R$ 505,18/MWh e R$ 40,16/MWh, respectivamente. Na comparação entre os trimestres, o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste aumentou 13,3%, passando de R$ 436,20/MWh no 3T17 para R$ 494,37/MWh no 3T18.

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

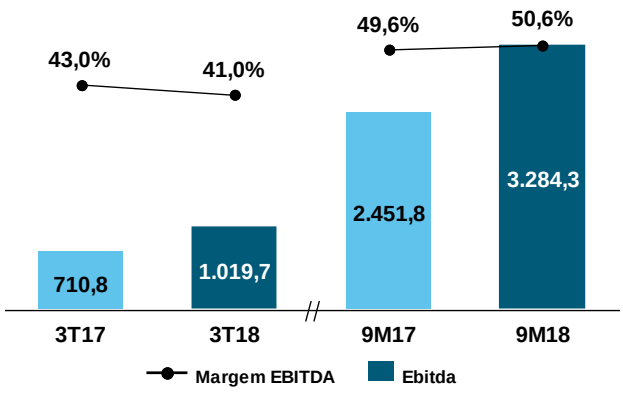
As despesas com vendas, gerais e administrativas, entre os trimestres em análise, aumentaram em R$ 2,8 milhões (6,5%), em virtude, majoritariamente, de reversão de provisão de contingência cível no 3T17, no montante de R$ 16,0 milhões, parcialmente atenuada pelo reconhecimento no 3T17 de despesa relativa ao acordo judicial de desbloqueio do teto previdenciário de R$ 4,1 milhões e de recuperação de créditos de PIS e Cofins sobre determinadas despesas no 3T18, no valor de R$ 9,9 milhões. Expurgando o efeito dos não recorrentes, as despesas com venda, gerais e administrativas apresentaram aumento de R$ 0,8 milhões (1,8%), entre os trimestres em análise.

Ebitda e Margem Ebitda

Refletindo os efeitos anteriormente mencionados, **o Ebitda** do 3T18 foi de R$ 1.019,7 milhões, isto é, **R$ 308,9 milhões (43,5%) acima** do apurado no 3T17, que foi de R$ 710,8 milhões. A margem Ebitda foi de 41,0% no 3T18, decréscimo de 2,0 p.p. em relação ao 3T17.

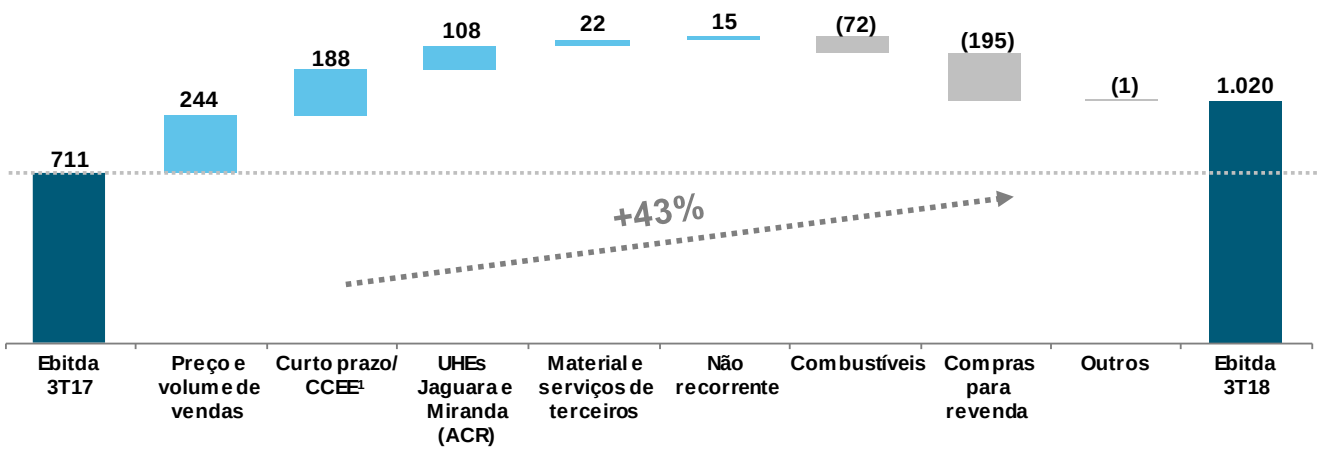
As variações supracitadas são consequência da combinação dos seguintes fatores: (i) elevação de R$ 243,7 milhões na combinação de preço e volume de energia vendida por meio de contratos; (ii) elevação de R$ 195,0 milhões nas compras de energia para *trading* e composição de portfólio; (iii) efeito positivo de R$ 188,2 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo — em especial as transações na CCEE; (iv) receita de R$ 108,1 milhões resultante das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, adquiridas no fim de 2017; (v) acréscimo de R$ 72,4 milhões no custo com combustíveis; (vi) decréscimo de R$ 22,3 milhões nos custos com materiais e serviços de terceiros; (vii) reconhecimento de receita de R$ 15,1 milhões, referentes ao reconhecimento de multa contratual por indisponibilidade nas usinas do Complexo Eólico Santa Mônica e de direito a indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistros nas Usinas Hidrelétricas Passo Fundo e São Salvador; e (viii) aumento de R$ 1,1 milhão dos demais custos e despesas operacionais.

Ebitda (1) e Margem Ebitda



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

Evolução do Ebitda
R$ milhões



1 Considera o efeito combinado de variações de receita e despesa.

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

(Valores em R$ milhões)	3T18	3T17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
Lucro líquido	475,4	358,0	32,8	1.553,8	1.299,9	19,5
(+) Imposto de renda e contribuição social	178,4	138,2	29,1	672,2	540,9	24,3
(+) Resultado financeiro	195,3	50,5	286,7	538,0	128,9	317,4
(+) Depreciação e amortização	160,3	164,1	-2,3	486,5	480,4	1,3
Ebitda	**1.009,4**	**710,8**	**42,0**	**3.250,5**	**2.450,1**	**32,7**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável	10,4	0,0	-	32,8	0,0	-
(+) Resultado de participações societárias	-0,1	0,0	-	1,0	1,7	-41,2
Ebitda ajustado	**1.019,7**	**710,8**	**43,5**	**3.284,3**	**2.451,8**	**34,0**

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 3T18, as receitas financeiras atingiram R$ 46,2 milhões, isto é, **R$ 7,6 milhões (19,7%) acima** dos R$ 38,6 milhões auferidos no 3T17. Tal variação é decorrente, substancialmente: (i) da elevação de R$ 14,4 milhões nos juros sobre contas a receber, substancialmente, sobre valores na CCEE; (ii) do decréscimo de R$ 9,1 milhões na receita com aplicações financeiras, por efeito da queda na taxa de juros; e (iii) da elevação de R$ 0,4 milhão na variação monetária de depósitos judiciais.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 3T18 foram de R$ 241,5 milhões, isto é, **R$ 152,4 milhões (171,0%) acima** das registradas no 3T17, que foi de R$ 89,1 milhões. As principais variações observadas foram: (i) aumento de R$ 72,2 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas, em razão, substancialmente, da emissão de debêntures pelas controladas Companhia Energética Jaguara e Companhia Energética Miranda, em junho de 2018, bem como pela controladora, em julho de 2018, e sobre empréstimos contratados recentemente; (ii) elevação de R$ 70,0 milhões nos juros e na variação monetária sobre as concessões a pagar, visto a ampliação dos índices inflacionários no 3T18; e (iii) reconhecimento de R$ 8,2 milhões no 3T18 de atualização monetária sobre outros valores a pagar.

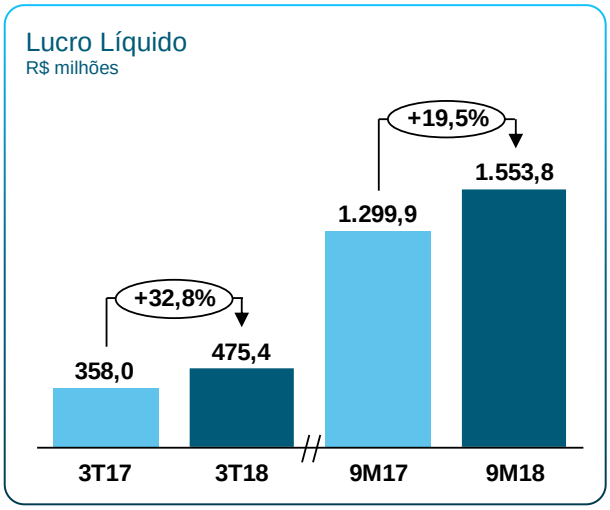
Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CS)

As despesas com IR e CSLL no **3T18 foram de R$ 178,4 milhões**, valor superior em R$ 40,2 milhões (29,1%) ao do mesmo trimestre de 2017, que foi de 138,2 milhões, em decorrência, principalmente, do aumento do lucro antes dos tributos. A taxa efetiva de IR e CSLL, no 3T18, foi de 27,3% ante 27,9% no 3T17. No 3T18 e no 3T17, a Companhia possuía os incentivos fiscais da Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) das Usinas Hidrelétricas Ponte de Pedra e São Salvador e da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (Sudene) da Usina Hidrelétrica de Estreito, bem como subsidiárias operando sob o regime de lucro presumido.

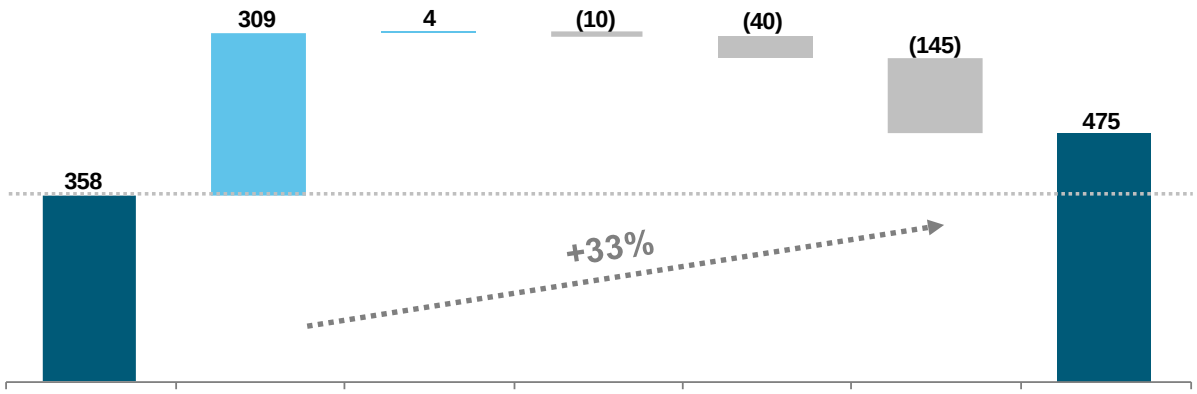
Lucro Líquido

O lucro líquido do 3T18 foi de R$ 475,4 milhões, **R$ 117,4 milhões (32,8%) superior** aos R$ 358,0 milhões apresentados no 3T17.

Esse acréscimo é efeito dos seguintes fatores: (i) elevação de R$ 308,9 milhões no Ebitda; (ii) efeito negativo de R$ 144,8 milhões do resultado financeiro; (iii) redução de R$ 3,8 milhões da depreciação e amortização; (iv) aumento de R$ 40,2 milhões do imposto de renda e da contribuição social; (v) reconhecimento de *impairment* de ativos de R$ 10,4 milhões; e (vi) resultado positivo de equivalência patrimonial de R$ 0,1 milhão.

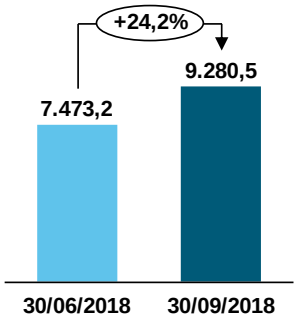


Evolução do Lucro Líquido
R$ milhões



Endividamento

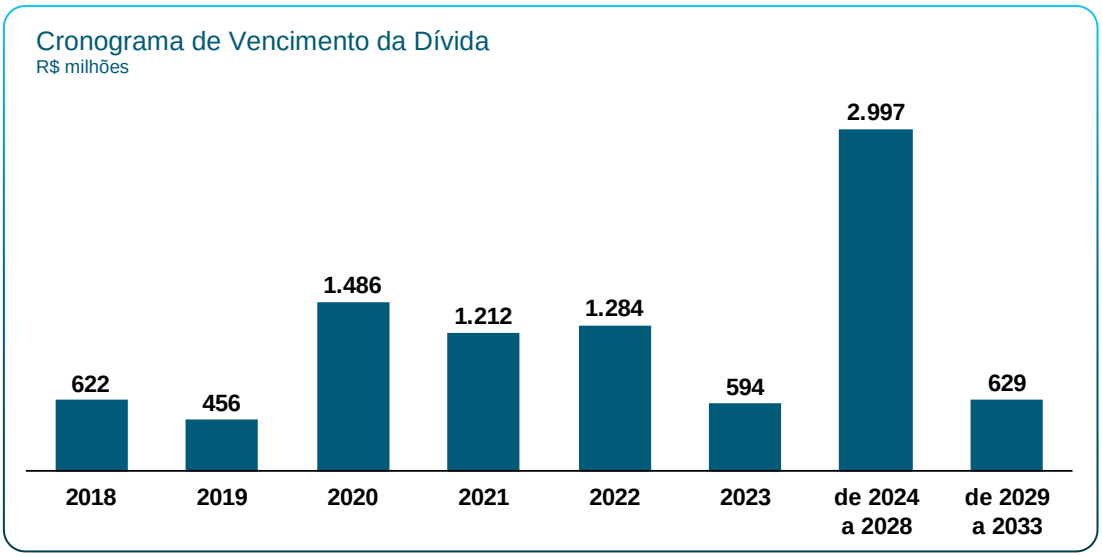
Dívida Bruta
R$ milhões



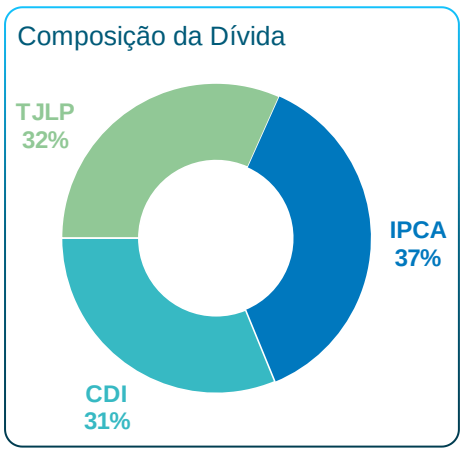
Em 30 de setembro de 2018, a **dívida bruta total consolidada,** representada principalmente por empréstimos, financiamentos, debêntures e notas promissórias, líquida dos efeitos de operações de *hedge,* **totalizava R$ 9.280,5 milhões — aumento de 24,2%** (R$ 1.807,3 milhões) comparativamente à posição de 30 de junho de 2018.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos no 3T18: (i) saques no BNDES e em seus agentes financeiros no valor total acumulado de R$ 1.051,1 milhões, destinados à construção do Complexo Eólico Campo Largo e da UTE Pampa Sul; (ii) emissão de R$ 727,2 milhões em debêntures da 7ª emissão de debêntures da EBE; (iii) geração de R$ 187,5 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iv) R$ 160,4 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

Cronograma de Vencimento da Dívida
R$ milhões



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 3T18 foi **8,6%** (9,1% no fim do 3T17).



Em 30 de setembro de 2018, 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$ 6.567,1 milhões, aumento de 6,1%** em relação ao registrado ao fim do 2T18.

Dívida Líquida
R$ milhões

	30/09/2018	30/06/2018	Var. %
Dívida bruta	9.613,7	7.746,3	24,1
Resultado de operações com derivativos	(333,2)	(273,1)	22,0
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(270,8)	(234,6)	15,4
Caixa e equivalentes de caixa	(2.442,6)	(1.046,4)	133,4
Dívida líquida total	**6.567,1**	**6.192,2**	**6,1**

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia **no 3T18 foram de R$ 1.183,6 milhões**, dos quais (i) R$ 31,0 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; (ii) R$ 1.142,9 milhões aplicados na construção dos novos projetos: R$ 357,2 milhões concentrados no Complexo Eólico Campo Largo, R$ 226,8 milhões foram aplicados na construção da UTE Pampa Sul, R$ 538,6 milhões no Complexo Eólico Umburanas, R$ 19,9 milhões no Sistema de Transmissão de Energia Gralha Azul e R$ 0,4 milhão em outros investimentos; e (iii) R$ 9,7 milhões designados para as modernizações das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório.

Crédito de Juros sobre o Capital Próprio e Dividendos Intermediários

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou em reunião realizada em 31 de outubro de 2018, o crédito de **juros sobre o capital próprio** referentes ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2018, no montante de **R$ 397,0 milhões (R$ 0,6082033686 por ação)** e o crédito de **dividendos intermediários**, no valor de **R$ 652,7 milhões (R$ 1,0 por ação).**

As ações da Companhia serão negociadas **ex-juros a partir do dia 4 de janeiro de 2019 e ex-dividendos a partir do dia 13 de novembro de 2018**. Esses proventos serão pagos em data a ser posteriormente definida pela Diretoria Executiva e a comunicação se dará por 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 2018, das 35 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 86,3% 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 Iniciative* (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

- Protocolado o Inventário de Emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE) das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório, assegurado por terceira parte independente, na Secretaria do Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Estado do Paraná, para obtenção do Selo Clima Paraná.
- Concluída a auditoria de *upgrade* do Sistema Integrado de Gestão (SIG), com recomendação para a certificação conforme as novas versões da NBR ISO 9001 e NBR ISO 14001, ambas de 2015.
- Aprovada a nova Política de Gestão Sustentável da EBE, pela Diretoria Executiva, em 9 de junho, e pelo Conselho da Administração, em 8 de agosto. A Política anterior passou por um processo de revisão, tendo em vista a evolução dos desafios e compromissos globais com iniciativas sustentáveis, tais como os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), e consequente ampliação dos desafios que a Companhia se impõem, especialmente relacionados à transição energética e seus reflexos positivos na sociedade.
- Ocorrida a Parada Geral de Saúde e Segurança, para divulgação dos “10 Cuidados no Trânsito”.
- Realizado treinamento de *High Potential Incidents* (HIPOs) e Visitas Gerencias de Segurança (VGS) para lideranças das unidades Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, Sede, Usina Hidrelétrica São Salvador e Usina Hidrelétrica Cana Brava.

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 3T18, associando cada indicador aos da GRI.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador	Temas materiais	Indicador GRI[3]	3T18	3T17	Variação	9M18	9M17	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Energia e mudanças do clima	102-7, EU1	35 [4]	31	4	35 [4]	31	4
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	9.547	8.790	8,6%	9.547	8.790	8,6%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	7.826	7.069	10,7%	7.826	7.069	10,7%
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	85,13%	92,46%	-7,3 p.p.	85,13%	92,46%	-7,3 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	8.690	7.743	12,2%	8.690	7.743	12,2%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	91,02%	88,09%	2,9 p.p.	91,02%	88,09%	2,9 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	9.762	9.000	8,5%	27.253	27.083	0,6%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	8.421	8.452	-0,4%	24.111	25.901	-6,9%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	86,3%	93,9%	-7,6 p.p.	88,5%	95,6%	-7,2 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	8.340	8.222	1,4%	23.973	24.182	-0,9%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	85,4%	91,4%	-5,9 p.p.	88,0%	89,3%	-1,3 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas		EU30	96,7%	96,6%	0,1 p.p.	97,3%	94,5%	2,8 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas		EU30	88,8%	88,5%	0,3 p.p.	91,2%	87,5%	3,7 p.p.
16	Meio Ambiente	Total de mudas plantadas e doadas	- Energia e mudanças do clima - Engajamento com comunidades locais e partes interessadas - Biodiversidade	304-2, 413-1	96.142	58.490	64,4%	316.029	169.228	86,7%
17		Número de visitantes às usinas		413-1	30.370	27.090	12,1%	77.863	64.010	21,6%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,928	1,088	-14,7%	0,941	1,022	-7,9%
19		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,135	0,103	31,3%	0,114	0,113	0,7%
20	Saúde e Segurança	Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[5]	- Saúde e Segurança, Desenvolvimento e Igualdade - Gestão de impactos na cadeia produtiva	403-2	0,000	4,100	↓	0,000	1,380	↓
21		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[6]		403-2	0,000	0,016	↓	0,000	0,006	↓
22		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo[5]		403-2	1,830	1,990	↓	0,930	1,040	↓
23		Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção[5]		403-2	0,890	1,200	↓	1,950	0,620	↑
24	Responsabilidade Social[7]	Investimentos não incentivados	- Engajamento com comunidades locais e partes interessadas	203-2, 413-1	1.161,10	959,30	21,0%	2.236,70	2.197,80	1,8%
25		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		203-2, 413-1	374,50	694,50	-46,1%	1.213,70	1.451,50	-16,4%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		203-2, 413-1	882,00	1.745,10	-49,5%	7.677,80	6.482,10	18,4%
27		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		203-2, 413-1	100,00	300,00	-66,7%	660,00	300,00	100,0%
28		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		203-2, 413-1	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD		203-2, 413-1	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
30		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		203-2, 413-1	200,00	12,20	1539,3%	300,00	382,60	-21,6%

Notas:
1) Mais indicadores encontram-se disponíveis no ITR (*website* ENGIE Brasil Energia / Investidores / Informações Financeiras / ITRs, DFPs, e Formulário de Referência)
2) Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.
3) GRI: *Global Reporting Initiative*, versão *Standards* e complemento setorial G4.
4) A Central Eólica Campo Largo XXI já gerava energia ao fim do 3T18, mas ainda em fase de testes/ comissionamento, e portanto, não está somado ao montante.
5) TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.
6) TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.
7) Valores em milhares de reais.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

O Estatuto Social da ENGIE Brasil Energia tem-se regularmente ajustado às novas regras e aos novos procedimentos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3: o mais alto nível de governança corporativa desta bolsa de valores. Adicionalmente, a Companhia é integrante do Índice de Sustentabilidade da Bolsa (ISE). O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia é composto de nove membros titulares, sendo um representante dos empregados e dois conselheiros independentes. Salvo o escolhido pelos empregados, todos são eleitos por acionistas, em Assembleia Geral. Um Conselho Fiscal, permanente, independente da administração e da auditoria externa da Companhia, responde pela fiscalização dos atos dos administradores e por examinar e opinar sobre as demonstrações financeiras, pela avaliação dos sistemas de gestão de risco e de controles internos e das propostas a serem submetidas ao Conselho de Administração no caso de contratação de serviços adicionais da empresa prestadora de serviço de auditoria das demonstrações financeiras.

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 ONU, do qual a ENGIE Brasil Energia é signatária desde seu lançamento.

Em 2017, a Bolsa divulgou o novo Regulamento do Novo Mercado. A ENGIE Brasil Energia votou favoravelmente à totalidade das alterações propostas no regulamento, por entender como relevantes os avanços nos aspectos de transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa aplicáveis às empresas listadas no segmento. As Companhias devem implementar as novas exigências até o início de 2021, e aquelas que se sobrepõem às regras já estabelecidas anteriormente passam a vigorar a partir de janeiro de 2018. A Companhia, percebendo valor à sua gestão e governança nas novas exigências, está empreendendo esforços para implementação das mudanças com maior brevidade possível. Um grupo de trabalho já foi composto e o planejamento e estudo das ações já estão em curso.

Adicionalmente às regras do Novo Mercado, a ENGIE Brasil Energia segue os regulamentos da Lei Sarbanes-Oxley, cujo objetivo é coibir a conduta antiética e proporcionar mais confiabilidade às demonstrações financeiras.

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, de membros independentes do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia.

MERCADO DE CAPITAIS

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

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

Desempenho das Ações – EGIE3

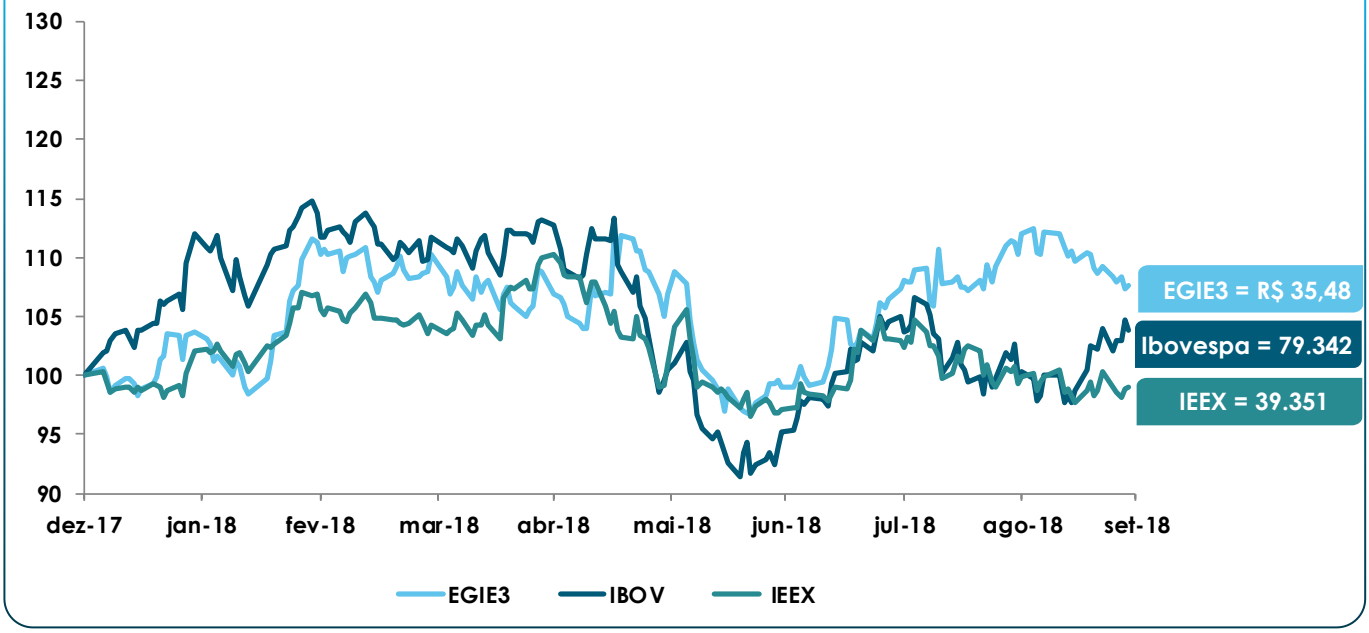
O terceiro trimestre de 2018 foi marcado pela lenta recuperação do mercado de trabalho brasileiro e pela confiança dos empresários ainda baixa diante das incertezas em relação às eleições, mostrando um ritmo de recuperação mais lento que o esperado. No mercado externo, a guerra comercial entre Estados Unidos e China abalou os mercados financeiros e as previsões de crescimento global.

O Ibovespa, principal índice da B3, encerrou o 3T18 com valorização de 9,0%, revertendo em parte o desempenho ruim do trimestre anterior. No acumulado dos nove meses de 2018, o ganho do Ibovespa foi de 3,9%, 19,5 p.p. abaixo do desempenho do mesmo período de 2017.

As ações da ENGIE Brasil Energia registraram **alta de 8,8%** no 3T18, desempenho bastante superior ao do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX), que apresentou aumento de 2,0% no 3T18. As ações da EBE encerraram o último pregão de setembro de 2018 cotadas a R$ 35,48/ação**, conferindo à Companhia valor de mercado de R$ 23,2 bilhões.**

No 3T18, o volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 30,1 milhões, 4,3% abaixo do registrado no 3T17, quando atingiu R$ 31,4 milhões.

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX
(Base 100 – 31/12/2017)



Próximo Evento

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

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

Data: 1 de novembro de 2018
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 1 a 7 de novembro de 2018. Acesso pelo telefone: (11) 3127-4999, código: 41686446 (português) e 73880259 (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)	30/09/2018	31/12/2017
Ativo Circulante	**4.388.038**	**3.735.779**
Caixa e equivalentes de caixa	2.442.566	1.930.070
Contas a receber de clientes	1.146.146	1.058.469
Estoques	95.562	98.249
Depósitos vinculados	7.707	15.423
Ganhos não realizados em operações de *hedge* de compromissos com fornecedores	9.436	3.933
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	26.064	26.064
Ativo financeiro de concessão	274.584	301.904
Ativo não circulante mantido para venda	20.228	5.569
Outros ativos circulantes	365.745	296.098
Ativo Não Circulante	**18.349.794**	**15.832.734**
Realizável a Longo Prazo	**3.264.027**	**2.826.648**
Depósitos vinculados	276.307	231.489
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	270.796	225.516
Outros depósitos vinculados	5.511	5.973
Depósitos judiciais	97.030	100.095
Ganhos não realizados em operações de *hedge* de compromissos com fornecedores	348.088	14.274
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	125.403	144.950
Ativo financeiro de concessão	2.316.021	2.245.463
Outros ativos não circulantes	101.178	90.377
Investimentos	**-**	**19.027**
Imobilizado	**13.764.885**	**11.678.108**
Intangível	**1.320.882**	**1.308.951**
Total	**22.737.832**	**19.568.513**

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

(Valores em R$ mil)	30/09/2018	31/12/2017
Passivo Circulante	**3.224.954**	**5.676.471**
Fornecedores	593.957	617.396
Dividendos e juros sobre o capital próprio	1.156.399	1.300.516
Empréstimos e financiamentos	335.473	948.158
Debêntures e notas promissórias	574.953	2.127.760
Concessões a pagar	69.126	67.051
Imposto de renda e contribuição social a pagar	85.494	181.351
Outras obrigações fiscais e regulatórias	86.208	93.668
Obrigações trabalhistas	95.496	94.879
Provisões	9.478	11.651
Obrigações com benefícios de aposentadoria	30.683	30.683
Outros passivos circulantes	187.687	203.358
Passivo Não Circulante	**12.893.856**	**7.057.317**
Empréstimos e financiamentos	5.442.639	2.867.783
Debêntures	3.260.607	812.715
Concessões a pagar	2.727.210	2.432.348
Provisões	85.836	77.723
Obrigações com benefícios de aposentadoria	281.765	280.971
Imposto de renda e contribuição social diferidos	776.851	507.905
Outros passivos não circulantes	318.948	77.872
Patrimônio Líquido	**6.619.022**	**6.834.725**
Capital social	2.829.056	2.829.056
Reservas de lucros	2.981.490	3.600.738
Ajustes de avaliação patrimonial	321.928	400.800
Lucros acumulados	482.339	-
Participação de acionista não controlador	4.209	4.131
Total	**22.737.832**	**19.568.513**

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

(Valores em R$ mil)	3T18	3T17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
Receita Operacional Líquida	**2.488.646**	**1.654.738**	**50,4**	**6.492.471**	**4.942.593**	**31,4**
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	**(1.583.250)**	**(1.066.020)**	**48,5**	**(3.549.896)**	**(2.839.343)**	**25,0**
Energia elétrica comprada para revenda	(657.715)	(462.691)	42,1	(1.623.062)	(1.239.474)	30,9
Transações no mercado de curto prazo - em especial no âmbito da CCEE	(427.848)	(149.955)	185,3	(505.935)	(293.761)	72,2
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(117.245)	(107.760)	8,8	(340.588)	(315.844)	7,8
Combustíveis para geração	(90.698)	(18.325)	394,9	(151.147)	(288.382)	-47,6
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(33.006)	(31.699)	4,1	(88.101)	(88.479)	-0,4
Pessoal	(50.455)	(56.923)	-11,4	(155.811)	(160.570)	-3,0
Materiais e serviços de terceiros	(36.375)	(58.710)	-38,0	(139.717)	(147.578)	-5,3
Depreciação e amortização	(157.617)	(161.782)	-2,6	(478.623)	(473.781)	1,0
Reversão (Constituição) de provisões operacionais líquidas	10.411	4.207	147,5	(1.252)	225.917	-100,6
Outros	(22.702)	(22.382)	1,4	(65.660)	(57.391)	14,4
Lucro Bruto	**905.396**	**588.718**	**53,8**	**2.942.575**	**2.103.250**	**39,9**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(56.418)**	**(42.069)**	**34,1**	**(177.609)**	**(131.858)**	**34,7**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(45.539)	(42.774)	6,5	(143.810)	(134.270)	7,1
Provisão para redução ao valor recuperável	(10.416)	-	100,0	(32.827)	-	100,0
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(463)	705	-165,7	(972)	2.412	-140,3
Resultado de Participações Societárias	**143**	**6**		**(971)**	**(1.693)**	
Equivalência patrimonial	143	6	2.283,3	(971)	(1.693)	0,0
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**849.121**	**546.655**	**55,3**	**2.763.995**	**1.969.699**	**40,3**
Resultado Financeiro	**(195.316)**	**(50.458)**	**287,1**	**(537.953)**	**(128.928)**	**317,3**
Receitas financeiras	46.180	38.613	19,6	101.821	164.246	-38,0
Despesas financeiras	(241.496)	(89.071)	171,1	(639.774)	(293.174)	118,2
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**653.805**	**496.197**	**31,8**	**2.226.042**	**1.840.771**	**20,9**
Imposto de renda	(125.621)	(97.265)	29,2	(481.345)	(384.253)	25,3
Contribuição social	(52.833)	(40.885)	29,2	(190.852)	(156.629)	21,8
Lucro Líquido do Exercício	**475.351**	**358.047**	**32,8**	**1.553.845**	**1.299.889**	**19,5**
Número de Ações Ordinárias	**652.742.192**	**652.742.192**		**652.742.192**	**652.742.192**	
Lucro Líquido por Ação	**0,7282**	**0,5485**	**32,8**	**2,3805**	**1,9914**	**19,5**

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

(Valores em R$ mil)	3T18	3T17	9M18	9M17
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	653.805	496.197	2.226.042	1.840.771
Ajustes para conciliar o lucro antes dos tributos ao caixa gerado nas operações:				
Resultado de participações societárias	(143)	(6)	971	1.693
Depreciação e amortização	160.355	164.119	486.465	480.423
Provisão para redução ao valor recuperável *(impairment)*	10.416	-	32.827	-
Variação monetária	80.980	(1.327)	212.273	(2.675)
Juros	136.772	80.643	391.432	259.610
Remuneração do ativo financeiro de concessão	(80.150)	-	(270.127)	-
Constituição (Reversão) de provisões operacionais	(11.512)	(20.220)	(75)	(243.466)
Outros	(12.089)	(1.169)	(9.531)	750
Lucro Ajustado	**938.434**	**718.237**	**3.070.277**	**2.337.106**
Aumento (redução) nos ativos				
Contas a receber de clientes	148.112	(17.402)	(49.225)	90.133
Estoques	46.035	3.094	607	3.826
Depósitos vinculados e judiciais	7.393	59.201	13.790	52.537
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	6.516	6.516	19.547	19.548
Ativo financeiro de concessão	65.770	-	226.890	-
Outros ativos	(14.313)	(9.062)	(126.342)	(84.938)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	(182.199)	(61.178)	(144.211)	14.068
Outras obrigações fiscais e regulatórias	17.628	(12.369)	24.304	(10.117)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(6.787)	(6.956)	(20.093)	(19.888)
Combustível a pagar à CDE	35.204	-	149.880	-
Outros passivos	7.824	19.794	6.877	20.002
Caixa Gerado pelas Operações	**1.069.617**	**699.875**	**3.172.301**	**2.422.277**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(91.529)	(86.791)	(289.126)	(182.530)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(130.180)	(62.518)	(379.808)	(238.578)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	**847.908**	**550.566**	**2.503.367**	**2.001.169**
Atividades de Investimento	**(1.113.607)**	**(495.644)**	**(2.287.555)**	**(1.423.974)**
Aquisição de investimento	(12.830)	(15.627)	(17.361)	(25.151)
Aplicação no imobilizado e intangível	(1.097.196)	(473.686)	(2.324.365)	(1.382.987)
Recebimento pela alienação de investimentos	(3.581)	-	54.171	-
Caixa e equivalentes de subsidiárias alienadas	-	(6.331)	-	(15.836)
Atividades de Financiamento	**1.661.884**	**1.138**	**296.684**	**(831.018)**
Obtenção de empréstimos, financiamentos e debêntures	1.778.220	109.472	4.267.706	320.943
Empréstimos, financiamentos e notas promssórias pagos, líquidos do *hedge*	(68.833)	(77.170)	(1.890.285)	(226.488)
Pagamento de parcelas de concessões a pagar	(17.717)	(17.205)	(52.648)	(51.264)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(4)	(9)	(1.989.944)	(838.610)
Outros	(29.782)	(13.950)	(38.145)	(35.599)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**1.396.185**	**56.060**	**512.496**	**(253.823)**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa				
Saldo inicial	1.046.381	1.505.457	1.930.070	1.815.340
Saldo final	2.442.566	1.561.517	2.442.566	1.561.517
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**1.396.185**	**56.060**	**512.496**	**(253.823)**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa				
Juros e variação monetária capitalizados	88.396	41.506	212.082	113.594
Fornecedores de imobilizado e intangível	89.937	41.884	100.549	66.163
Compensação de imposto de renda e contribuição social	2.199	6.458	13.069	30.122
Estimativa para desembolsos futuros para aplicação no imobilizado	(923)	(9.979)	(27.679)	39.187
Ativo não circulante mantido para venda	-	-	(48.038)	-