A ENGIE Brasil Energia reporta crescimentos de 25,5% e 24,1% na Receita Líquida e no Ebitda, respectivamente, impulsionados pela adição de capacidade instalada e operações de *trading*.

Companhia reporta Lucro Líquido de R$ 2,3 bilhões, com crescimento de 15,5%, e mantém payout equivalente a 100%, R$ 2,7851 por ação.

Destaques

- A ENGIE Brasil Energia registrou receita operacional líquida de R$ 8.794,8 milhões em 2018, incremento de 25,5% (R$ 1.784,8 milhões) em comparação ao montante apurado em 2017.
- O Ebitda[1] atingiu R$ 4.367,6 milhões em 2018, aumento de 24,1% (R$ 848,1 milhões) em comparação a 2017. A margem Ebitda foi de 49,7% em 2018, redução de 0,5 p.p. em relação a 2017.
- O lucro líquido alcançou R$ 2.315,4 milhões (R$ 2,8365/ação), valor 15,5% (R$ 310,8 milhões) acima do alcançado no ano de 2017.
- 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$ 180,60/MWh em 2018, valor 0,1% superior ao registrado em 2017.
- A quantidade de energia vendida no ano de 2018, sem considerar as operações de *trading*, foi de 35.904 GWh (4.099 MW médios), volume 0,4% maior que o comercializado em 2017.
- A última central eólica da Fase I do Conjunto Eólico Campo Largo entrou em operação comercial em dezembro de 2018, atingindo 100% da sua capacidade comercial.
- Contratos assinados no Ambiente de Contratação Livre (ACL) viabilizam a Fase II do Conjunto Eólico Campo Largo.
- Foi aprovado o aumento de capital social com emissão de novas ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal, distribuídas aos acionistas da Companhia, a título de bonificação, na proporção de 1 ação para cada 4 de sua titularidade.
- Pelo 14° ano consecutivo, a ENGIE Brasil Energia foi incluída no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE). A Companhia é integrante do ISE desde sua criação em 2005.

Eventos Subsequentes

- Entraram em operação comercial as quatro primeiras centrais eólicas, de um total de 18, que formam a Fase I do Conjunto Eólico Umburanas, com 360 MW de capacidade instalada. Outras quatro estão operando em teste.
- No dia 11 de janeiro, a Companhia registrou novo recorde de geração: 8.277,8 MWh.
- Pelo segundo ano consecutivo, a EBE é uma das quatro empresas brasileiras a ser incluída no *ranking* das 100 Empresas Globais Mais Sustentáveis, da Revista Corporate Knights, entre aproximadamente 7,5 mil empresas de capital aberto em todo mundo.
- A partir de 15 de março, o Sr. Eduardo Sattamini, Diretor-Presidente, acumulará interinamente o cargo de Diretor Financeiro e de RI, substituindo o Sr. Carlos Freitas que renunciou ao cargo para assumir um novo desafio profissional.
- O Conselho de Administração da Companhia aprovou a proposta de dividendos complementares no montante de R$ 76,7 milhões (R$ 0,0940/ação), a ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária. O total de proventos relativos a 2018 atingirá R$ 2.272,5 milhões (R$ 2,7851/ação), equivalente a 100% do lucro líquido distribuível ajustado.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

ENGIE Brasil Energia - Consolidado

(Valores em R$ milhões)	4T18	4T17	Var.	12M18	12M17	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.302,3	2.067,4	11,4%	8.794,8	7.010,0	25,5%
Resultado do Serviço (EBIT)	903,1	880,5	2,6%	3.667,1	2.850,2	28,7%
Ebitda (1)	1.083,3	1.067,6	1,5%	4.367,6	3.519,5	24,1%
Ebitda / RLV - (%) (1)	47,1	51,6	-4,5 p.p.	49,7	50,2	-0,5 p.p.
Lucro Líquido	761,6	704,7	8,1%	2.315,4	2.004,6	15,5%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) (2)	36,6	29,3	7,3 p.p.	36,6	29,3	7,3 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) (3)	23,1	22,5	0,6 p.p.	23,0	22,8	0,3 p.p.
Dívida Líquida (4)	6.856,3	4.582,6	49,6%	6.856,3	4.582,6	49,6%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios)(5)	5.474	4.187	30,8%	4.491	4.148	8,3%
Energia Vendida (MW médios) (6)	4.178	4.227	-1,2%	4.099	4.082	0,4%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) (7)	184,35	182,17	1,2%	180,60	180,39	0,1%
Número de Empregados - Total	1.370	1.131	21,1%	1.370	1.131	21,1%
Empregados EBE	1.322	1.083	22,1%	1.322	1.083	22,1%
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, impostos sobre a venda e operações de *trading*.

Florianópolis (SC), 19 de fevereiro de 2019. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia", "EBE" ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Quarto Trimestre e ao período acumulado de 12 meses encerrados em 31 de dezembro de 2018 (4T18, 12M18). 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

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 20/02/2019 às 12:00h
(horário de Brasília): em português
(tradução simultânea para inglês)

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 25.

Visite nosso Site
www.engie.com.br/investidores

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

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

A ENGIE Brasil Energia celebra o encerramento de mais um ano com excelentes resultados e uma série de objetivos alcançados. A regularidade na entrega de crescimentos consistentes — marca de nossa atuação — se manteve ao longo de 2018. Mais do que isso, construímos as bases e fundações para os próximos ciclos do mercado e da Companhia.

Na comparação com 2017, registramos crescimento de dois dígitos em vários aspectos relevantes: o Lucro Líquido atingiu R$ 2,3 bilhões (+15,5%); o Ebitda foi de R$ 4,4 bilhões (+24,1%); e a Receita Líquida alcançou R$ 8,8 bilhões (+25,5%), com o resultado, principalmente, da incorporação das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, das operações realizadas no mercado de curto prazo, aumentos, tanto de preço médio, quanto de volumes de vendas e das operações de *trading*.

> (...) Seguimos pautados pelos pilares da Descentralização, Digitalização e Descarbonização, e 2018 foi mais um ano a provar a capacidade de entrega absolutamente fora da curva de nosso time.

Seguimos pautados pelos pilares da Descentralização, Digitalização e Descarbonização, e 2018 foi mais um ano a provar a capacidade de entrega absolutamente fora da curva do nosso time. Vamos aos destaques:

Descentralização:

» Iniciamos a reestruturação da área comercial, agora mais segmentada para atender diferentes perfis de clientes com a especialização, a oferta e os canais adequados às suas necessidades. Nesse contexto, materializa-se a comercializadora varejista, trazendo os primeiros aprendizados e ampliando nossa visão comercial nesse cenário de maior dinamismo e liquidez.

Digitalização:

» Nossos métodos e nossas ferramentas de precificação de energia avançaram significativamente. Apoiados por sistemas, robôs e inteligência artificial, realizaram uma verdadeira transformação digital nesse processo, que, em 2020, passará a exigir preços-horários para o PLD ao invés de semanais. Estamos nos preparando desde já para captar as oportunidades oriundas dessa mudança.

» Assinamos no 4T18, com o Governo do Estado de Santa Catarina, a Prefeitura de Florianópolis e a Apex-Brasil, um protocolo de intenções para a instalação, em Florianópolis, do ENGIE Lab Brasil, centro global de pesquisas e inovação. Esse será o primeiro ENGIE Lab do país, no qual serão desenvolvidos projetos nas áreas de energia eólica, solar, biogás e hidrogênio que contribuam para novos negócios da ENGIE ou aprimorem soluções já oferecidas pelo Grupo. Há a perspectiva inclusive de exportarmos inovações e tecnologias desenvolvidas no Brasil para as demais operações do Grupo no mundo.

Descarbonização:

» Entregamos os 326,7 MW do Conjunto Eólico Campo Largo dentro do prazo, abaixo do orçamento e em linha com nossos altos padrões de saúde e segurança. No Conjunto Eólico Umburanas, adiantamos a operação, com recorde na implantação do primeiro aerogerador. A Aneel já autorizou, no início de 2019, a entrada em operação comercial de 38 dos 144 aerogeradores de Umburanas, cujas obras já estão com cerca de 90% das etapas concluídas, com previsão de finalização ainda no primeiro semestre de 2019. O *cluster* de geração eólica Umburanas/Campo Largo é o maior conjunto eólico já implementado pela ENGIE no Brasil.

» Adquirimos a totalidade das ações da ENGIE Geração Solar Distribuída e, por meio dela, instalamos 10 MW de sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais em todo o Brasil, em 2018.

» Em linhas de transmissão, demos início à construção do Sistema de Transmissão Gralha Azul. Os primeiros passos foram a obtenção de declarações de utilidade pública e as evoluções nas áreas ambiental e fundiária.

Atuando como *player*-chave da infraestrutura brasileira, manteremos nos próximos ciclos nossos esforços para seguir entregando estabilidade, previsibilidade, sustentabilidade, crescimento financeiro disciplinado e um nível excepcional de retorno aos acionistas, impulsionados por uma agressiva política de dividendos que, mais uma vez, agora para os resultados de 2018, oferece *payout* equivalente a 100% do nosso Lucro Líquido ajustado.

Esperamos que 2019 seja mais um ano repleto de desafios e realizações. Sem perder o foco em geração renovável, estaremos atentos a oportunidades de crescimento e diversificação. Ao unirmos investimento em energia renovável com iniciativas socioambientais, estamos mantendo nossa estratégia de promover o progresso harmonioso e liderar a transição energética no país.



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 da totalidade do Conjunto Eólico Campo Largo e das Centrais Eólicas Umburanas 8, 16, 17 e 21, passou a contar com 8.099,8 MW de capacidade instalada, operando um parque gerador de 9.820,5 MW, composto de 45 usinas, sendo 11 hidrelétricas, três termelétricas e 31 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 41 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**
Conjunto Campo Largo[2]	Eólica	Umburanas (BA)	326,7	326,7	jul/50	169,6
Conjunto Trairi[3]	Eólica	Trairi (CE)	115,4	115,4	set/41	54,9
Conjunto Santa Mônica[3]	Eólica	Trairi (CE)	97,2	97,2	jan/45	47,4
Conjunto Umburanas[4]	Eólica	Umburanas (BA)	95,0	95,0	ago/49	56,4 [6]
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	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[5]	0,0
Tubarão P&D	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[5]	0,0
Total - Complementares			**861,2**	**851,1**		**420,9**
Total			**9.820,5**	**8.099,8**		**4.488,5**

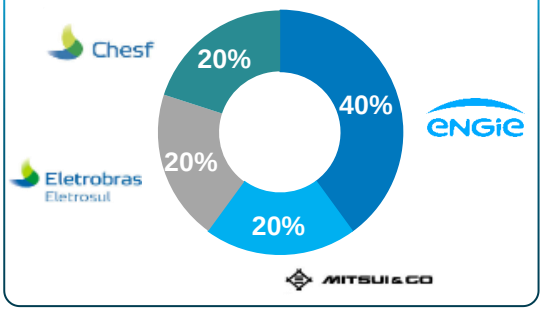
[1] Complexo composto de três usinas.
[2] Conjunto composto de quatro usinas.
[3] Conjunto composto de 11 usinas.
[4] Conjunto com as Centrais Eólicas 8, 16, 17 e 21 em operação.
[5] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.
[6] Valor sujeito a aprovação do Ministério de Minas e Energia.

Expansão

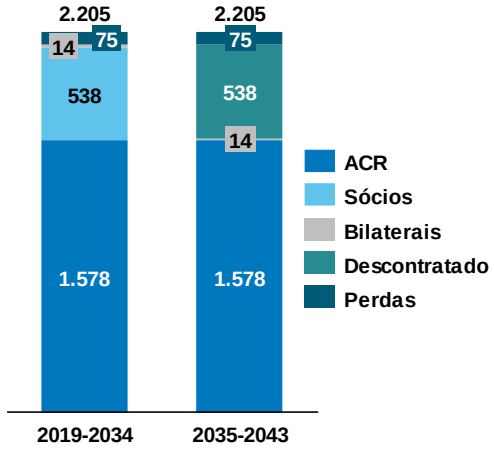
Jirau. A Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR) é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia.

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

ESBR - Estrutura Societária



Portfólio de Contratos da ESBR
MW médios



Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações (EBP) divulgou a contratação do Banco Itaú BBA S.A. para a prestação de serviços de assessoria financeira na preparação de estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia (EBE) de sua participação de 40% na ESBR Participações S.A. (ESBRpar), detentora de 100% do capital social da ESBR, e sua participação de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda.

No 4T18, a Usina gerou 1.617,7 MW médios, 42,3% acima dos 1.137,2 MW médios gerados no 4T17, 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)). No acumulado do ano, foi registrada geração de 1.909,5 MW médios, 9,4% acima dos 1.746,1 MW médios de 2017, com FID de 99,4%.

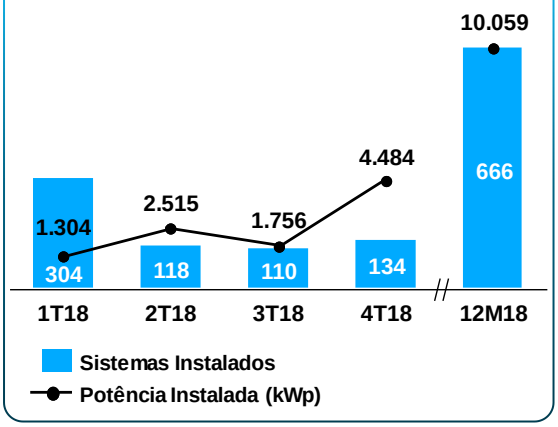
ENGIE Geração Solar Distribuída. A Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), empresa cuja aquisição da totalidade do capital social foi concluída em agosto de 2018. A ampliação do investimento no segmento de geração solar distribuída 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

Em 2018, o Programa Indústria Solar, uma iniciativa da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (Fiesc), realizado pela ENGIE Geração Solar Distribuída e pela WEG S.A., atingiu 2.126 inscritos no perfil residencial e 695 no perfil industrial, no estado de Santa Catarina. Em razão de seu sucesso, o Programa foi estendido para os estados de Mato Grosso, onde 252 consumidores residenciais e 109 industriais se inscreveram, e do Rio Grande do Sul, onde foram 208 inscritos no perfil residencial e 120 no perfil industrial.

Número de unidades e potência instalada



No estado de Goiás, foram instalados 833 kWp, em 2018, e mais 1.558 kWp em contratos vendidos a serem instalados, marcando nossa atuação no segmento do agronegócio.

No 4T18, a EGSD instalou um total de 134 sistemas, com capacidade instalada de 4.484,0 kWp, crescimento de 57,9% quando comparado aos 2.839,9 kWp registrados no 4T17, em 583 sistemas instalados. Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 1.954 sistemas, com capacidade instalada de 15.920,6 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 1.000 quilômetros de extensão, localizado no estado do Paraná, marcando a entrada da EBE no segmento de transmissão de energia no Brasil. O empreendimento prevê ainda a instalação de cinco novas subestações de energia e ampliação de outras cinco existentes. O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a montagem e a operação e manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão.

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

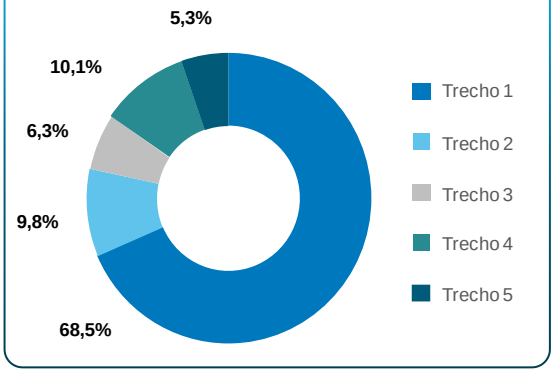


Localização das linhas de transmissão e subestações

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.

Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) (%)



Seguem em andamento as atividades de execução do projeto executivo, topografia e sondagens, bem como a definição e contratação dos subfornecedores.

As equipes ambiental, fundiária e arqueológica continuam em campo realizando seus estudos. Os estudos de impacto ambiental ou os relatórios ambientais simplificados, foram concluídos e protocolados no órgão ambiental do estado do Paraná. A primeira fase de estudos sobre o licenciamento arqueológico, foi concluída e aprovada pelo Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) e os trabalhos continuam na segunda fase. As declarações de utilidade pública para todas as áreas do empreendimento também já foram obtidas.

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		
Conjunto Umburanas - Fase I	Eólica	Umburanas (BA)	265,0	265,0	De ago/49 a ago/50	158,7 [1]
Conjunto Campo Largo - Fase II	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	361,2	361,2	-	200,0
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	345,0	345,0	mar/50	323,5
Total			**971,2**	**971,2**		**682,2**

[1] Valor sujeito a aprovação do Ministério de Minas e Energia.

Conjunto Eólico Umburanas – Bahia (Fase I). Localizado no município de Umburanas (BA), o Conjunto tem **capacidade instalada total de 605 MW**, que serão desenvolvidos em duas fases. A Fase I tem capacidade instalada de 360,0 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$ 172,7/MWh, atualizado até 31 de dezembro de 2018**. A Companhia destinará investimentos de cerca de R$ 1,8 bilhão (em setembro de 2017) para os 18 parques da Primeira Fase do Conjunto. Os 245 MW remanescentes serão futuramente desenvolvidos na Fase II. O projeto está sendo desenvolvido ao lado do Conjunto Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e operação comercial.



Umburanas – visão geral

No 4T18, foram concluídas: a concretagem das 144 fundações dos aerogeradores, a montagem da Linha de Transmissão de 230kV a construção dos acessos às centrais eólicas e a construção da subestação.

Em 21 de novembro, o Instituto de Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Inema) emitiu a Licença de Operação à Central Eólica Umburanas 21, e em 3 de janeiro de 2019, a Aneel emitiu a autorização de entrada em Operação Comercial, a partir de 4 de janeiro de 2019, para a mesma central eólica, a primeira do Conjunto a entrar em operação.

Em 1º de dezembro de 2018, teve início a operação em teste da Central Eólica Umburanas 8.

O progresso total do projeto é de 87%.

Conjunto Eólico Campo Largo – Bahia (Fase II). Foi aprovado o início das atividades para implantação do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II, localizado nos municípios de Umburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km de Salvador, no estado da Bahia. O desenvolvimento da **segunda Fase totaliza 361,2 MW de capacidade instalada** e aproximadamente 200,0 MW médios de energia assegurada, com investimento aproximado de R$ 1,6 bilhão. A entrada em operação está prevista para o início de 2021.

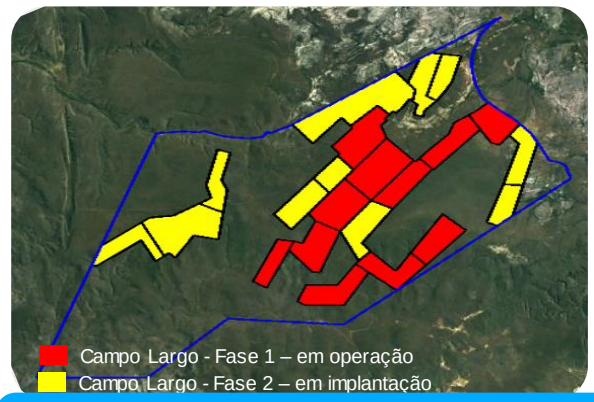


Foto ilustrativa do Conjunto Eólico Campo Largo

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).

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.



UTE Pampa Sul - visão geral

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$ 242,3/MWh, atualizado até 31 de dezembro 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 4T18, entre as atividades que merecem destaque estão: *first fire, dry out* e a limpeza química da caldeira; comissionamento das torres de resfriamento; término da montagem dos dutos internos da chaminé; e montagem e testes da bomba de alimentação. Todas as obras auxiliares, como barragem, adutora, correia transportadora de carvão, linha de transmissão e *bay* de conexão na Subestação Candiota, foram finalizadas e transferidas para a equipe de operação em dezembro de 2018. O avanço físico da obra principal – obras civis e a montagem eletromecânica – é de 96%.

Com relação à área de saúde e segurança, convém destacar a marca de mais de 19,9 milhões de homens-horas trabalhadas sem acidentes fatais.

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

Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Conjunto Santo Agostinho	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	600,0	600,0
Norte Catarinense	Termelétrica	Garuva (SC)	600,0	600,0
Conjunto 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			**1.681,8**	**1.681,8**

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, **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.** 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). Com **capacidade instalada de 245 MW**, 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.

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

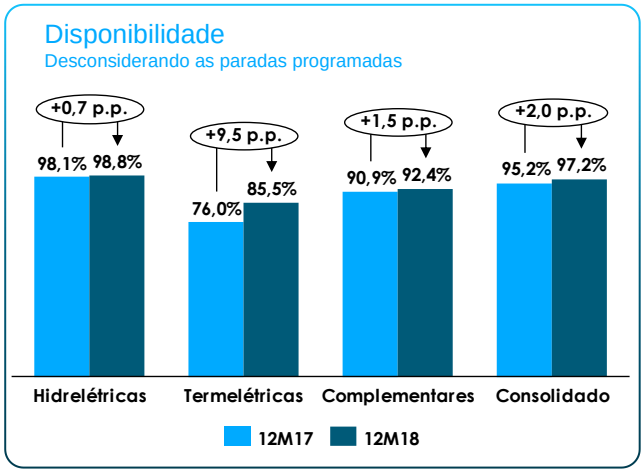
Além dos projetos acima, a Companhia continua analisando o potencial de geração de energia solar fotovoltaica nas áreas de implantação de seus parques eólicos, bem como parcerias que venham acelerar o desenvolvimento dessa fonte de energia, em linha com a transição energética que se configura em esfera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

Conjunto Fotovoltaico Alvorada. Adquiriu-se área no estado da Bahia, em região com potencial de geração de energia solar, onde serão desenvolvidos três projetos que irão compor o **Conjunto Fotovoltaico Alvorada, com capacidade instalada total estimada em 90 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 **97,0% no 4T18, desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 98,6% nas usinas hidrelétricas, 87,5% nas termelétricas e 89,4% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

No acumulado dos 12 meses de 2018 (**excluindo-se as paradas programadas**), as usinas atingiram disponibilidade de **97,2%:** 98,8% nas usinas hidrelétricas, 85,5% nas termelétricas e 92,4% nas usinas de fontes complementares.



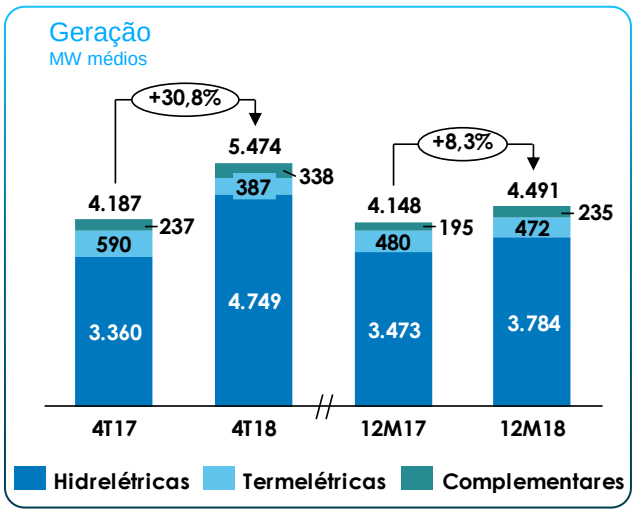
Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade global no 4T18 foi de 92,5%, sendo 94,5% nas usinas hidrelétricas, 79,6% nas termelétricas e 85,6% nas usinas de fontes complementares, índice que no acumulado do ano foi de 91,5%, para todo o conjunto de usinas da Companhia: 93,9% nas usinas hidrelétricas, 73,4% nas termelétricas e 84,8% nas usinas de fontes complementares.

A disponibilidade das usinas da Companhia no 4T18, se comparada ao mesmo período do ano anterior, teve uma ligeira redução, decorrente principalmente do curto circuito na unidade 4 da Usina Hidrelétrica Jaguara, da necessidade de detectar as causas das vibrações anormais no mancal da turbina da unidade 1 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A, das modernizações na unidade geradora 1 da Usina Hidrelétrica Itá e da instalação da instrumentação com vistas ao descomissionamento para a modernização da unidade geradora 5 da Usina Hidrelétrica Salto Osório, que será iniciada em 2019.

O aumento da disponibilidade das usinas em 2018, em comparação com 2017, deve-se principalmente ao menor número de ocorrências significativas, como o desprendimento do cone da turbina na unidade 2 da Usina Hidrelétrica Passo Fundo, o curto circuito no transformador de excitação da unidade 2 da Usina Hidrelétrica São Salvador e os problemas de vibração no mancal da turbina da unidade 2 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A, todos ocorridos em 2017. Em 2018, houve a revisão geral da unidade 3 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A e o curto circuito no gerador da unidade 4 da Usina Hidrelétrica Jaguara.

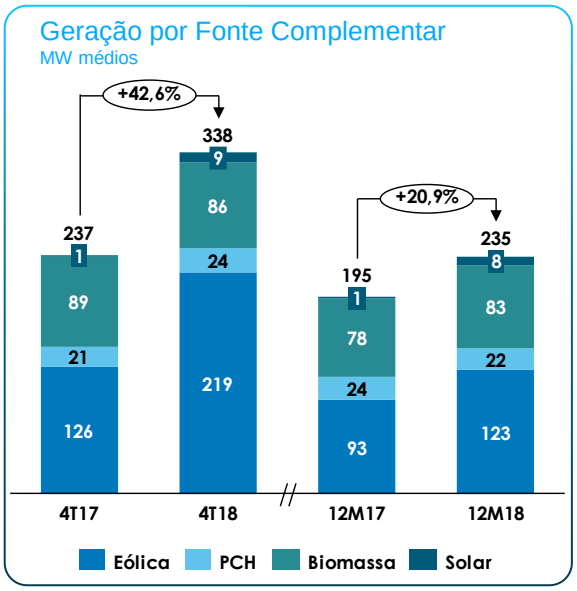
Produção

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 12.087 GWh (5.474 MW médios) no 4T18, resultado **30,8% superior** à produção do 4T17. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 10.486 GWh (4.749 MW médios); as termelétricas, por 855 GWh (387 MW médios); e as complementares, por 746 GWh (338 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, aumentos de 41,3% e 42,6% na geração das usinas hidrelétricas e complementares, respectivamente, e redução de 34,4% na geração das usinas termelétricas, em comparação ao 4T17.



Ao comparar o 4T18 com o 4T17, o aumento na geração das usinas hidrelétricas deve-se principalmente às condições hidrológicas mais favoráveis em 2018 e à contabilização dos montantes das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, que foram arrematadas em leilão e incorporadas ao portfólio das usinas hidrelétricas da Companhia, no final de 2017. Já a redução no volume de geração das termelétricas no 4T18, quando comparado ao 4T17, ocorreu por causa do menor despacho por ordem de mérito de custo, sendo mantido basicamente o despacho mínimo por razões elétricas do Sistema Interligado Nacional (SIN). A elevação da geração das usinas complementares ficou a cargo, principalmente, da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo I, ocorrida no segundo semestre de 2018.

No período de 12 meses de 2018, a produção total de energia elétrica alcançou 39.340 GWh (4.491 MW médios): aumento de 8,3% (em MW médios) em relação a 2017. Do total gerado, as hidrelétricas foram responsáveis por 33.144 GWh (3.784 MW médios), aumento de 8,9%; as termelétricas, por 4.134 GWh (472 MW médios), redução de 1,7%; e as usinas complementares, por 2.062 GWh (235 MW médios), aumento de 20,9%.



Em 2018, o aumento na geração global deve-se principalmente à incorporação das usinas hidrelétricas arrematadas no leilão, bem como à entrada em operação comercial da Central Fotovoltaica Assú V e do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, o que explica o significativo aumento da geração das hidrelétricas e das usinas complementares. Já o pequeno decréscimo observado na produção das termelétricas, foi decorrente do menor volume de geração por ordem de mérito.

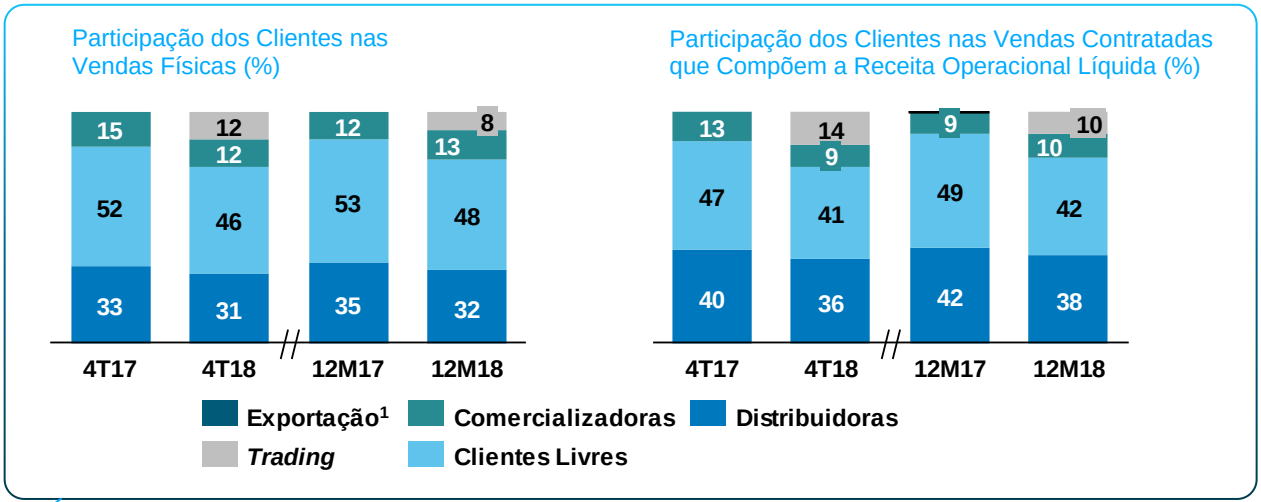
Cumpre destacar que um aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação 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 4T18, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 45,7% do total das vendas físicas e 40,5% do total da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), redução de 6,2 p.p. e 6,7 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior. No acumulado dos 12M18, os consumidores livres representaram 48,2% das vendas físicas e 42,1% da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), queda de 5,2 p.p. e 6,9 p.p., respectivamente, em comparação a 2017.

A redução na participação de consumidores livres reflete, substancialmente, a redução de consumo e os menores preços praticados com clientes industriais.



[1] A representatividade das exportações sobre as vendas físicas e sobre a receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas) foi de 0,01% nos 12M17.

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 **31 de dezembro de 2018**, 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$/MWh)
Recursos Próprios	4.530	4.706	4.880	4.930	4.928	4.929				
+ Compras para Revenda	1.302	777	483	426	353	174				
= Recursos Totais (A)	**5.832**	**5.483**	**5.363**	**5.356**	**5.281**	**5.103**				
Vendas Leilões do Governo[1]	1.992	2.013	2.013	2.013	2.013	2.008				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	227,4	204,3
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	249,9	224,5
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	260,5	234,0
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	234,6	210,8
2014-EE-2014-06	98	-	-	-	-	-	270,7	mai-14	342,2	307,5
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	266,3	256,6
1º Leilão de Reserva	14	14	14	14	14	14	158,1	ago-08	274,0	264,0
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	17	14	14	14	14	9	-	-	257,7	248,3
2014-EN-2019-25	173	295	295	295	295	295	183,5	mar-14	242,3	217,7
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	262,4	252,8
2014-EN-2019-20	83	83	83	83	83	83	139,3	nov-14	177,3	160,9
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	215,9	195,9
8º Leilão de Reserva	9	9	9	9	9	9	303,0	nov-15	347,5	315,3
2014-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	172,7	156,8
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	130,4	124,4
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	148,9	142,1
+ Vendas Bilaterais	3.293	3.109	2.656	2.256	1.542	861				
= Vendas Totais (B)	**5.285**	**5.122**	**4.669**	**4.269**	**3.555**	**2.869**				
Saldo (A - B)	**547**	**361**	**694**	**1.087**	**1.726**	**2.234**				
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]	187,3	183,4	183,9							
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	183,6	167,7	171,8							

[1] XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX → ano de realização do leilão
YY → EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW → ano de início de fornecimento
ZZ → duração do fornecimento (em anos)

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

[3] Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).

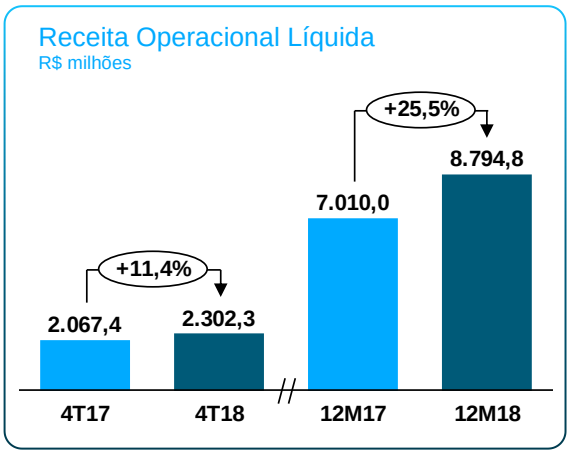
[4] Preço de aquisição líquido, considerando operações de *trading* e os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considerando a inflação futura.

Notas:
- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).
- Os preços médios são meramente estimativos, elaborados com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.
- A Aneel concedeu anuência à repactuação do risco hidrológico aos contratos da Companhia negociados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).
Informações adicionais podem ser encontradas nas demonstrações financeiras de 2015.

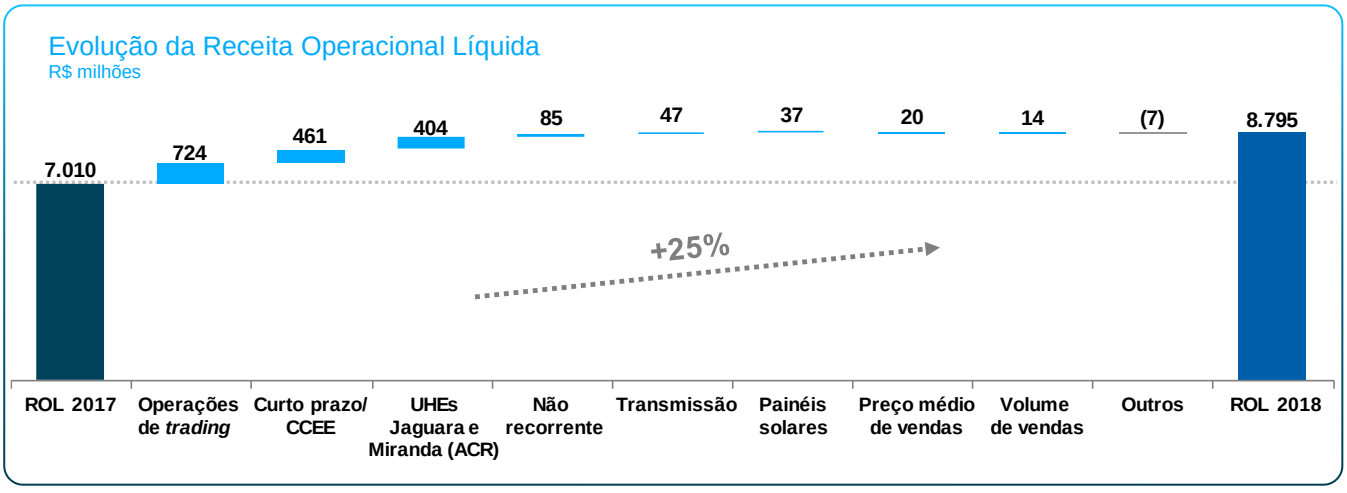
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

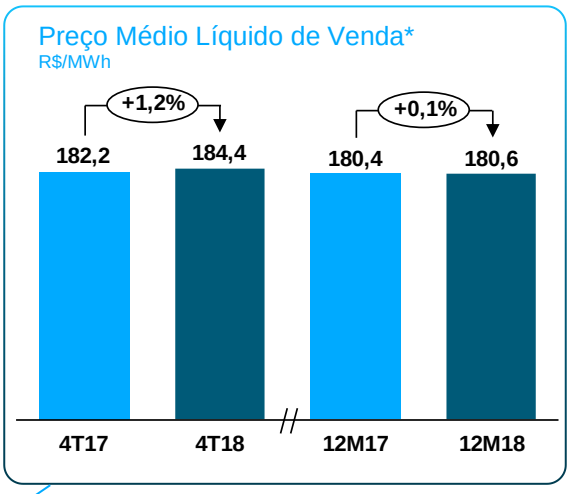
Receita Operacional Líquida

No 4T18, a receita operacional líquida apresentou **aumento de 11,4% (R$ 234,9 milhões)** quando comparada àquela auferida no mesmo período do ano anterior, passando de R$ 2.067,4 milhões para R$ 2.302,3 milhões. Esta variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores: (i) R$ 319,3 milhões decorrentes das operações de *trading* de energia, que a Companhia passou a realizar a partir de janeiro de 2018; (ii) R$ 212,0 milhões de decréscimo na receita, fruto das transações realizadas no mercado de curto prazo; (iii) R$ 46,6 milhões relacionados à receita de construção da infraestrutura da linha de transmissão Gralha Azul, cuja implantação foi inciada em 2018; (iv) R$ 32,9 milhões relativos ao reconhecimento da receita de venda de painéis solares fotovoltaicos para residências e empresas, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída (ENGIE Solar), cujo controle foi adquirido em agosto de 2018; (v) R$ 27,9 milhões correspondentes à receita de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) e R$ 22,4 milhões referentes à remuneração dos ativos finaceiros relativos à parcela do pagamento pela autorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, que serão remunerados pelo recebimento incondicional de caixa pela venda da energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR); (vi) R$ 13,4 milhões, em função de aumento do preço médio líquido de venda; e (vii) R$ 13,0 milhões, reflexo da menor quantidade de energia vendida.



Na comparação entre os anos, a receita operacional líquida passou de R$ 7.010,0 milhões em 2017 para **R$ 8.794,8 milhões em 2018**, ou seja, **elevação** de R$ 1.784,8 milhões **(25,5%)**. Esse aumento decorreu, essencialmente, de: (i) R$ 723,7 milhões decorrentes das operações de *trading* de energia, iniciadas em 2018; (ii) R$ 461,3 milhões, pelo aumento da receita nas operações realizadas no mercado de curto prazo; (iii) R$ 292,5 milhões relativos à remuneração dos ativos financeiros e R$ 111,5 milhões resultantes da receita de GAG das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda; (iv) R$ 85,1 milhões referentes, sobretudo, às receitas de indenização para compensação dos impactos negativos pela interrupção de negócios, motivada por sinistro na Usina Termelétrica Jorge Lacerda A e de cobrança de multas contratuais por atraso parcial em obra de modernização de uma das máquinas da Usina Hidrelétrica Salto Santiago e por indisponibilidade nas usinas do Conjunto Eólico Santa Mônica; (v) R$ 46,6 milhões relacionados à receita de implementação de infraestrutura da linha de transmissão Gralha Azul; (vi) R$ 36,9 milhões decorrentes da receita de venda de painéis fotovoltaicos; (vii) R$ 20,1 milhões, pelo aumento do preço médio líquido de venda; e (viii) R$ 13,6 milhões, acréscimo decorrente de maior quantidade de energia vendida.



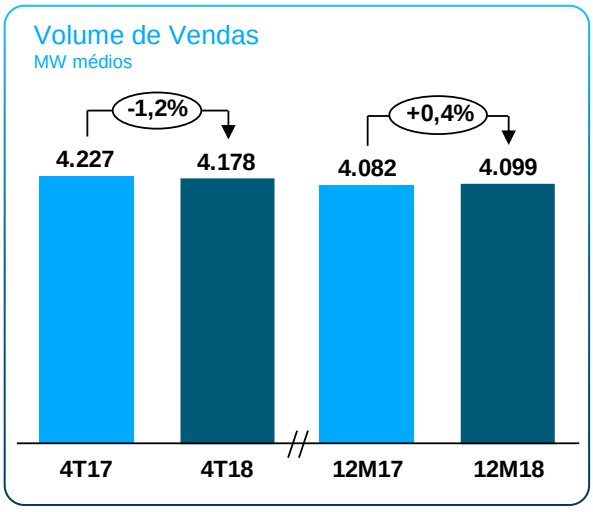


* Líquido de exportações e impostos sobre a venda e sem operações de *trading*.

» Preço Médio Líquido de Venda

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu R$ 184,35/MWh no 4T18, **1,2% acima do obtido no mesmo trimestre de 2017**, cujo valor foi de R$ 182,17/MWh. Nos 12 meses de 2018, esse preço foi de R$ 180,60/MWh, **0,1% superior ao praticado em 2017**, que foi de R$ 180,39/MWh. Esses preços não incluem as operações de *trading,* que a Companhia passou a realizar a partir de janeiro de 2018.

Entre os trimestres comparados, a elevação do preço ocorreu, essencialmente, em razão da atualização monetária de contratos existentes e de ligeiro acréscimo de preços praticados para clientes industriais em novas contratações, quando comparado aos contratos finalizados e existentes, parcialmente atenuada por menores preços praticados em novos contratos de comercializadoras. Na comparação entre os anos, o ligeiro acréscimo do preço decorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos vigentes e de novos contratos de venda de energia para comercializadoras com preços superiores à média dos contratos existentes ou finalizados, efeitos atenuados pela redução do preço médio líquido da energia vendida à consumidores livres.



» Volume de Vendas

A quantidade de energia vendida em contratos passou de 9.334 GWh (4.227 MW médios) no 4T17 para 9.225 GWh (4.178 MW médios) no **4T18, redução de 1,2% ou 109 GWh** (49 MW médios). **Em 2018, o volume de venda de energia foi de 35.904 GWh** (4.099 MW médios), contra **35.761 GWh** (4.082 MW médios) registrados em 2017, acréscimo de 143 GWh (17 MW médios) ou 0,4%. Esses volumes não incluem as operações de *trading* de energia, as quais estão apresentadas a seguir em item específico.

A redução do volume observada entre os trimestres decorreu, substancialmente, do decréscimo do volume de compras para revenda no período analisado, parcialmente atenuada pela entrada em operação comercial, em 2018, do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I e pela venda da parcela de energia negociada no Ambiente de Contratação Livre (ACL) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, adquiridas no final do ano de 2017. Em base anual, os acréscimos decorrentes da entrada em operação comercial em 2018 do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I e da venda da parcela de energia negociada no mercado livre das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda superaram os impactos da redução do volume de compras para revenda e da venda das Usinas Eólicas Beberibe, Pedra do Sal e da Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Areia Branca, em outubro de 2017, resultando no acréscimo de volume de vendas.

Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

» Receita de Venda de Energia Elétrica

Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 715,4 milhões **no 4T18**, montante **4,8% superior** aos R$ 682,9 milhões auferidos no 4T17. Tal variação foi ocasionada pelos seguintes aspectos: (i) R$ 20,1 milhões — elevação de 2,9% no preço médio líquido de venda; e (ii) R$ 12,4 milhões — aumento de 55 GWh (25 MW médios) na quantidade de vendas, em virtude, substancialmente, da variação do perfil de consumo de energia elétrica de distribuidoras entre os trimestres em análise.

Em 2018, a receita atingiu R$ 2.721,8 milhões, **elevação de 1,3% em relação ao exercício de 2017**, quando foi de R$ 2.687,3 milhões. Esse acréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) R$ 53,3 milhões — elevação de 2,0% no preço médio líquido de venda; e (ii) R$ 18,8 milhões — redução de 85 GWh (10 MW médios) na quantidade de vendas, devido, principalmente, às reduções decorrentes do Mecanismo de Compensação de Sobras e Deficits (MCSD).

A elevação nos preços médios líquidos de vendas entre os períodos em análise decorreu, principalmente, da atualização monetária de contratos existentes.

Comercializadoras:

A receita de venda a comercializadoras passou de R$ 214,1 milhões no 4T17 para R$ 183,3 milhões no 4T18, **redução de 14,4%** entre os períodos comparados, resultado dos seguintes fatores: (i) R$ 18,9 milhões — decréscimo de 8,8% no preço médio líquido de vendas, em virtude, substancialmente, de novos contratos com preços inferiores à média dos contratos vigentes; e (ii) R$ 11,9 milhões — redução de 83 GWh (39 MW médios) no volume de energia vendida. A redução de volume observada entre os trimestres decorre, principalmente, do decréscimo do volume de compras para revenda, parcialmente atenuado pelos novos contratos de venda para comercializadoras, refletindo a parcela de energia negociada no Ambiente de Contratação Livre (ACL) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, adquiridas no final de 2017, e da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo — Fase I no decorrer de 2018.

No período de 12 meses de 2018, a receita foi de R$ 742,8 milhões, **23,6% superior à auferida em 2017**, que foi de R$ 600,9 milhões. A elevação é resultado dos seguintes aspectos: (i) R$ 88,4 milhões — elevação de 578 GWh (67 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R$ 53,4 milhões — acréscimo de 8,9% no preço médio líquido de vendas, em razão das novas contratações com preços superiores à média dos contratos vigentes ou finalizados. O acréscimo do volume observado entre os anos em análise decorre, substancialmente, da venda da parcela de energia negociada no Ambiente de Contratação Livre (ACL) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda e da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I em 2018, parcialmente atenuado pela redução do volume de compras para revenda e da venda das Usinas Eólicas Beberibe, Pedra do Sal e da PCH Areia Branca, em outubro de 2017.

As informações acima não consideram as operações de *trading*, que a Companhia passou a realizar a partir de janeiro de 2018.

Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres reduziu 0,2% entre os trimestres em análise, passando de R$ 803,3 milhões no 4T17 para R$ 802,0 milhões no mesmo período de 2018. A combinação dos seguintes eventos contribuiu para essa variação: (i) R$ 13,5 milhões — queda de 81 GWh (35 MW médios) na quantidade de energia vendida; e (ii) R$ 12,2 milhões — aumento de 1,5% no preço médio líquido de venda da energia.

Em 2018, a receita alcançou R$ 3.020,1 milhões, montante 4,5% inferior aos R$ 3.162,1 milhões verificados em 2017. Essa redução está relacionada ao que segue: (i) R$ 86,0 milhões — decréscimo de 2,7% no preço médio líquido da energia vendida; e (ii) R$ 56,0 milhões — redução de 348 GWh (40 MW médios) no volume de venda de energia.

O decréscimo da quantidade entre os períodos analisados decorreu, principalmente, da redução de consumo de clientes industriais. A queda do preço, em base anual, ocorreu, majoritariamente, em função de menores preços praticados com clientes industriais, quando comparado aos contratos finalizados e existentes, parcialmente atenuado pelo aumento de preço no 4T18 em comparação ao mesmo trimestre de 2017.

Operações de *Trading* de Energia:

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

As operações de *trading* de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem a 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.

No 4T18, a receita de *trading,* resultante das vendas de energia auferidas neste trimestre, foi de R$ 276,1 milhões, relativos a 1.202 GWh (545 MW médios). **Em base anual,** o valor foi de R$ 680,5 milhões ou 3.049 GWh (348 MW médios).

Adicionalmente, **no 4T18**, a Companhia reconheceu R$ 43,2 milhões referentes aos **ganhos líquidos não realizados** decorrentes da marcação a mercado — diferença entre os preços contratados e os de mercado — das operações líquidas contratadas em aberto em 31 de dezembro de 2018.

» Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 4T18, a **receita auferida no mercado de energia de curto prazo**, foi de R$ 90,4 milhões, enquanto, no mesmo período de 2017, foi de R$ 302,4 milhões, **redução de R$ 212,0 milhões entre os trimestres comparados**. **Já nos 12 meses de 2018**, em relação ao ano anterior, **houve aumento de R$ 461,3 milhões** na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 467,5 milhões em 2017 para R$ 928,8 milhões em 2018. Mais informações em: “Detalhamento das Operações de Curto Prazo”.

» Remuneração dos ativos financeiros de concessões

Os ativos financeiros de concessões representam o valor presente dos fluxos de caixa futuros da parcela destinada ao 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$ 47,9 milhões, no 4T17, para R$ 70,3 milhões, no 4T18, e de R$ 47,9 milhões em 2017 para R$ 340,4 milhões em 2018. Este aumento é reflexo da aquisição das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda em novembro de 2017 e da variação do IPCA.

» Receita de serviços prestados

As Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda recebem a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG), para a energia vendida no ACR, 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 4T18** foi de **R$ 27,9 milhões e, em 2018,** foi de **R$ 111,5 milhões**.

» Receita de implementação de infraestrutura de transmissão

Em 2017, a Companhia ingressou no segmento de transmissão com a conquista da Linha de Transmissão Gralha Azul (Gralha Azul). A Companhia é responsável primária pela construção e instalação da infraestrutura relacionada à concessão de transmissão da Gralha Azul, cuja implantação iniciou em 2018, e está exposta aos seus riscos e benefícios. Dessa forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia vem reconhecendo receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos de gestão da construção. Esses gastos decorrentes da construção estão reconhecidos no custo, conforme abaixo mencionado.

A receita de implementação de infraestrutura de transmissão **reconhecida em 2018** foi de **R$ 46,6 milhões**.

Custos da Venda de Energia e Serviços

Os custos da venda de energia e serviços foram elevados em R$ 161,6 milhões (13,9%), entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.164,5 milhões no 4T17 para R$ 1.326,1 milhões no trimestre em análise. **Em 2018, esses custos atingiram R$ 4.876,0 milhões, 21,8%, ou R$ 872,1 milhões a mais que em 2017**, que foi de R$ 4.003,9 milhões. Tais variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

» **Compras de energia:** elevação de R$ 195,3 milhões (38,6%) no 4T18, em comparação ao mesmo trimestre de 2017, reflexo, sobretudo, da combinação dos seguintes aspectos: (i) R$ 258,5 milhões — compras de 1.160 GWh (525 MW médios), destinados para operações de *trading* de energia, iniciadas a partir de janeiro de 2018; (ii) R$ 50,0 milhões — redução de 9,9% no preço médio líquido de compras; e (iii) R$ 13,2 milhões — decréscimo de 82 GWh (37 MW médios), nas compras para a gestão do portfólio da Companhia. Em 2018, ocorreu acréscimo de R$ 578,9 milhões (33,2%) em relação a 2017, decorrente dos seguintes itens: (i) R$ 694,0 milhões — compras de 3.131 GWh (358 MW médios), destinados para operações de *trading* de energia; (ii) R$ 87,6 milhões — decréscimo de 532 GWh (61 MW médios) nas aquisições de energia para a gestão do portfólio; e (iii) R$ 27,4 milhões — redução de 1,6% no preço médio líquido de compras. A redução do preço médio líquido de compras entre os períodos analisados decorreu, substancialmente, em razão de queda de preço médio de contratos vigentes.

Desconsiderando os efeitos das operações de *trading* de energia, houve redução de R$ 63,2 milhões (12,5%) e de R$ 115,1 milhões (6,6%) no 4T18 e no ano de 2018, respectivamente.

» **Transações no mercado de energia de curto prazo:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram superiores em R$ 1,8 milhão (2,6%). Entre os exercícios de 2017 e 2018, ocorreu aumento de R$ 213,9 milhões (59,4%) desses custos. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

» **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 12,9 milhões (12,0%), entre os trimestres em análise, e de R$ 37,6 milhões (8,9%), entre os exercícios de 2017 e de 2018, decorrente, sobretudo, do reajuste anual das tarifas de transmissão, dos encargos relativos à parcela de energia das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, comercializada no mercado livre, e da entrada em operação comercial, em 2018, dos 11 parques eólicos do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I. 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:** decréscimo de R$ 165,3 milhões (99,4%), na comparação do 4T17 com o mesmo trimestre de 2018, e de R$ 302,5 milhões (66,5%) entre os anos comparados, devido, basicamente, ao reconhecimento de acordo judicial com o fornecedor de gás natural em ação na qual se discutia a diferença do preço do combustível fornecido no período entre setembro de 2014 e junho de 2017, nos valores de R$ 216,6 milhões no 2T17 e de R$ 138,9 milhões no 4T17. Além deste efeito, no 4T18, ocorreu redução de consumo de carvão mineral entre os períodos, em virtude de menor geração termelétrica. Já no ano de 2018, houve aumento do consumo de carvão mineral pela limitação ao reembolso do carvão pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), imposta pela nova Resolução Aneel nº 801, de 19 de dezembro de 2017, conforme comentado em trimestres anteriores, o que atenuou os efeitos do supramencionado reconhecimento do acordo judicial com o fornecedor de gás natural.

» **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** acréscimo de R$ 6,3 milhões (21,8%), entre os trimestres comparados, e de R$ 5,9 milhões (5,0%) entre os anos de 2018 e 2017, refletindo, principalmente, a maior geração das usinas hidrelétricas nos períodos analisados, o reconhecimento em 2018 das obrigações referentes às Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda e o reajuste de 2,5% da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) em 2018.

» **Pessoal:** elevação de R$ 8,7 milhões (15,2%) no 4T18, em relação ao mesmo trimestre de 2017, e de R$ 3,9 milhões (1,8%) entre os anos analisados, resultante, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados e de novas contratações, inclusive a absorção do quadro funcional da ENGIE Geração Solar Distribuída, adquirida integralmente em agosto 2018, cujo custo de pessoal foi de R$ 2,7 milhões, no 4T18, e R$ 3,5 milhões, no período de agosto a dezembro de 2018. Em base anual, este aumento foi parcialmente suavizado pelo reconhecimento, no 3T18, de recuperação de créditos de PIS e Cofins incidentes sobre determinados custos operacionais com pessoal, no valor de R$ 5,1 milhões.

» **Depreciação e amortização:** aumento de R$ 4,9 milhões (2,9%) e de R$ 9,7 milhões (1,5%) nos trimestres e anos comparados, respectivamente, em decorrência, sobretudo, dos seguintes aspectos: (i) amortização de ativo intangível referente à aquisição, no fim de 2017, das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda; e (ii) entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, durante o ano de 2018. Esta elevação foi parcialmente amenizada pelos seguintes itens: (i) término 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.

» **Provisões operacionais líquidas:** efeito negativo de R$ 16,5 milhões (117,6%) no 4T18 em comparação ao 4T17, e de R$ 243,7 milhões (101,5%) entre os anos analisados. A variação apresentada entre os trimestres resultou, principalmente, da reversão de provisão para perda na venda de óleo combustível, em 2017, da Usina Termelétrica Alegrete, que está em processo de devolução à União. Além do efeito supracitado, em base anual, o principal fator contributivo para o acréscimo das provisões foi a assinatura e homologação judicial de acordo de preço de gás natural entre a Companhia e o fornecedor do combustível, ocasionando, assim, a reversão do valor contabilizado como provisão no 2T17 — R$ 219,2 milhões — e o seu reconhecimento como custo de combustível para a produção de energia elétrica.

» **Custo de implementação de infraestrutura de transmissão:** reconhecimento de R$ 45,4 milhões em 2018 relacionados aos custos da construção da infraestrutura da linha de transmissão Gralha Azul, em contrapartida ao registro da receita de implementação da infraestrutura, apurada com base nos custos incorridos, além da margem bruta destinada a cobrir os custos de gestão da construção.

» **Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos:** reconhecimento de R$ 20,3 milhões no 4T18 e de R$ 22,8 milhões no ano de 2018 referente aos custos relacionados às vendas de painéis solares fotovoltaicos para residências e empresas, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída, cujo controle foi adquirido em agosto de 2018.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo

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

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

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

No 4T18 e no 4T17, os resultados líquidos (diferença entre receitas e custos — deduzidos dos tributos) decorrentes de transações de curto prazo, foram positivos em R$ 22,2 milhões e R$ 236,0 milhões, respectivamente, ou seja, redução de R$ 213,8 milhões entre os períodos comparados.

Essa variação é consequência, fundamentalmente, do reconhecimento no 4T17 dos efeitos consequentes da recontabilização resultante da elevação do Custo Variável Unitário (CVU) da Usina Termelétrica William Arjona, após o acordo judicial com o fornecedor de gás natural. Além disso contribuíram para a variação a combinação destes fatores: (i) menor geração termelétrica entre os períodos analisados; (ii) menor impacto do Fator de Ajuste do MRE (GSF), já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico; e (iii) redução da posição credora auferida na CCEE (posição *long*), fruto da estratégia de alocação dos recursos hídricos e menor PLD no 4T18, quando comparado ao mesmo período de 2017.

No acumulado de 2018, o resultado líquido, fruto de transações de curto prazo, foi positivo em R$ 354,7 milhões, acréscimo de R$ 247,4 milhões em relação ao resultado também positivo de R$ 107,3 milhões do ano de 2017. Essa ampliação é reflexo, principalmente, de maior receita, líquida de compra, proveniente de operações de curto prazo, as quais visavam a gestão da posição na CCEE e do impacto da recontabilização da Usina Termelétrica William Arjona, aliados aos itens (ii) e (iii) acima mencionados.

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 reduziu 60,25%, passando de R$ 398,06/MWh no 4T17 para R$ 158,24/MWh no 4T18. Já no comparativo anual, o PLD médio nesses submercados sofreu redução de 10,25%, saindo do patamar de R$ 320,59/MWh para R$ 287,73/MWh.

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas, aumentaram R$ 2,2 milhões (3,6%) nos trimestres em análise, em razão, substancialmente, de acréscimo de gastos com material e serviços de terceiros, bem como da elevação de despesas com contribuições e doações para projetos sociais e culturais.

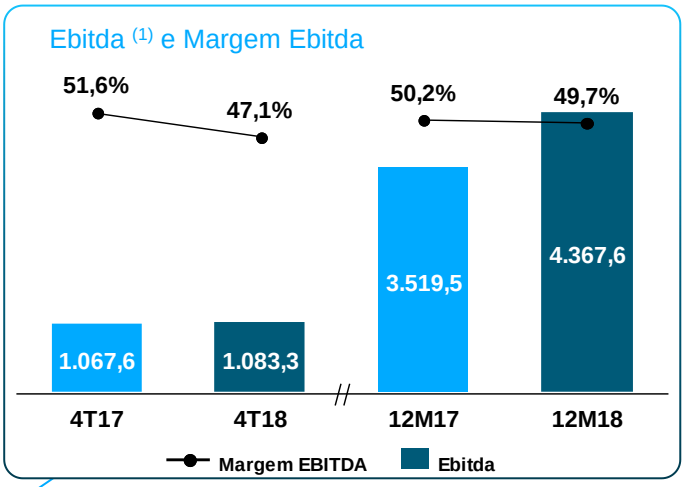
Entre os anos em análise, essas despesas cresceram R$ 11,8 milhões (6,0%), em função, principalmente, da reversão, em 2017, da provisão relacionada à discussão judicial sobre benefícios de aposentadoria, em virtude de acordo firmado com participantes de um dos fundos de pensão patrocinados pela Companhia, parcialmente atenuada pelo reconhecimento, no mesmo ano, de gastos com indenização relativos ao acordo judicial supracitado. O valor dessa reversão, líquido dos gastos de indenização, foi de R$ 11,3 milhões. Desconsiderando o efeito dessa transação, o crescimento das despesas foi de R$ 0,5 milhão (0,3%).

Resultado da Alienação de Investimentos

Em 31 de dezembro de 2017, após o cumprimento das condições precedentes contratadas, a Companhia efetivou a venda das controladas Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, reconhecendo, no 4T17, o ganho de capital na alienação dos investimentos, no montante de R$ 56,9 milhões. Em 2018 não houve transação dessa natureza.

Ebitda e Margem Ebitda

Refletindo os efeitos mencionados anteriormente, **o Ebitda do 4T18 foi de R$ 1.083,3 milhões**, isto é, 1,5% ou R$ 15,7 milhões acima do apurado no 4T17, que foi de R$ 1.067,6 milhões. A elevação é consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) decréscimo de R$ 165,3 milhões no custo com combustíveis; ; (ii) redução R$ 63,2 milhões referentes às compras de energia para a gestão do portfólio da Companhia; (iii) venda de energia, líquida dos custos de compra, relativa às operações de *trading*, no montante de R$ 60,8 milhões; (iv) incremento de receita de remuneração e variação monetária sobre ativos financeiros e reconhecimento de receita de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda de R$ 50,3 milhões; e (v) R$ 13,4 milhões, em função de aumento do preço médio líquido de venda. Os referidos efeitos positivos foram contrabalanceados pelos seguintes **efeitos negativos**: (i) redução de R$ 213,8 milhões no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo; (ii) reconhecimento de ganhos de capital no 4T17 decorrentes da venda de investimentos de R$ 56,9 milhões; (iii) elevação de R$ 19,2 milhões nos custos com encargos de uso de rede elétrica e conexão e *royalties*; (iv) impacto negativo de R$ 16,5 milhões decorrente de reversão de provisão operacional em 2017; (v) aumento de R$ 15,4 milhões de custos com pessoal, seguros e aluguéis; (vi) R$ 13,0 milhões, reflexo da menor quantidade de energia vendida; (vii) elevação de R$ 2,2 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas; e (viii) acréscimo de R$ 0,3 milhão dos demais custos e despesas operacionais.



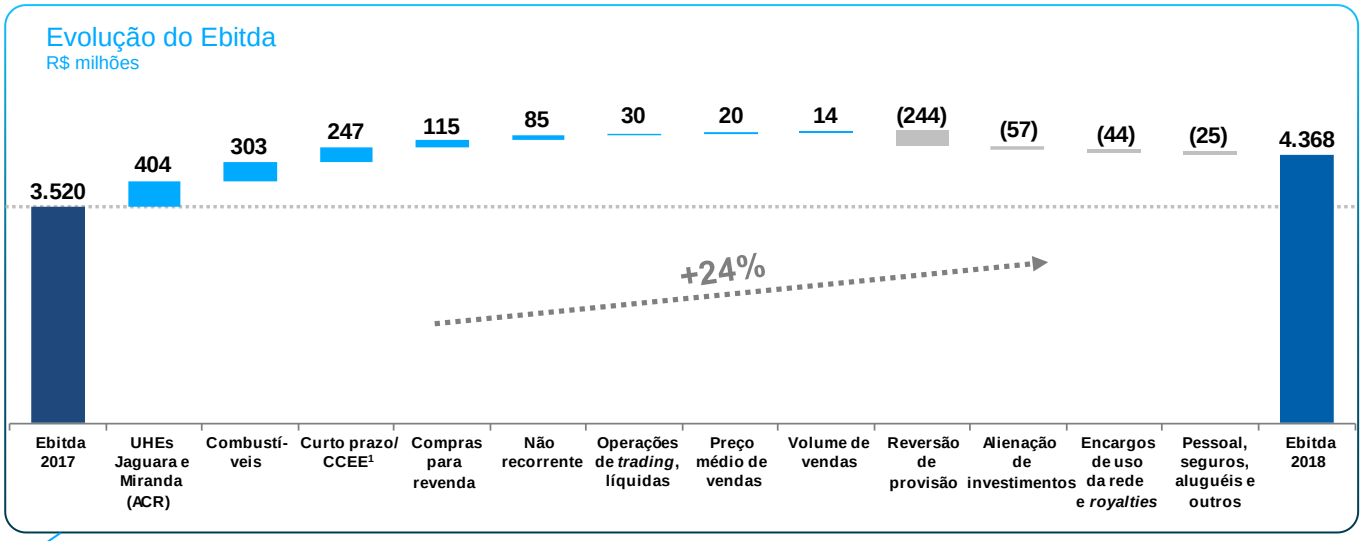
1 Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização.

A margem Ebitda foi de 47,1% no 4T18, decréscimo de 4,5 p.p. em relação ao mesmo período de 2017. Tal redução é consequência, principalmente, dos impactos, no 4T18, das operações de *trading* de energia e do reconhecimento da receita e dos custos relativos à construção da linha de transmissão, cujas margens são inferiores às auferidas pelas demais operações realizadas pela Companhia. Desconsiderando estes efeitos, a margem Ebitda no 4T18 seria de 52,7%, o que representaria acréscimo de 1,1 p.p. entre os trimestres em análise.

No ano de 2018, o Ebitda aumentou R$ 848,1 milhões (24,1%), passando de R$ 3.519,5 milhões em 2017 para R$ 4.367,6 milhões em 2018. A elevação decorreu, principalmente, da combinação destes **efeitos positivos**: (i) acréscimo de receita de remuneração e variação monetárias sobre ativos financeiros e reconhecimento de receita de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda de R$ 404,0 milhões; (ii) decréscimo de R$ 302,5 milhões no custo com combustíveis, em virtude, sobretudo, de reconhecimento de acordo judicial com fornecedor de gás natural em ação em que se discutia o preço do combustível citado no item “Combustíveis para produção de energia elétrica”; (iii) efeito positivo de R$ 247,4 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (iv) redução de R$ 115,1 milhões referentes às aquisições para a gestão do portfólio da Companhia; (v) reconhecimento em 2018 de R$ 85,1 milhões referentes, principalmente, às receitas de direito a indenização por interrupção de negócios e de multa contratual; (vi) R$ 29,7 milhões decorrentes das vendas, líquidas dos custos de compra, de energia relativa às operações de *trading*; (vii) R$ 20,1 milhões, pelo aumento do preço médio líquido de venda; (viii) R$ 13,6 milhões, acréscimo decorrente de maior quantidade de energia vendida; e (ix) redução de R$ 0,4 milhão dos demais custos e despesas operacionais. Os mencionados efeitos positivos foram compensados pelos seguintes **efeitos negativos**: (i) impacto negativo de R$ 243,7 milhões decorrente, sobretudo, da reversão de provisão referente à assinatura e homologação judicial de acordo de preço de gás natural entre a Companhia e o fornecedor do combustível em 2017, conforme mencionado no item “Provisões operacionais, líquidas”, e, concomitante reconhecimento do custo de combustível para geração de energia elétrica; (ii) reconhecimento de ganho de capital no 4T17 na alienação de investimentos de R$ 56,9 milhões; (iii)

elevação de R$ 43,5 milhões nos custos com encargos de uso de rede elétrica e conexão e *royalties*; (iv) aumento de R$ 13,9 milhões de custo com pessoal, seguros e aluguéis; e (v) elevação de R$ 11,8 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas.

A margem Ebitda em 2018 atingiu 49,7%, representando redução de 0,5 p.p. em comparação com 2017. Tal redução decorre, substancialmente, dos efeitos, em 2018, das operações de *trading* de energia e do reconhecimento das receitas e dos custos de construção da linha de transmissão, conforme anteriormente mencionado. **Desconsiderando estes impactos, a margem Ebitda seria de 54,0%, o que representaria acréscimo de 3,8 p.p. entre os períodos em análise.**



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)	4T18	4T17	Var. %	12M18	12M17	Var. %
Lucro líquido	761,6	704,7	8,1	2.315,4	2.004,6	15,5
(+) Imposto de renda e contribuição social	-19,8	77,9	-125,4	652,4	618,8	5,4
(+) Resultado financeiro	161,3	97,9	64,8	699,3	226,8	208,3
(+) Depreciação e amortização	173,7	168,5	3,1	660,2	649,0	1,7
Ebitda	**1.076,8**	**1.049,0**	**2,7**	**4.327,3**	**3.499,2**	**23,7**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável	6,5	18,4	-64,7	39,3	18,4	113,6
(+) Resultado de participações societárias	0,0	0,2	-100,0	1,0	1,9	-47,4
Ebitda ajustado	**1.083,3**	**1.067,6**	**1,5**	**4.367,6**	**3.519,5**	**24,1**

Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

Em 2017, a Companhia reconheceu provisão para redução ao valor recuperável (*impairment*) de ativos, no montante de R$ 18,4 milhões, dos quais R$ 16,0 milhões correspondem aos ativos de geração termelétrica William Arjona e Lages e R$ 2,4 milhões aos ativos não operacionais do projeto termelétrico Jacuí. Em 2018, ocorreu complemento do *impairment* do ativo de geração termelétrica William Arjona, no montante de R$ 39,3 milhões, dos quais R$ 6,5 milhões foram reconhecidos no 4T18.

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 4T18, as receitas financeiras atingiram R**$ 52,9 milhões**, isto é, R$ 6,4 milhões ou **10,8% abaixo** dos R$ 59,2 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2017, em razão, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) elevação de R$ 11,6 milhões nos juros sobre contas a receber, substancialmente, sobre valores na CCEE; (ii) decréscimo de R$ 8,8 milhões na receita com aplicações financeiras, em virtude da queda na taxa de juros; e (iii) redução de juros sobre valores de imposto de renda e contribuição social a compensar relativos a anos anteriores de R$ 7,8 milhões.

No comparativo entre os anos, as receitas financeiras **reduziram R$ 68,8 milhões (30,8%)**, passando de R$ 223,5 milhões em 2017 para R$ 154,7 milhões em 2018. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 85,4 milhões na receita com aplicações financeiras, em razão do menor volume de recursos investidos e da queda na taxa de juros; (ii) elevação de R$ 26,2 milhões nos juros sobre contas a receber, principalmente, sobre valores na CCEE; (iii) redução de juros sobre valores de imposto de renda e contribuição social a compensar referentes a exercícios anteriores de R$ 7,4 milhões; e (iv) decréscimo de R$ 2,9 milhões na variação monetária de depósitos judiciais.

Despesas financeiras: as despesas no **4T18** foram de **R$ 214,2 milhões**, isto é, R$ 57,1 milhões **ou 36,3% acima** das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foi de R$ 157,1 milhões. As principais variações observadas foram: (i) aumento de R$ 63,1 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) redução de R$ 15,6 milhões nos juros e na correção monetária sobre as concessões a pagar, visto a redução dos índices inflacionários no 4T18; e (iii) reconhecimento de R$ 9,4 milhões no 4T18 de atualização monetária sobre outros valores a pagar.

Em base anual, as despesas **aumentaram** de R$ 450,3 milhões **para R$ 854,0 milhões**, ou seja, R$ 403,7 milhões **(89,6%)**, resultado da combinação, principalmente, destas variações: (i) elevação de R$ 201,2 milhões nos juros e na correção monetária sobre as concessões a pagar, visto o acréscimo dos índices inflacionários no ano de 2018; (ii) aumento de R$ 191,4 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas, em função, principalmente, da emissão de debêntures pela Companhia Energética Jaguara e Companhia Energética Miranda, em junho de 2018, assim como pela ENGIE Brasil Energia, em julho de 2018, e sobre empréstimos contratados recentemente; e (iii) reconhecimento de R$ 17,6 milhões em 2018 de correção monetária sobre outros valores a pagar.

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

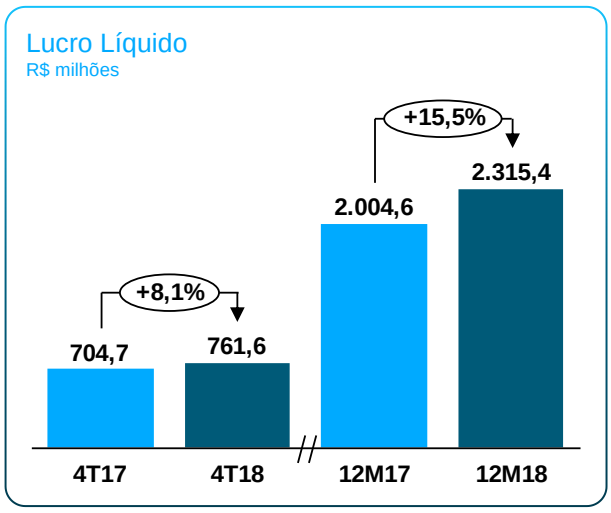
O resultado positivo com IR e CSLL **no 4T18 foi de R$ 19,8 milhões**, R$ 97,7 milhões inferiores à despesa com IR e CSLL registrada no mesmo trimestre de 2017, que foi de R$ 77,9 milhões, em virtude, basicamente, dos seguintes fatores: (i) reversão de provisão referente à diferença de tributação entre o lucro real e presumido, relacionada ao período de janeiro a setembro de 2018, de controladas da Companhia, no 4T18; e (ii) redução do lucro antes dos tributos. Esta redução foi parcialmente atenuada pelo decréscimo do benefício resultante dos juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas no ano de 2018.

No acumulado do ano, essas despesas aumentaram R$ 33,6 milhões, passando de R$ 618,8 milhões em 2017 para R$ 652,4 milhões em 2018, em decorrência, principalmente, do acréscimo do lucro antes dos tributos, parcialmente suavizado por alterações realizadas em 2018 no regime de tributação de empresas controladas.

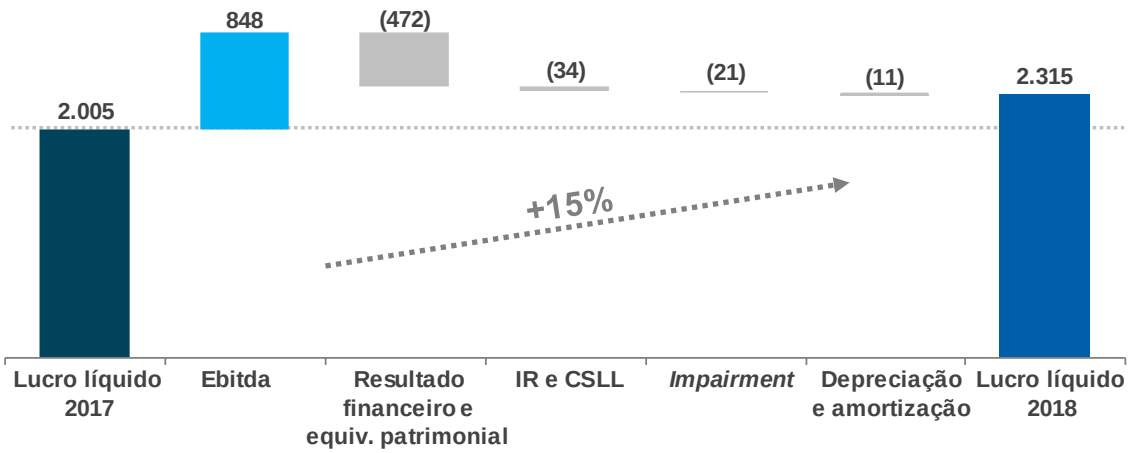
Lucro Líquido

O lucro líquido do 4T18 foi de R$ 761,6 milhões, R$ 56,9 milhões ou **8,1% superior** aos R$ 704,7 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Essa elevação é consequência dos seguintes efeitos: (i) elevação de R$ 15,7 milhões no Ebitda; (ii) acréscimo de R$ 5,2 milhões da depreciação e amortização; (iii) aumento de R$ 63,4 milhões das despesas financeiras líquidas; (iv) diminuição do *impairment* de ativos de R$ 11,9 milhões; (v) resultado positivo de equivalência patrimonial de R$ 0,2 milhão; e (vi) redução de R$ 97,7 milhões do imposto de renda e da contribuição social.

No exercício de 2018, o lucro líquido passou de R$ 2.004,6 milhões em 2017 para R$ 2.315,4 milhões, ou seja, **elevação de R$ 310,8 milhões ou 15,5%**. Essa elevação é consequência dos seguintes impactos: (i) elevação de R$ 848,1 milhões no Ebitda; (ii) acréscimo de R$ 11,2 milhões da depreciação e amortização; (iii) aumento de R$ 472,5 milhões das despesas financeiras líquidas; (iv) elevação do *impairment* de ativos de R$ 20,9 milhões; (v) resultado positivo de equivalência patrimonial de R$ 0,9 milhão; e (vi) acréscimo de R$ 33,6 milhões do imposto de renda e da contribuição social.

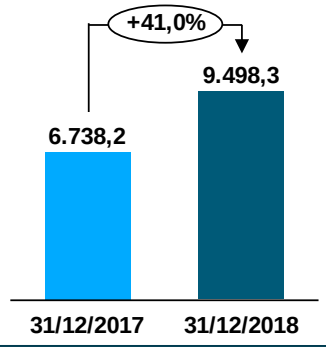


Evolução do Lucro Líquido
R$ milhões



Endividamento

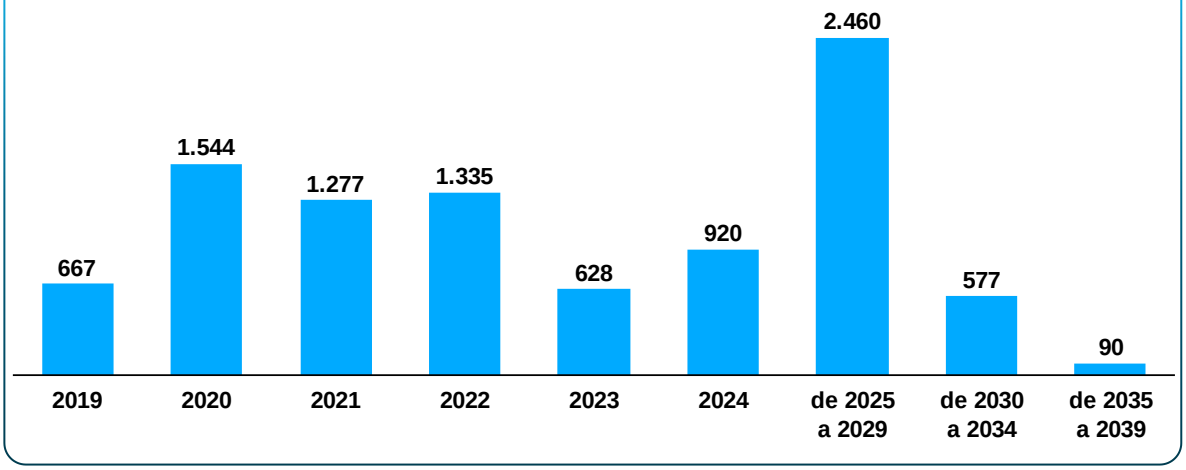
Dívida Bruta
R$ milhões



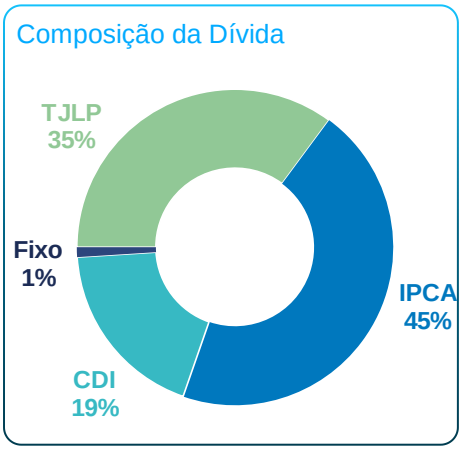
Em 31 de dezembro de 2018, a **dívida bruta total consolidada,** representada principalmente por empréstimos, financiamentos e debêntures, líquida dos efeitos de operações de *hedge,* **totalizava R$ 9.498,3 milhões — aumento de 41,0%** (R$ 2.760,1 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2017.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos no ano de 2018: (i) saques no BNDES e em seus agentes financeiros e outras instituições privadas, no valor total acumulado de R$ 2.397,0 milhões, destinados, substancialmente, à construção do Conjunto Eólico Campo Largo, da UTE Pampa Sul, da Central Fotovoltaica Assú V e do Conjunto Eólico Santa Mônica e à modernização da UHE Salto Santiago; (ii) emissão de R$ 2.486,2 milhões em debêntures; (iii) geração de R$ 651,1 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iv) R$ 2.775,9 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos, debêntures e notas promissórias.

Cronograma de Vencimento da Dívida
R$ milhões



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do ano de 2018 foi **8,6%** (8,1% no fim de 2017).



Em 31 de dezembro 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$ 6.856,3 milhões, aumento de 49,6%** em relação ao registrado ao fim de 2017.

Dívida Líquida
R$ milhões

	31/12/2018	31/12/2017	Var. %
Dívida bruta	9.720,2	6.756,4	43,9
Resultado de operações com derivativos	(221,9)	(18,2)	1.119,0
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(226,2)	(225,5)	0,3
Caixa e equivalentes de caixa	(2.415,8)	(1.930,1)	25,2
Dívida líquida total	**6.856,3**	**4.582,6**	**49,6**

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia **no 4T18 foram de R$ 1.020,6 milhões**, dos quais (i) R$ 965,3 milhões aplicados na construção dos novos projetos: R$ 255,7 milhões concentrados no Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, R$ 258,3 milhões aplicados na construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, R$ 424,0 milhões no Conjunto Eólico Umburanas – Fase I, R$ 25,5 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul e R$ 1,8 milhão em outros investimentos; (ii) R$ 41,5 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iii) R$ 13,8 milhões designados para as modernizações das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório.

Em 2018, a Companhia investiu R$ 3.452,1 milhões na construção, manutenção e revitalização do parque gerador e na aquisição de participações societárias, dos quais: R$ 3.220,1 milhões na construção dos Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I, da Usina Termelétrica Pampa Sul, da Central Fotovoltaica Assú V e da Linha de Transmissão Gralha Azul; R$ 144,1 milhões nas obras para manutenção e revitalização do parque gerador; R$ 48,1 milhões em participações societárias, dentre as quais se detaca o investimento para a aquisição das ações remanescentes da ENGIE Geração Solar Distribuída; e R$ 39,8 milhões na modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório.

Dividendos Complementares Propostos

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 19 de fevereiro de 2019, a proposta de **dividendos complementares** sobre o lucro líquido do exercício de 2018, no montante de **R$ 76,7 milhões (R$ 0,0940069200 por ação)**, que deverá ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de pagamento.

O total de proventos relativos a 2018 atingirá R$ 2.272,5 milhões (R$ 2,7851510063 por ação), equivalente a 100% do lucro líquido distribuível ajustado. O valor por ação já considera o aumento de capital com bonificação de ações, realizada em dezembro de 2018.

COMPROMISSO COM O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

Gestão Sustentável

Todas as usinas sob responsabilidade da Companhia seguem a Política ENGIE Brasil Energia de Gestão Sustentável, que abrange as dimensões Qualidade, Gestão de Energia, Meio Ambiente, Mudanças do Clima, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Engajamento de Partes Interessadas. Em 31 de dezembro de 2018, das 41 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 83,6% 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 e do Ano

- A Companhia obteve, pela segunda vez, destaque no “Guia Exame de Sustentabilidade”, promovido pela Editora Abril, figurando entre as Companhias mais sustentáveis do país, no segmento de Energia.
- O projeto dos Centros de Cultura e Sustentabilidade foi um dos finalistas da primeira edição do Prêmio ODS Brasil, promovido pela Presidência da República, Secretaria de Articulação Nacional. O prêmio recebeu 729 inscrições válidas. O case dos Centros de Cultura é um dos 39 finalistas na categoria "organizações com fins lucrativos".
- O Projeto Alfabetização de Jovens e Adultos (AJA), promovido pela Companhia no entorno dos Conjuntos Eólicos Campo Largo e Umburanas, na Bahia, encerrou, no fim de 2018, seu primeiro ano letivo. Foram 118 alunos alfabetizados.
- O Projeto de Créditos de Carbono do Conjunto Eólico Umburanas (360 MW) foi registrado no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) das Nações Unidas (UNFCCC). Em construção no interior da Bahia, o projeto contribuirá com uma média anual de redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) da ordem de 990.000 toneladas de CO_2.
- No entorno das Usinas Hidrelétricas Salto Osório e Salto Santiago foi finalizado o Projeto “TransformAção: Transformando a relação das pessoas com a energia”. A finalidade era estimular o protagonismo de estudantes das escolas dos municípios lindeiros e, ao mesmo tempo, promover a temática dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). 78 escolas inscreveram projetos relacionados aos ODS e 18 foram as finalistas.
- Em novembro ocorreu mais uma soltura de peixes no reservatório da Usina Hidrelétrica Machadinho. Foram soltos 3.000 exemplares de grumatã e piava, produzidos pelo Laboratório de Biologia e Cultivo de Peixes de Água Doce (LAPAD/UFSC). Os juvenis foram criados a partir da reprodução de indivíduos da primeira geração de matrizes selvagens capturados no Alto Rio Uruguai. Na ocasião, estiveram presentes bombeiros voluntários, alunos da Escola Municipal de Ensino Fundamental Dorval Porto Cardoso e autoridades da região.
- Também em novembro, o Consórcio Estreito Energia (Ceste) realizou a soltura de mais 250 filhotes de quelônios na área de abrangência da Usina Hidrelétrica Estreito, garantindo a preservação da espécie Tracajá P. Unifilis e Tartaruga da Amazônia P. Expansa. Para a realização do evento, foram convidados alunos de uma escola pública do município de Estreito (MA). Iniciado em 2012, o programa já devolveu mais de 3.100 indivíduos à natureza.

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 4T18 e 12M18, associando cada indicador aos da GRI padrão *Standard*.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador	Temas materiais	Indicador GRI[3]	4T18	4T17	Variação	12M18	12M17	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Energia e mudanças do clima	102-7, EU1	41	31	10	41	31	10
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	9.726	9.589	1,4%	9.726	9.589	1,4%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.005	7.868	1,7%	8.005	7.868	1,7%
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	83,6%	84,8%	-1,2 p.p.	83,6%	84,8%	-1,2 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	8.869	8.541	3,8%	8.869	8.541	3,8%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	91,2%	89,1%	2,1 p.p.	91,2%	89,1%	2,1 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	12.087	9.244	30,8%	39.340	36.335	8,3%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	10.536	8.701	21,1%	34.647	34.602	0,1%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	87,2%	94,1%	-7,0 p.p.	88,1%	95,2%	-7,2 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	11.233	7.942	41,4%	35.206	32.131	9,6%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	92,9%	85,9%	7,0 p.p.	89,5%	88,4%	1,1 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas		EU30	97,0%	97,5%	-0,6 p.p.	97,2%	95,2%	2,0 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas		EU30	92,5%	92,6%	-0,1 p.p.	91,6%	88,8%	2,8 p.p.
16	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Energia e mudanças do clima - Engajamento com comunidades locais e partes interessadas - Biodiversidade	304-2, 413-1	98.854	105.799	-6,6%	414.883	275.027	50,9%
17		Número de visitantes às usinas		413-1	28.862	20.888	38,2%	106.865	84.988	25,7%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,961	1,393	-31,0%	0,945	1,112	-15,0%
19		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,068	0,149	-54,4%	0,099	0,122	-18,5%
20	Saúde e Segurança	Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[4]	- Saúde e Segurança, Desenvolvimento e Igualdade - Gestão de impactos na cadeia produtiva	403-2	0,000	0,000	-	0,000	1,050	↓
21		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[5]		403-2	0,000	0,000	-	0,000	0,004	↓
22		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo[4]		403-2	2,690	1,050	↑	1,390	1,030	↑
23		Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção[4]		403-2	0,550	0,880	↓	1,640	0,690	↑
24	Responsabilidade Social[6]	Investimentos não incentivados	- Engajamento com comunidades locais e partes interessadas	203-2, 413-1	1.280,7	447,7	186,1%	3.741,3	2.898,1	29,1%
25		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		203-2, 413-1	623,2	142,5	337,3%	1.837,0	2.022,9	-9,2%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		203-2, 413-1	1.310,5	1.088,0	20,4%	8.988,3	9.537,1	-5,8%
27		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		203-2, 413-1	950,0	984,6	-3,5%	1.430,9	1.895,2	100,0%
28		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		203-2, 413-1	1.597,0	2.117,2	-24,6%	1.597,0	2.119,0	100,0%
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD		203-2, 413-1	1.607,4	2.707,0	-40,6%	1.607,4	1.383,5	100,0%
30		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		203-2, 413-1	738,4	1.555,7	-52,5%	1.430,9	2.423,2	-40,9%

Notas:
1) Mais indicadores serão disponibilizados no Relatório de Sustentabilidade, a ser publicado ao fim de abril (www.engie.com.br/investidores/informacoes-financeiras).
2) Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.
3) GRI: *Global Reporting Initiative*, versão *Standards*, e complemento setorial G4.
4) TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.
5) TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.
6) 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 foi composto para endereçar o tema. Em 2018, foi definida a estrutura da área de *Compliance*, aprovada a reforma estatutária pelo Conselho de Administração, prevendo a criação do Comitê de Auditoria, entre outras alterações necessárias para atingir a conformidade com o novo regulamento.

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.

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

No quarto trimestre de 2018, a confiança dos empresários e consumidores melhorou, indicando leve aceleração no crecimento da economia, mas a questão fiscal ainda segura o desempenho, sendo o principal desafio a ser enfrentado pela equipe econômica nos próximos anos. O Ibovespa, principal índice da B3, encerrou o 4T18 com valorização de 10,8%, superando os 90 mil pontos pela primeira vez em sua história.

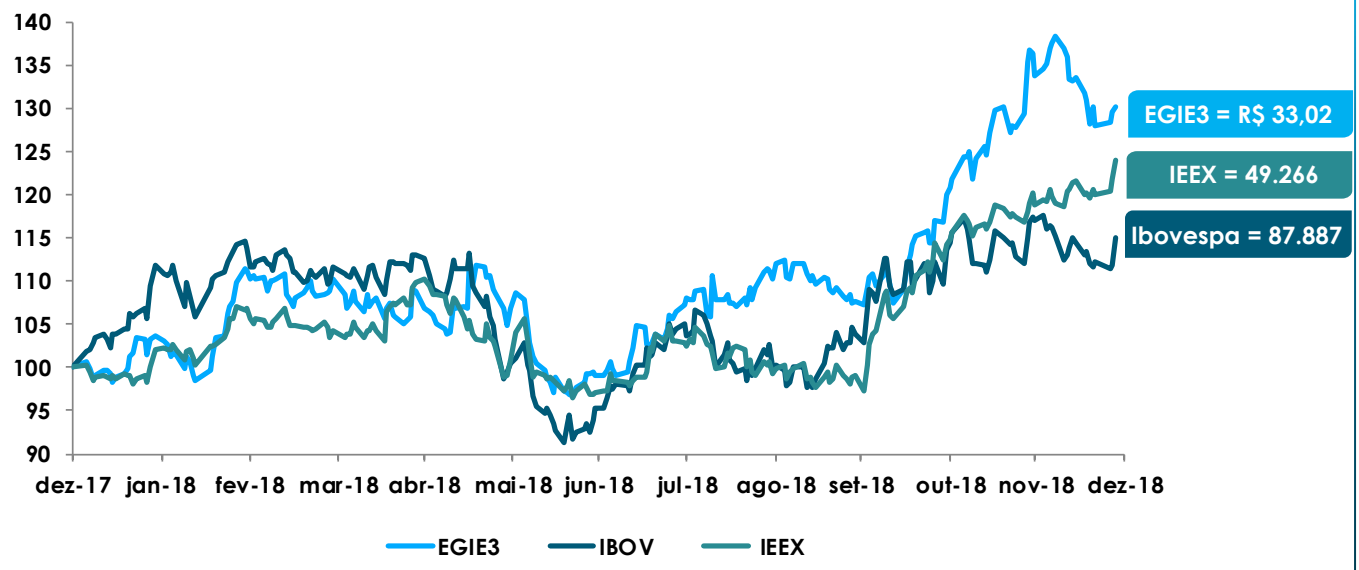
Neste cenário, **as ações da ENGIE Brasil Energia** registraram **alta de 21,0%** no último trimestre de 2018, superando amplamente o desempenho do Ibovespa, contudo, ficando pouco abaixo da valorização do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX), que apresentou ganho de 25,2% no 4T18.

No acumulado do ano de 2018, **as ações da EBE valorizaram 30,3%,** superando os resultados do IEEX e do Ibovespa, que valorizaram no período 24,0% e 15,0%, respectivamente.

As ações da EBE encerraram o último pregão de dezembro de 2018 cotadas a R$ 33,02/ação**, conferindo à Companhia valor de mercado de R$ 26,9 bilhões.**

No 4T18, o volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 49,9 milhões, 62,8% acima do registrado no 4T17, quando atingiu R$ 30,7 milhões. No acumulado do ano de 2018, o volume médio de negociação atingiu R$ 38,5 milhões, acréscimo de 23,9% diante do alcançado em 2017, que foi de R$ 31,0 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: 20 de fevereiro de 2019
Horário: 12:00h (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 20 a 26 de fevereiro de 2019. Acesso pelo telefone: (11) 3127-4999, código: 63094246 (português) e 16681398 (inglês).

Reunião Apimec

São Paulo
Data: 20 de fevereiro de 2019
Horário: 9:00h (horário de Brasília)
Local: Pullman Vila Olímpia – Rua Olimpíadas, 205

Importante

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

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

(Valores em R$ mil)	31/12/2018	31/12/2017
Ativo Circulante	**4.556.677**	**3.735.779**
Caixa e equivalentes de caixa	2.415.792	1.930.070
Contas a receber de clientes	1.181.379	1.058.469
Crédito de imposto de renda e contribuição social	98.978	12.395
Indenização de seguro a receber	74.780	22.062
Estoques	125.681	98.249
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	3.135	3.933
Ganhos não realizados em operações de *trading*	116.202	-
Depósitos vinculados	8.956	15.423
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	15.089	26.064
Ativo financeiro de concessão	277.502	301.904
Ativo não circulante mantido para venda	13.728	5.569
Outros ativos circulantes	225.455	261.641
Ativo Não Circulante	**19.178.868**	**15.832.734**
Realizável a Longo Prazo	**3.230.556**	**2.826.648**
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	256.464	14.274
Ganhos não realizados em operações de *trading*	44.429	-
Depósitos vinculados	232.450	231.489
Depósitos judiciais	97.721	100.095
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	130.776	144.950
Ativo financeiro de concessão	2.317.608	2.245.463
Outros ativos não circulantes	151.108	90.377
Investimentos	**-**	**19.027**
Imobilizado	**14.635.467**	**11.678.108**
Intangível	**1.312.845**	**1.308.951**
Total	**23.735.545**	**19.568.513**

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

(Valores em R$ mil)	31/12/2018	31/12/2017
Passivo Circulante	**4.170.261**	**5.676.471**
Fornecedores	588.471	617.396
Dividendos e juros sobre o capital próprio	2.137.039	1.300.516
Empréstimos e financiamentos	454.513	948.158
Debêntures e notas promissórias	210.369	2.127.760
Imposto de renda e contribuição social a pagar	102.033	181.351
Outras obrigações fiscais e regulatórias	104.410	93.668
Obrigações trabalhistas	99.572	94.879
Perdas não realizadas em operações de *trading*	98.047	-
Concessões a pagar	84.931	67.051
Provisões	8.883	11.651
Obrigações com benefícios de aposentadoria	35.369	30.683
Outros passivos circulantes	246.624	203.358
Passivo Não Circulante	**13.244.707**	**7.057.317**
Empréstimos e financiamentos	5.854.915	2.867.783
Debêntures	3.200.437	812.715
Perdas não realizadas em operações de *trading*	19.395	-
Concessões a pagar	2.765.538	2.432.348
Provisões	88.977	77.723
Obrigações com benefícios de aposentadoria	283.765	280.971
Imposto de renda e contribuição social diferidos	768.814	507.905
Outros passivos não circulantes	262.866	77.872
Patrimônio Líquido	**6.320.577**	**6.834.725**
Capital social	4.902.648	2.829.056
Reservas de lucros	1.106.277	3.600.738
Ajustes de avaliação patrimonial	307.261	400.800
Participação de acionista não controlador	4.391	4.131
Total	**23.735.545**	**19.568.513**

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

(Valores em R$ mil)	4T18	4T17	Var. %	12M18	12M17	Var. %
Receita Operacional Líquida	**2.302.321**	**2.067.364**	**11,4**	**8.794.792**	**7.009.957**	**25,5**
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	**(1.326.090)**	**(1.164.528)**	**13,9**	**(4.875.986)**	**(4.003.871)**	**21,8**
Compras de energia	(701.839)	(506.500)	38,6	(2.324.901)	(1.745.974)	33,2
Transações no mercado de energia de curto prazo	(68.157)	(66.407)	2,6	(574.092)	(360.168)	59,4
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(120.544)	(107.646)	12,0	(461.132)	(423.490)	8,9
Combustíveis para geração	(944)	(166.218)	-99,4	(152.091)	(454.600)	-66,5
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(35.096)	(28.819)	21,8	(123.197)	(117.298)	5,0
Pessoal	(65.937)	(57.255)	15,2	(221.748)	(217.825)	1,8
Materiais e serviços de terceiros	(63.450)	(58.698)	8,1	(203.167)	(206.276)	-1,5
Depreciação e amortização	(171.004)	(166.118)	2,9	(649.627)	(639.899)	1,5
(Constituição) Reversão de provisões operacionais líquidas	(2.463)	14.033	-117,6	(3.715)	239.950	-101,5
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(45.363)	-	-	(45.363)	-	-
Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos	(20.301)	-	-	(22.766)	-	-
Outros	(30.992)	(20.900)	48,3	(94.187)	(78.291)	20,3
Lucro Bruto	**976.231**	**902.836**	**8,1**	**3.918.806**	**3.006.086**	**30,4**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(73.115)**	**(22.135)**	**230,3**	**(250.724)**	**(153.993)**	**62,8**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(63.939)	(61.694)	3,6	(207.749)	(195.964)	6,0
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(6.500)	(18.419)	-64,7	(39.327)	(18.419)	113,5
Resultado na alienação de investimentos	-	56.892	-100,0	-	56.892	-100,0
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(2.676)	1.086	-346,4	(3.648)	3.498	-204,3
Resultado de Participações Societárias	**-**	**(190)**		**(971)**	**(1.883)**	
Equivalência patrimonial	-	(190)	-100,0	(971)	(1.883)	-48,4
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**903.116**	**880.511**	**2,6**	**3.667.111**	**2.850.210**	**28,7**
Resultado Financeiro	**(161.342)**	**(97.902)**	**64,8**	**(699.295)**	**(226.830)**	**208,3**
Receitas financeiras	52.864	59.237	-10,8	154.685	223.483	-30,8
Despesas financeiras	(214.206)	(157.139)	36,3	(853.980)	(450.313)	89,6
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**741.774**	**782.609**	**-5,2**	**2.967.816**	**2.623.380**	**13,1**
Imposto de renda	26.081	(51.975)	-150,2	(455.264)	(436.228)	4,4
Contribuição social	(6.293)	(25.964)	-75,8	(197.145)	(182.593)	8,0
Lucro Líquido do Exercício	**761.562**	**704.670**	**8,1**	**2.315.407**	**2.004.559**	**15,5**
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	761.281	704.377	8,1	2.314.361	2.003.412	15,5
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	281	293	-4,1	1.046	1.147	-8,8
Número de Ações Ordinárias	**815.927.740**	**815.927.740**		**815.927.740**	**815.927.740**	
Lucro Líquido por Ação	**0,9330**	**0,8633**	**8,1**	**2,8365**	**2,4554**	**15,5**

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

(Valores em R$ mil)	4T18	4T17	12M18	12M17
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	741.774	782.609	2.967.816	2.623.380
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:				
Depreciação e amortização	173.707	168.524	660.172	648.947
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	6.500	18.419	39.327	18.419
Variação monetária	24.787	41.475	237.060	38.800
Juros	141.479	94.589	532.911	354.199
Constituição (Reversão) de provisões operacionais	3.296	(14.170)	3.221	(257.636)
Remuneração dos ativos financeiro de concessão	(70.276)	(47.917)	(340.403)	(47.917)
Ganhos não realizados em operações de *trading*	(43.189)	-	(43.189)	-
Resultado na alienação de investimentos	-	(56.892)	-	(56.892)
Outros	14.382	1.704	5.822	4.147
Lucro Ajustado	**992.460**	**988.341**	**4.062.737**	**3.325.447**
Aumento (redução) nos ativos				
Contas a receber de clientes	(18.606)	(313.043)	(67.831)	(222.910)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(81.160)	47.238	(84.291)	29.212
Indenização de seguro a receber	(1.648)	(22.062)	(52.718)	(14.444)
Estoques	(31.315)	7.673	(30.708)	11.499
Depósitos vinculados e judiciais	(1.634)	(3.379)	12.156	49.158
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	5.602	6.516	25.149	26.065
Ativo financeiro e de concessão	19.198	(2.499.450)	246.088	(2.499.450)
Outros ativos	59.750	45.818	(12.391)	(28.713)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	19.693	211.209	(124.518)	225.277
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(20.645)	8.520	3.659	(1.597)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(6.610)	(6.362)	(26.703)	(26.250)
Combustível a pagar à CDE	180.959	-	180.959	-
Outros passivos	(124.728)	(2.909)	32.029	17.093
Caixa Gerado pelas Operações	**991.316**	**(1.531.890)**	**4.163.617**	**890.387**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(196.628)	(61.314)	(485.754)	(243.844)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(151.349)	(76.163)	(531.157)	(314.741)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	**643.339**	**(1.669.367)**	**3.146.706**	**331.802**
Atividades de Investimento	**(925.100)**	**(1.385.006)**	**(3.212.655)**	**(2.808.980)**
Aquisição de investimento	(1.597)	(20.309)	(18.958)	(45.460)
Aplicação no imobilizado e intangível	(981.149)	(1.573.361)	(3.305.514)	(2.956.348)
Recebimento pela alienação de investimentos	57.646	212.091	111.817	212.091
Caixa e equivalentes de subsidiárias alienadas	-	(3.427)	-	(19.263)
Atividades de Financiamento	**254.987**	**3.422.926**	**551.671**	**2.591.908**
Captação de empréstimos e financiamentos	615.584	1.630.539	2.397.050	1.951.482
Emissão de debêntures e notas promissórias	-	2.096.112	2.486.240	2.096.112
Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquido do *hedge*	(399.909)	(278.911)	(2.290.194)	(505.399)
Pagamento de parcelas de concessões a pagar	(18.237)	(17.455)	(70.885)	(68.719)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(22)	(11)	(1.989.966)	(838.621)
Outros	57.571	(7.348)	19.426	(42.947)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(26.774)**	**368.553**	**485.722**	**114.730**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa				
Saldo inicial	2.442.566	1.561.517	1.930.070	1.815.340
Saldo final	2.415.792	1.930.070	2.415.792	1.930.070
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(26.774)**	**368.553**	**485.722**	**114.730**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa				
Aumento de capital com reservas de lucro e lucro	2.073.592	-	2.073.592	-
Juros sobre o capital próprio creditados	397.000	424.500	397.000	424.500
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	(61.093)	15.245	(48.024)	45.367
Mensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	6.119	6.970	6.119	6.970
Juros e variação monetária capitalizados	82.215	55.590	294.297	169.184
Estimativa para gastos futuros para aplicação no imobilizado	410	(10.227)	(27.269)	28.960
Fornecedores de imobilizado e intangível	(24.449)	(42.865)	76.100	23.298
Ativos / Passivos não circulantes mantido para venda	-	(1.858)	(48.038)	(1.858)
Valores a pagar vinculados à aquisição de investimentos	-	16.938	-	12.152