

# ENGIE Brasil Energia anuncia resultado do primeiro trimestre de 2018: Ebitda e Lucro Líquido crescem 18,2% e 8,6%, respectivamente

Florianópolis (SC), 19 de abril de 2018. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia", "EBE" ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Primeiro Trimestre de 2018 (1T18). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e estão de acordo com os princípios e as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R$), salvo quando indicado de modo diferente.

## Destaques

- ✓ A ENGIE Brasil Energia obteve lucro líquido acumulado de R$ 489,3 milhões no 1T18 (R$ 0,7497/ação), valor 8,6% (R$ 38,6 milhões) acima do alcançado no primeiro trimestre de 2017 (1T17).
- ✓ O Ebitda[1] alcançou R$ 1.046,6 milhões no 1T18, aumento de 18,2% (R$ 161,1 milhões) em comparação ao 1T17. A margem Ebitda foi de 56,0% no 1T18, crescimento de 0,9 p.p. em relação ao 1T17.
- ✓ A receita operacional líquida totalizou R$ 1.868,9 milhões no 1T18, incremento de 16,4% (R$ 263,0 milhões) em comparação ao montante apurado no 1T17.
- ✓ O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido das exportações e dos tributos sobre a receita, foi de R$ 177,76/MWh no 1T18, valor 1,1% inferior ao registrado no 1T17.
- ✓ A quantidade de energia vendida no 1T18 foi de 9.016 GWh (4.174 MW médios), volume 3,7% maior que o comercializado no 1T17.
- ✓ No 1T18, a EBE assegurou venda no Ambiente de Contratação Livre (ACL) de volume em torno de 300 MW médios para entrega em cada um dos anos de 2020 a 2022, em linha com a estratégia de contratação gradual de energia no médio e longo prazos.
- ✓ As Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda adicionaram, pela primeira vez, receitas integrais para a Companhia no 1T18. A receita advinda do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) de ambas as usinas somou R$ 112,6 milhões, tendo se beneficiado ainda da destinação de 30% da garantia física para o ACL.
- ✓ Em decorrência do rebaixamento do rating soberano brasileiro para 'BB-', em fevereiro, a agência Fitch Ratings, rebaixou o Rating Internacional de Longo Prazo em moeda estrangeira para 'BB', com perspectiva estável, ficando ainda um nível acima do rating soberano. Em março, o rating foi reafirmado juntamente com o Rating Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)', com perspectiva estável.
- ✓ Em 8 de março, foi assinado o contrato de concessão referente ao Leilão de Transmissão 02/2017, no qual a EBE arrematou o Lote 1, localizado no Estado do Paraná (PR).

**Eventos Subsequentes**

- ✓ Em Assembleia Geral Ordinária realizada no dia 11 de abril foi aprovada a distribuição de dividendos complementares ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, no valor de R$ 636,8 milhões, correspondentes a R$ 0,9755 por ação. As ações serão negociadas ex-dividendos a partir de 24 de abril, e o pagamento ocorrerá dia 28 de junho de 2018.
- ✓ Em 10 de abril, a Companhia comunicou que a negociação para alienação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e da Usina Termelétrica Pampa Sul com a empresa ContourGlobal não evoluiu satisfatoriamente. A EBE buscará alternativas de modo a seguir com o processo de descarbonização de seu portfólio.
- ✓ O Conselho de Administração autorizou a Companhia a apresentar uma proposta para proceder à aquisição dos 50% de ações remanescentes da ENGIE Geração Solar Distribuída. A aquisição deverá ser concretizada no decorrer de 2018.

**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 ***NOVO!***

ri.BREnergia@engie.com

**Teleconferência com *webcast***
Dia 20/04/2018 às 11h (horário de Brasília): em português (tradução simultânea para inglês).

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 23.

**Visite nosso Site**
www.ENGIEenergia.com.br

## Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

**ENGIE Brasil Energia - Consolidado**

| (Valores em R$ milhões) | 1T18 | 1T17 | Var. |
|---|---|---|---|
| Receita Operacional Líquida (ROL) | 1.868,9 | 1.605,9 | 16,4% |
| Resultado do Serviço (EBIT) | 875,6 | 734,7 | 19,2% |
| Ebitda [1] | 1.046,6 | 885,5 | 18,2% |
| Ebitda / RLV - (%) [1] | 56,0 | 55,1 | 0,9 p.p. |
| Lucro Líquido | 489,3 | 450,7 | 8,6% |
| Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) [2] | 27,9 | 23,4 | 4,5 p.p. |
| Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) [3] | 21,1 | 23,0 | -1,9 p.p. |
| Dívida Líquida [4] | 5.800,3 | 1.220,1 | 375,4% |
| Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [5] | 4.630 | 4.762 | -2,8% |
| Energia Vendida (MW médios) [6] | 4.174 | 4.025 | 3,7% |
| Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [7] | 177,76 | 179,69 | -1,1% |
| Número de Empregados - Total | 1.166 | 1.127 | 3,5% |
| Empregados EBE | 1.117 | 1.086 | 2,9% |
| Empregados em Projetos em Construção | 49 | 41 | 19,5% |

(1) Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização.
(2) ROE: lucro líquido médio dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.
(3) ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).
(4) Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.
(5) Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.
(6) Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).
(7) Líquido de exportações e impostos sobre a venda.

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



## MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Após um 2017 de grandes desafios superados, novos objetivos assumidos e desempenho consistente, iniciamos o ano de 2018 com a mesma ambição, buscando a máxima criação de valor e seguindo as diretrizes globais de descarbonização, descentralização e digitalização do Grupo ENGIE no mundo.

Nossos projetos de ampliação da matriz renovável seguem a todo vapor. As Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda adicionaram receitas integrais para a Companhia já no 1T18. A construção do Complexo Eólico Umburanas, na Bahia, avançou com os serviços de abertura dos acessos às centrais eólicas. Em março, foram iniciados os serviços de concretagem das fundações dos aerogeradores, com 13 das 144 fundações concretadas. Avanços importantes também se deram no Complexo Eólico Campo Largo, onde 97% das escavações para implantação das estruturas de rede e 19% da montagem das torres dos aerogeradores foram concluídas. Todos esses projetos estão avançando de acordo com os cronogramas e orçamentos definidos.

**Os resultados apresentados no 1T18 corroboram nossas convicções e nos mantém confiantes em seguir o trabalho.**

Mantendo-se como um dos principais focos da Companhia desde 2016, seguimos os avanços no segmento de geração distribuída. No primeiro trimestre de 2018, a ENGIE Geração Solar Distribuída instalou 260 sistemas, atingindo o total de 1.788 sistemas instalados com capacidade para gerar 9.744 kWp. Em reunião do Conselho de Administração foi autorizado à Companhia a apresentar uma proposta para proceder à aquisição dos 50% de ações remanescentes da ENGIE Geração Solar Distribuída, cuja aquisição deverá ser concretizada no decorrer de 2018.

Seguindo a linha da transparência que pauta nossas ações e comunicação, em prosseguimento ao reportado em períodos anteriores, informamos que o processo de negociação para a alienação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e da Usina Termelétrica Pampa Sul com uma das proponentes não evoluiu satisfatoriamente, tendo a Companhia decidido avaliar alternativas para a continuidade do processo de descarbonização do seu portfólio.

Iniciamos 2018 com o mesmo foco e disciplina no seguimento e cumprimento de nossa estratégia. Seguem pautando nossa atuação a alocação de capital focada em retornos positivos e abordagem conservadora no gerenciamento de riscos. Os resultados apresentados no 1T18 corroboram nossas convicções e nos mantém confiantes em seguir o trabalho. Em comparação ao 1T17 crescemos nossa Receita Operacional Líquida em 16,4%, atingindo R$ 1.868,9 milhões, nosso Ebitda em 18,2% atingindo R$ 1.046,6 milhões e nossa Margem Ebitda alcançou 56,0%, 0,9 p.p. superior ao observado no mesmo período do ano anterior. Com isso, geramos Lucro Líquido de R$ 489,3 milhões nesse primeiro trimestre do ano.

Há que se destacar, além do resultado já obtido, os frutos a serem colhidos: a Companhia vendeu no 1T18 volume em torno de 300 MW médios para entrega em cada um dos anos de 2020 a 2022, número expressivo e significativo no que tange nossos resultados futuros.

**Eduardo Antonio Gori Sattamini**
Diretor-Presidente

**Carlos Freitas**
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores



# DESEMPENHO OPERACIONAL

## Parque Gerador

A ENGIE Brasil Energia faz parte do maior grupo produtor independente de energia do País e conta com 7.678,1 MW de capacidade instalada e opera um parque gerador de 9.398,8 MW, composto de 30 usinas, sendo 11 hidrelétricas, três termelétricas e 16 complementares - centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares -, das quais 26 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 [4] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Total | Participação da Companhia | | |
| Itá | Hidrelétrica | Rio Uruguai (SC e RS) | 1.450,0 | 1.126,9 | out/30 | 564,7 |
| Salto Santiago | Hidrelétrica | Rio Iguaçu (PR) | 1.420,0 | 1.420,0 | set/28 | 733,3 |
| Machadinho | Hidrelétrica | Rio Uruguai (SC e RS) | 1.140,0 | 403,9 | jul/32 | 165,3 |
| Estreito | Hidrelétrica | Rio Tocantins (TO/MA) | 1.087,0 | 435,6 | nov/37 | 256,9 |
| Salto Osório | Hidrelétrica | Rio Iguaçu (PR) | 1.078,0 | 1.078,0 | set/28 | 502,6 |
| Cana Brava | Hidrelétrica | Rio Tocantins (GO) | 450,0 | 450,0 | ago/33 | 260,8 |
| Jaguara | Hidrelétrica | Rio Grande (MG) | 424,0 | 424,0 | dez/47 | 341,0 |
| Miranda | Hidrelétrica | Rio Araguari (MG) | 408,0 | 408,0 | dez/47 | 198,2 |
| São Salvador | Hidrelétrica | Rio Tocantins (TO) | 243,2 | 243,2 | abr/37 | 148,2 |
| Passo Fundo | Hidrelétrica | Rio Passo Fundo (RS) | 226,0 | 226,0 | set/28 | 113,1 |
| Ponte de Pedra | Hidrelétrica | Rio Correntes (MT) | 176,1 | 176,1 | set/34 | 133,6 |
| **Total - Hidrelétricas** | | | **8.102,3** | **6.391,7** | | **3.417,7** |
| Complexo Jorge Lacerda [1] | Termelétrica | Capivari de Baixo (SC) | 857,0 | 857,0 | set/28 | 649,9 |
| **Total - Termelétricas** | | | **857,0** | **857,0** | | **649,9** |
| Complexo Trairi [2] | Eólica | Trairi (CE) | 115,4 | 115,4 | set/41 | 63,9 |
| Complexo Santa Mônica [2] | Eólica | Trairi (CE) | 97,2 | 97,2 | jan/45 | 47,4 |
| Ferrari | Biomassa | Pirassununga (SP) | 80,5 | 80,5 | jun/42 | 35,6 |
| Ibitiúva Bioenergética | Biomassa | Pitangueiras (SP) | 33,0 | 22,9 | abr/30 | 13,9 |
| Assú V | Solar | Assú (RN) | 30,0 | 30,0 | jun/51 | 9,2 |
| Lages | Biomassa | Lages (SC) | 28,0 | 28,0 | out/32 | 11,1 |
| Rondonópolis | PCH | Ribeirão Ponte de Pedra (MT) | 26,6 | 26,6 | dez/32 | 10,1 |
| José Gelazio da Rocha | PCH | Ribeirão Ponte de Pedra (MT) | 23,7 | 23,7 | dez/32 | 9,2 |
| Cidade Azul | Solar | Tubarão (SC) | 3,0 | 3,0 | não aplicável [3] | 0,0 |
| Tubarão P&D | Eólica | Tubarão (SC) | 2,1 | 2,1 | não aplicável [3] | 0,0 |
| **Total - Complementares** | | | **439,5** | **429,4** | | **200,4** |
| **Total** | | | **9.398,8** | **7.678,1** | | **4.268,0** |

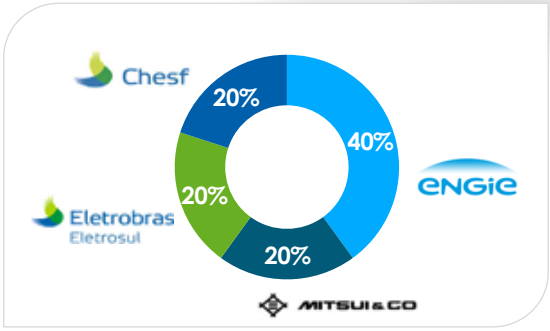
[1] Complexo composto de três usinas.
[2] Complexo composto de quatro usinas.
[3] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW, o instrumento legal aplicável é o registro.
[4] Considera a revisão da garantia física em vigor a partir de janeiro de 2018.



## Expansão

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

### ESBR - Estrutura Societária

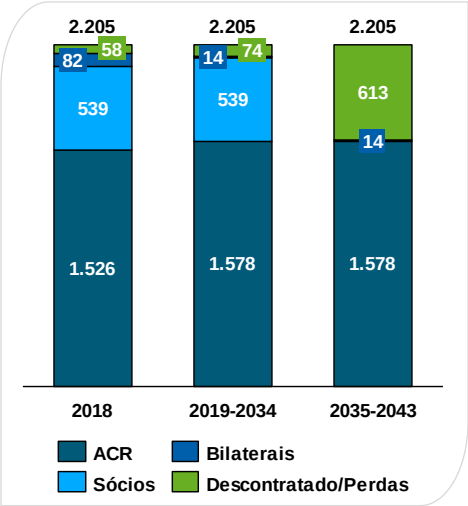



A ESBR venceu o leilão de concessão organizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) (Leilão A-5/2008), em 19 de maio de 2008, ao oferecer a melhor proposta para os 70% da energia a ser produzida pela Usina, então com 44 unidades geradoras, para os consumidores cativos atendidos pelas distribuidoras de energia, com contrato de concessão de 35 anos. No leilão de energia realizado em 17 de agosto de 2011 (Leilão A-3/2011), a ESBR vendeu 209,3 MW médios, com entrega a partir de 2014, por 30 anos — resultado da ampliação do projeto da Usina para 50 unidades geradoras. Em 10 de novembro de 2015, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou, na Portaria nº 337, a nova capacidade comercial da UHE Jirau, passando de 2.184,3 MW médios para 2.205,1 MW médios, a partir dessa data. O acréscimo concedido de 20,5 MW médios equivale à revisão das perdas hidráulicas da Usina. Como consequência desse acréscimo, a ESBR comercializou, no Leilão de Energia A-1, realizado em 13 de dezembro de 2015, 18 MW médios adicionais.

Em 26 de dezembro de 2012, a Usina tornou-se elegível à venda de créditos de carbono, ao obter registro na Organização das Nações Unidas (ONU), passando a ter direito de comercializar aproximadamente 6 milhões de toneladas de $CO_2$/ano.

### Portfólio de Contratos da ESBR

**MW médios**




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.

No 1T18, a Usina gerou 2.863,2 MW médios, 16,0% acima dos 2.468,3 MW médios gerados no 1T17, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,5% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)).

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.

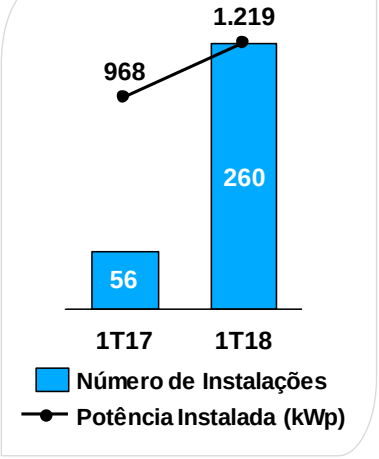


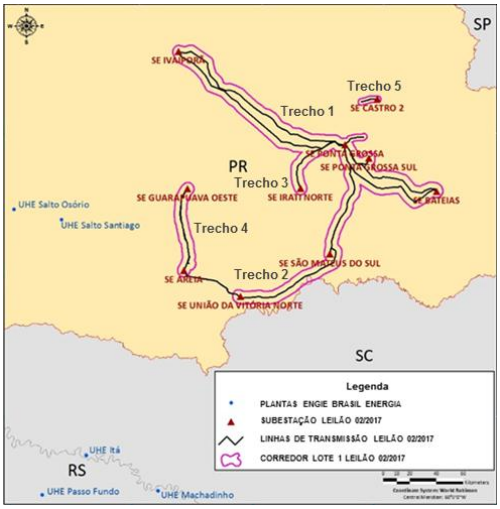
**ENGIE Geração Solar Distribuída.** A Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A., na qual detém 50% do capital. Esse movimento é uma resposta aos desafios de uma matriz energética dinâmica e mais próxima do consumidor final.

Em 23 de fevereiro, a Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (Fiesc), em conjunto com a ENGIE Geração Solar Distribuída e a WEG S.A., anunciaram o lançamento da segunda fase do Programa Indústria Solar onde, após o sucesso da primeira fase, - que consistiu em um projeto piloto com condições especiais para os colaboradores da ENGIE Brasil Energia, WEG, Fiesc, Serviço Social da Indústria (Sesi/SC), Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (Senai/SC), Instituto Euvaldo Lodi (IEL) e Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), - estendeu o programa às indústrias de Santa Catarina e seus colaboradores. As inscrições da primeira fase iniciaram-se em 20 de novembro de 2017 e, até o fim do 1T18, somam 1.906 inscritos, enquanto a segunda fase conta com 548 indústrias inscritas.

No 1T18, foram instalados 260 sistemas, com capacidade instalada de 1.219 kWp, um crescimento de 25,9% quando comparado ao 1T17, que foi de 968 kWp instalados, em 56 sistemas. Desde o início de suas operações a ENGIE Geração Solar Distribuída atingiu o total de 1.788 sistemas, com capacidade instalada de 9.744 kWp, estando presente em 16 estados.

### Número de unidades e potência instalada



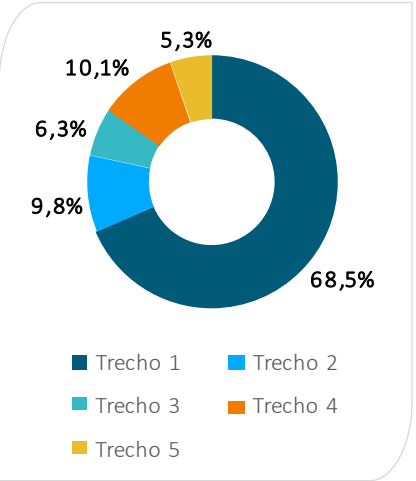




**Sistema de Transmissão Gralha Azul.** A Companhia arrematou no Leilão de Transmissão nº 02 de 15 de dezembro de 2017, promovido pela Aneel, o Lote 1, com 1.050 quilômetros de extensão, localizado no Paraná, marcando a entrada da EBE no setor de transmissão de energia no Brasil. O empreendimento prevê ainda a instalação de cinco novas subestações de energia. 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 o início da operação da linha de transmissão é 9 de março de 2023, mas a EBE visualiza antecipação desse prazo, além de uma redução no investimento inicial previsto pela Aneel.

A assinatura do contrato de concessão ocorreu no dia 8 de março de 2018, na sede da Aneel, em Brasília.

### Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) (%)




| Lote | Localização | RAP Contratada (R$ milhões) | Investimento previsto pela Aneel (R$ milhões) |
|---|---|---|---|
| 1 | Paraná (PR) | 231,7 | 2.017,0 |
| **Total** | | **231,7** | **2.017,0** |



## Projetos em Construção

| Usina | Tipo | Localização | Capacidade Instalada (MW) | | Data de vencimento do termo original da Concessão/ Autorização | Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Total | Participação da Companhia | | |
| Complexo Umburanas - Fase I | Eólica | Umburanas (BA) | 360,0 | 360,0 | De ago/49 a ago/50 | 207,5 |
| Pampa Sul | Termelétrica | Candiota (RS) | 345,0 | 345,0 | mar/50 | 323,5 |
| Complexo Campo Largo - Fase I | Eólica | Umburanas e Sento Sé (BA) | 326,7 | 326,7 | De jul/50 a mai/52 | 164,9 |
| **Total** | | | **1.031,7** | **1.031,7** | | **695,9** |

**Complexo Eólico Umburanas – Bahia (Fase I).** Localizado no Município de Umburanas (BA), o Complexo tem **capacidade instalada total de 605 MW**, que serão desenvolvidos em duas fases. A Fase I tem capacidade instalada de 360 MW, dos quais 257,5 MW serão destinados ao mercado livre, e 102,5 MW foram comercializados no Leilão de Energia de Reserva A-5/2014 pelo **preço de R$ 168,1/MWh, atualizado até 31 de março de 2018**. A Companhia destinará investimentos de cerca de R$ 1,8 bilhão nessa Primeira Fase do Complexo. Os 245 MW remanescentes serão futuramente desenvolvidos, na Fase II. O projeto será desenvolvido ao lado do Complexo Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e operação comercial.



CE Umburanas – concretagem da primeira fundação

Em fevereiro de 2018, foram assinados os contratos para execução da linha de transmissão e do *bay* de conexão na Subestação Ourolância e para o fornecimento do escopo eletromecânico (subestação 230kV, subestações unitárias e rede de média tensão).

Os serviços de abertura dos acessos às centrais eólicas estão em andamento, com 42% da supressão vegetal, 29% da terraplenagem e 4% da pavimentação executados. Em março, foram iniciados os serviços de concretagem das fundações dos aerogeradores, com 13 das 144 fundações concretadas.

O início da operação comercial é esperado a partir de janeiro de 2019.



UTE Pampa Sul – torre de resfriamento

**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 da jazida também situada em Candiota. Esta será conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) pela linha de transmissão de 525 kv na subestação Candiota II, construída pela Companhia.

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$ 235,7/MWh, atualizado até 31 de março 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 1T18, foram concluídas as obras da Estação de Captação de Água Bruta (ECAB), estando apta para o bombeamento de água para a Usina após o atingimento da cota 154,4 metros do reservatório. Foram também concluídas a montagem eletromecânica da correia transportadora e a cobertura do pátio de carvão. As obras da Usina estão em andamento com a iminência da realização do teste hidrostático da caldeira, previsto para o segundo trimestre de 2018. Os demais sistemas estão com bom avanço e o comissionamento dos sistemas de água estão prestes a serem iniciados. O avanço físico total da obra atingiu 82% ao fim do 1T18.

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



CE Campo Largo – Içamento de Nacelle

**Complexo Eólico Campo Largo – Bahia (Fase I).** O Complexo Eólico Campo Largo (CECL) é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, que serão desenvolvidos em etapas, cujo potencial de desenvolvimento é de 656,7 MW, sendo a Fase I com 326,7 MW e a Fase II com 330 MW de capacidade instalada. Todos os empreendimentos, estão localizados nos Municípios de Umburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km da Cidade de Salvador, no Estado da Bahia. No Leilão A-5, de 28 de novembro de 2014, a ENGIE Brasil Energia comercializou, pelo prazo de 20 anos, 82,6 MW médios ao **preço de R$ 172,5/MWh, atualizado até 31 de março de 2018**, a serem gerados por seis parques eólicos, com capacidade instalada de 178,2 MW.

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

No 1T18, a montagem das torres dos aerogeradores foi iniciada, atingindo 19% do total. A montagem eletromecânica dos aerogeradores conta com 9 naceles, 9 hubs e 15 pás já montadas.

Na rede de média tensão, foi finalizada a etapa de escavações para a implantação das estruturas da rede, que conta com 97% de evolução.

Na Subestação Campo Largo, foi concluída a escavação e a concretagem das fundações das estruturas e a implantação dos suportes e dos equipamentos, tanto para o pátio de 230 kV quanto para o de 34,5 kV. Está em andamento a montagem dos equipamentos eletromecânicos, com evolução de 97% no pátio de 230 kV e 37% no pátio de 34,5 kV.

No *bay* de conexão da Subestação Ourolândia II, foi concluída a montagem eletromecânica dos equipamentos da subestação e está em andamento o comissionamento do *bay* de conexão.

Na linha de transmissão encontra-se concluído o lançamento dos cabos para-raios/*Optical Ground Wire* (OPGW) e dos cabos condutores e está em andamento o comissionamento da linha de transmissão 230 kV, que liga a Subestação Campo Largo ao *bay* de conexão na Subestação Ourolândia II.

O início da operação comercial, com o comissionamento de três parques eólicos, está previsto para o segundo trimestre de 2018.

## Projetos em Desenvolvimento

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

**Complexo Eólico Santo Agostinho – Rio Grande do Norte.** O Complexo é composto de 24 Sociedades de Propósito Específico (SPEs), cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, **totalizando potencial de desenvolvimento de 600 MW**. Todos os parques estão localizados nos Municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km da Cidade de Natal, capital do Estado do Rio Grande do Norte. Em junho de 2016 foi emitida a Licença Prévia pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema), órgão ambiental do Estado do Rio Grande do Norte, declarando o empreendimento ambientalmente viável. O projeto está apto para participar de leilões de energia.


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

**Usina Termelétrica Norte Catarinense – Santa Catarina.** A Companhia está desenvolvendo um projeto para implantação de uma usina termelétrica a gás natural, em ciclo combinado, na Cidade de Garuva, ao norte do Estado de Santa Catarina. **A UTE Norte Catarinense terá capacidade instalada de aproximadamente 600 MW.** Em março de 2016, foi emitida a Licença Prévia deixando a Usina apta a participar de futuros leilões de energia nova.

**Complexo Eólico Campo Largo – Bahia (Fase II).** A Companhia pretende acrescentar aproximadamente **330 MW de capacidade instalada** ao Complexo Eólico Campo Largo com o desenvolvimento da sua segunda fase, visando a venda da energia para os mercados livre e/ou regulado. Assim como o Complexo Eólico Santo Agostinho, a Fase II do Complexo Eólico Campo Largo está apta para participar de leilões de energia, sendo que a Companhia pretende cadastrar o projeto para o próximo leilão, A-6.

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

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

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

**Complexo Fotovoltaico Alvorada.** Adquiriu-se área no Estado da Bahia, em região com potencial de geração de energia solar, onde serão desenvolvidos três projetos que irão compor o **Complexo Fotovoltaico Alvorada, com capacidade instalada total estimada em 90 MWp**. Os projetos estão em fase de medição da irradiação solar e tiveram sua Licença Prévia emitida em agosto de 2016, estando aptos a participar de leilões de energia nova.

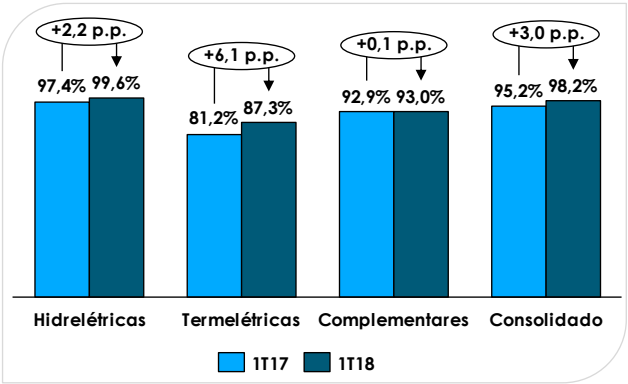
## Disponibilidade

As usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **98,2% no 1T18, desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 99,6% nas usinas hidrelétricas, 87,3% nas termelétricas e 93,0% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

Considerando também as paradas programadas, a disponibilidade global no primeiro trimestre de 2018 foi de 94,0%, sendo 97,9% nas usinas hidrelétricas, 69,0% nas termelétricas e 71,4% nas usinas de fontes complementares.

A disponibilidade das usinas hidrelétricas no trimestre em análise foi afetada principalmente pelas manutenções programadas nas Usinas Hidrelétricas Itá e Passo Fundo, além de manutenções corretivas na Usina Hidrelétrica Jaguara.

**Disponibilidade**
**Desconsiderando as paradas programadas**



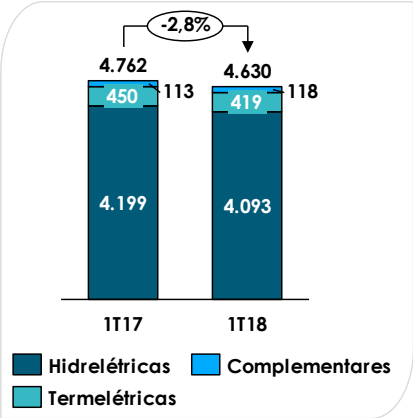

Ademais, no dia 21 de março, houve um distúrbio de grande escala que afetou substancialmente o SIN e desligou automaticamente as 8 Unidades Geradoras da Usina Hidrelétrica Estreito. Embora essa ocorrência tenha sido considerada como externa pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), sendo as horas de indisponibilidade expurgadas, todos as 8 Unidades Geradoras sofreram danos. Os reparos, tem previsão de conclusão até o final de maio.



Em relação às usinas termelétricas, a disponibilidade foi afetada pela manutenção programada na Unidade Geradora 3 e pela manutenção corretiva da Unidade Geradora 2, ambas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

## Produção

### Geração
**MW médios**




**A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia** foi de 10.001 GWh (4.630 MW médios) no 1T18, resultado **2,8% inferior** à produção do 1T17. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 8.842 GWh (4.093 MW médios); as termelétricas, por 905 GWh (419 MW médios); e as complementares, por 255 GWh (118 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, reduções de 2,5% e 6,9% na geração das usinas hidrelétricas e termelétricas e aumento de 4,4% na geração das complementares, em comparação ao 1T17.

Embora as Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda tenham sido incorporadas ao Parque Gerador da Companhia, houve redução na geração total das usinas hidrelétricas da Companhia, comparando o 1T18 com o mesmo período do ano anterior. Isso se deve, principalmente, às condições hidrológicas menos favoráveis no 1T18, no que se refere às bacias hidrográficas onde localizam-se as usinas da Companhia. Além deste fato, destaca-se o efeito da estabilização da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN), com crescimento de apenas 0,1% quando comparado ao 1T17, atrelado à combinação da entrada de operação de novas usinas que integram o subsistema Norte, acarretando na necessidade de se restringir a geração do parque hidráulico existente no SIN, com o objetivo de acomodar a geração hidráulica proveniente das usinas recém incorporadas ao sistema.

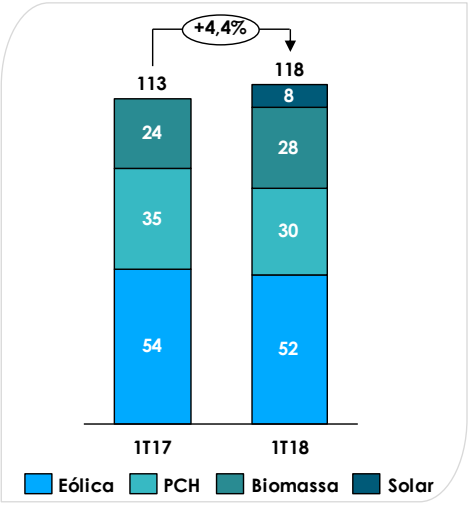
Já a redução na geração das termelétricas deve-se principalmente à menor geração no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda que se restringiu ao atendimento dos requisitos elétricos do sistema, além do gerenciamento do estoque de carvão.

A elevação da geração das usinas complementares fica a cargo do início da operação comercial da Central Eólica Ouro Verde e da Central Fotovoltaica Assú V, apesar da venda das Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e da PCH Areia Branca.

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.

### Geração por Fonte Complementar
**MW médios**



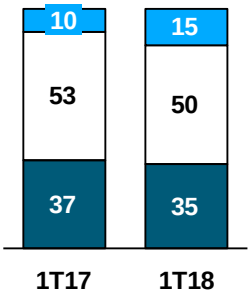


## Clientes

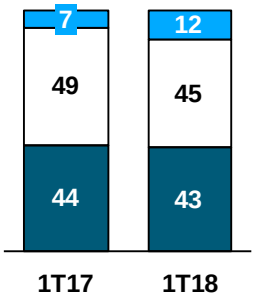
No 1T18, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 49,9% do total das vendas físicas e 44,9% do total da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), redução de 3,4 p.p. e 4,0 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

A redução na participação de consumidores livres reflete tanto a queda de consumo de clientes industriais quanto a redução do preço de novos contratos.

**Participação dos Clientes nas Vendas Físicas**
(%)




**Participação dos Clientes nas Vendas Contratadas que Compõem a Receita Operacional Líquida**
(%)




Distribuidoras | Consumidores Livres | Comercializadoras | Exportação[1]

[1] A representatividade das exportações sobre as vendas físicas foi de 0,02% no 1T17 e sobre a receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas) foi de 0,04% no 1T17.



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

### Balanço de Energia
**(em MW médios)**

| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh) | Data de Referência | Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Recursos Próprios | 4.092 | 4.628 | 4.716 | 4.725 | 4.738 | 4.736 | | | |
| + Compras para Revenda | 1.244 | 868 | 492 | 367 | 356 | 283 | | | |
| **= Recursos Totais (A)** | **5.336** | **5.496** | **5.208** | **5.092** | **5.094** | **5.019** | | | |
| Vendas Leilões do Governo[1] | 1.638 | 1.997 | 2.013 | 2.013 | 2.013 | 2.013 | | | |
| 2005-EN-2010-30 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 115,1 | dez-05 | 219,8 |
| 2006-EN-2009-30 | 493 | 493 | 493 | 493 | 493 | 493 | 128,4 | jun-06 | 241,2 |
| 2006-EN-2011-30 | 148 | 148 | 148 | 148 | 148 | 148 | 135,0 | nov-06 | 252,0 |
| 2007-EN-2012-30 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 126,6 | out-07 | 226,8 |
| 2014-EE-2014-06 | 103 | 103 | - | - | - | - | 270,7 | mai-14 | 333,0 |
| Proinfa | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 147,8 | jun-04 | 255,4 |
| 1º Leilão de Reserva | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 158,1 | ago-08 | 274,0 |
| Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD) | 18 | 17 | 14 | 14 | 14 | 14 | - | - | 253,8 |
| 2014-EN-2019-25 | - | 173 | 295 | 295 | 295 | 295 | 183,5 | mar-14 | 235,7 |
| 2014-EN-2019-25 | - | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 206,2 | nov-14 | 255,3 |
| 2014-EN-2019-20 | - | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 139,3 | nov-14 | 172,5 |
| 2015-EN-2018-20 | - | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 188,5 | ago-15 | 215,6 |
| 8º Leilão de Reserva | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 303,0 | nov-15 | 341,3 |
| 2017-EN-2019-20 | - | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 136,4 | nov-14 | 168,1 |
| Vendas Reguladas - Cotas | | | | | | | | | |
| 2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30 | 239 | 239 | 239 | 239 | 239 | 239 | - | jul-17 | 134,7 |
| 2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | - | jul-17 | 151,2 |
| + Vendas Bilaterais | 3.089 | 2.823 | 2.666 | 2.078 | 1.542 | 984 | | | |
| **= Vendas Totais (B)** | **4.727** | **4.820** | **4.679** | **4.091** | **3.555** | **2.997** | | | |
| **Saldo (A - B)** | **609** | **676** | **529** | **1.001** | **1.539** | **2.022** | | | |
| Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[2, 3]: | 180,8 | 184,2 | 185,9 | | | | | | |
| Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[4]: | 182,0 | 184,7 | 166,8 | | | | | | |

[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 líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), ou seja, não considera a inflação futura.
[3] Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).
[4] Preço de aquisição líquido, considerando os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considera a inflação futura.

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

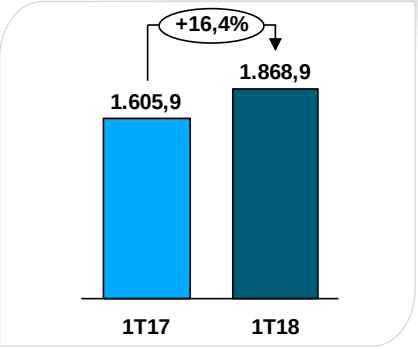


# DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

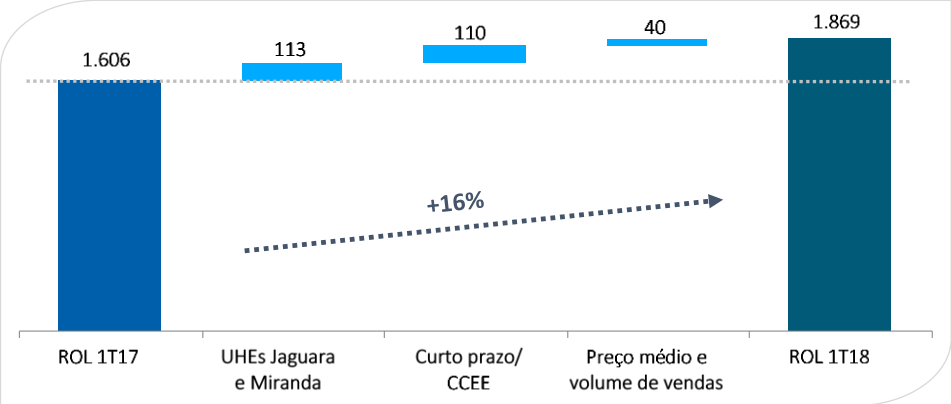
## Receita Operacional Líquida

**No 1T18, a receita operacional líquida apresentou aumento de 16,4%**, (R$ 263,0 milhões), quando comparada à auferida no 1T17, passando de R$ 1.605,9 milhões para R$ 1.868,9 milhões. Os principais fatores que provocaram essa variação foram: (i) R$ 112,6 milhões, devido ao reconhecimento de receita decorrente da operação das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), adquiridas por meio de Leilão de Concessões Não Renovadas, promovido pela Aneel, dos quais R$ 84,8 milhões correspondem à remuneração do ativo financeiro e R$ 27,8 milhões à receita de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) para cobrir os custos de operação, manutenção e melhorias; (ii) R$ 110,4 milhões, de acréscimo na receita decorrente das transações realizadas no mercado de curto prazo, em especial as realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); e (iii) R$ 40,0 milhões, decorrentes do maior volume de energia vendida, parcialmente atenuada por ligeira redução do preço médio de venda para consumidores livres.

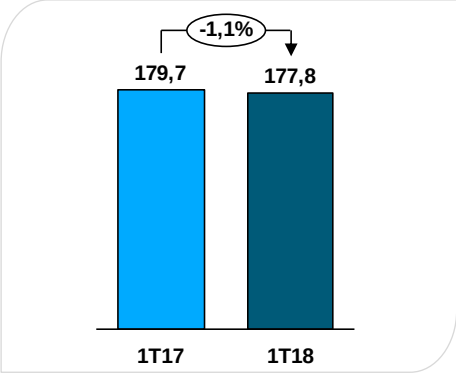
**Receita Operacional Líquida**
**R$ milhões**




**Evolução da Receita Operacional Líquida**
**R$ milhões**




**Preço Médio Líquido de Venda***
**R$/MWh**




(*) Líquido de exportações e impostos sobre a venda.

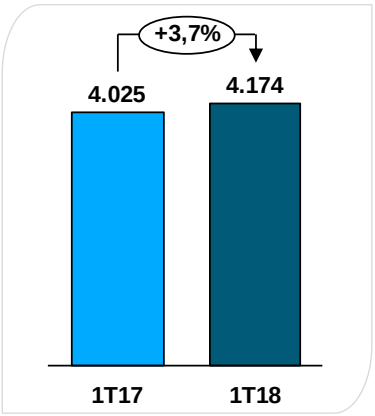
✓ **Preço Médio Líquido de Venda**

**O preço médio de venda de energia**, líquido das exportações e dos tributos sobre a receita, atingiu R$ 177,76/MWh no 1T18, **1,1% abaixo do obtido no 1T17**, cujo valor foi de R$ 179,69/MWh.

A redução do preço ocorreu, essencialmente, em razão dos novos contratos de venda de energia para clientes industriais com preços inferiores à média dos contratos existentes ou finalizados.



**Volume de Vendas**
**MW médios**




✓ **Volume de Vendas**

**A quantidade de energia vendida** passou de 8.694 GWh (4.025 MW médios) no 1T17 para 9.016 GWh (4.174 MW médios) **no 1T18, aumento de 322 GWh** (149 MW médios) entre os períodos comparados.

Tais variações decorreram, substancialmente, da combinação do acréscimo de venda de energia para comercializadoras, inclusive operações de *trading*, parcialmente atenuado pela redução de vendas para distribuidoras decorrente do Mecanismo de Compensação de Sobras e Deficits (MCSD) e à queda de consumo de clientes industriais.

## Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

✓ **Receita de Venda de Energia Elétrica - Distribuidoras**

**A receita de venda a distribuidoras** alcançou R$ 687,3 milhões no 1T18, montante **0,6% superior** aos R$ 682,9 milhões auferidos no 1T17. Essas variações foram ocasionadas pelos seguintes efeitos: (i) R$ 14,0 milhões - elevação de 2,1% no preço médio líquido de venda; e (ii) R$ 9,6 milhões - redução de 44 GWh (21 MW médios) na quantidade vendida.

O decréscimo no volume de vendas entre os períodos em análise é resultado, principalmente, das reduções decorrentes do MCSD, parcialmente atenuadas pela entrada em operação da Usina Fotovoltaica Assú V. O acréscimo no preço médio líquido de vendas decorre, principalmente, da atualização monetária de contratos existentes.

✓ **Receita de Venda de Energia Elétrica - Comercializadoras**

**No 1T18, a receita operacional líquida a comercializadoras** foi de R$ 196,4 milhões, **71,5% superior** à receita auferida no 1T17, que foi de R$ 114,5 milhões. Essa ampliação resultou dos seguintes aspectos: (i) R$ 43,1 milhões - aumento de 313 GWh (145 MW médios) no volume de energia vendida; (ii) R$ 37,1 milhões – contratos de venda em operações de *trading* (89 MW médios); e (iii) R$ 1,7 milhões - acréscimo de 1,5% no preço médio líquido de vendas.

A variação do volume observada no trimestre em análise decorre, substancialmente, de novos contratos de venda para comercializadoras, inclusive em operações de *trading*. A elevação do preço ocorreu, basicamente, devido às novas contratações com preços superiores à média dos contratos vigentes ou finalizados.

✓ **Receita de Venda de Energia Elétrica - Consumidores Livres**

**A receita de venda a consumidores livres reduziu 6,0%** entre os trimestres em análise, passando de R$ 764,5 milhões no 1T17 para R$ 718,8 milhões no 1T18. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R$ 23,8 milhões decréscimo de 3,1% no preço médio líquido de venda de energia. A queda do preço, decorreu, substancialmente, de novas contratações com preços inferiores à média dos contratos existentes ou finalizados; e (ii) R$ 21,9 milhões - redução de 137 GWh (63 MW médios) na quantidade de energia vendida devido, basicamente, à queda de consumo de clientes industriais. A carteira de consumidores livres passou de 280 no fim do 1T17 para 326 no 1T18, um crescimento de 16,4%.

✓ **Exportação de Energia Elétrica**

No trimestre em análise não houve exportação de energia. No 1T17, a Companhia exportou 2 GWh (0,23 MW médios) de energia elétrica para a Argentina, auferindo receita líquida de R$ 0,6 milhão.

✓ **Transações no Mercado de Curto Prazo – em especial no Âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)**

**No 1T18, a receita auferida no mercado de curto prazo**, em especial no âmbito da CCEE, **foi de R$ 146,9 milhões**, enquanto no 1T17 foi de R$ 36,5 milhões, representando, aumento de R$ 110,4 milhões entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e variações podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo, em especial as transações na CCEE".



✓ **Remuneração dos ativos financeiros de concessões**

O montante equivalente a 70% da garantia física das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, cuja vigência dos contratos de concessão teve início em 29 de dezembro de 2017, será remunerado pelo recebimento do Retorno da Bonificação de Outorga (RBO), que compõe a Receita Anual de Geração (RAG) a ser auferida pelas empresas. Pela essência econômica da transação, a parte equivalente ao valor pago pela outorga da concessão foi registrada como ativo financeiro, e a remuneração desses ativos está sendo reconhecida como receita financeira operacional. O montante dessa remuneração, reconhecido no 1T18, nas Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, foi de R$ 52,6 milhões e R$ 32,2 milhões, respectivamente.

✓ **Receita de serviços prestados**

Ainda para as Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, para a energia vendida no ACR, também como parte da RAG, as empresas receberão a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG), para cobertura dos custos com operação e manutenção, além de gastos com melhorias e investimentos durante o prazo de concessão. O valor da GAG reconhecida no 1T18 foi de R$ 15,4 milhões e R$ 12,4 milhões, respectivamente, para as Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda.

## Custos da Venda de Energia e Serviços

**Os custos da venda de energia e serviços foram elevados em R$ 117,2 milhões ou 14,2%** entre os trimestres comparados, passando de R$ 826,4 milhões no 1T17 para R$ 943,6 milhões no 1T18. Tais variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

✓ **Energia elétrica comprada para revenda:** elevação de R$ 51,0 milhões (13,5%) no 1T18, em comparação ao 1T17, reflexo, sobretudo, dos seguintes fatores: (i) R$ 8,1 milhões – decréscimo de 49 GWh (23 MW médios), em função da redução de compras de médio e de longo prazo para a gestão do portfólio da Companhia; (ii) R$ 16,0 milhões – aumento de 4,2% no preço médio líquido, devido a novas contratações com preços superiores à média dos contratos vigentes ou finalizados; e (iii) R$ 43,1 milhões – compras de energia elétrica destinadas para operações de *trading* (101 MW médios). Adicionalmente, a energia elétrica comprada para operações de *trading* e não vendida para comercializadoras foi liquidada na CCEE.

✓ **Transações no mercado de curto prazo - em especial no âmbito da CCEE:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram de R$ 32,1 milhões (120,5%) superiores. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

✓ **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 8,4 milhões (8,1%) entre os trimestres em análise, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão e de reconhecimento no 1T18 dos encargos relativos à parcela de energia das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda comercializada no ACL.

✓ **Combustíveis para geração de energia elétrica:** decréscimo de R$ 6,3 milhões (22,0%) na comparação do 1T18 com o mesmo trimestre de 2017 devido, basicamente, à paralização das operações da Usina Termelétrica William Arjona no primeiro trimestre de 2017, em função de sua inviabilidade econômica, motivada pela elevação do custo do gás.

✓ **Pessoal:** aumento de R$ 1,6 milhões (3,4%) no 1T18 em relação ao 1T17, em virtude, majoritariamente, do reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados.

✓ **Materiais e serviços de terceiros:** acréscimo de R$ 8,8 milhões (21,5%) entre os trimestres analisados, em razão, basicamente, do reconhecimento dos custos de operação e manutenção, no 1T18, das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, e do Complexo Eólico Santa Mônica, que no 1T17 teve parte desses custos cobertos pelo fornecedor dos aerogeradores.

✓ **Depreciação e amortização:** elevação de R$ 19,1 milhões (13,0%) entre os trimestres comparados, resultante, substancialmente, dos seguintes itens: (i) amortização de ativo intangível referente à aquisição das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda; (ii) depreciação de grandes manutenções realizadas na unidade A do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda em meados de 2017; e (iii) entrada em operação comercial da Usina Fotovoltaica Assú V, em 23 de dezembro de 2017.

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

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



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

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

**No 1T18** e no 1T17, **os resultados líquidos** (diferença entre receitas e custos – deduzidos dos tributos incidentes sobre as receitas e os custos) decorrentes de transações de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE, **foram positivos em R$ 88,2 milhões** e R$ 9,9 milhões, respectivamente, representando um aumento de R$ 78,3 milhões entre os períodos comparados.

A variação entre os trimestres é consequência, essencialmente, da combinação destes fatores: (i) aumento dos efeitos positivos decorrente de energia secundária; (ii) efeito positivo proveniente da diferença de preços entre os submercados Norte e Sudeste no 1T18 e entre os submercados Nordeste e Sudeste no 1T17; (iii) aumento do deficit de geração termelétrica devido à menor geração dessa fonte; (iv) redução de receita no MRE em razão do decréscimo de geração hidrelétrica no período; e (v) redução da posição devedora na CCEE, fruto da estratégia de alocação dos recursos hídricos do ano de 2018.

Cabe considerar que a aumento do PLD médio em 2018, conforme a seguir informado, contribuiu para o aumento dos efeitos negativos da geração termelétrica e da posição compradora no 1T18 da CCEE e, em contrapartida, para a elevação do efeito positivo fruto da energia secundária.

Em dezembro de 2017, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2018 em R$ 505,18/MWh e R$ 40,16/MWh, respectivamente. Na comparação entre os trimestres, o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste aumentou 25,9%, passando de R$ 155,37/MWh no 1T17 para R$ 195,61/MWh no 1T18. Adicionalmente, o PLD do submercado Norte caiu 5,1%, passando de R$ 79,10 para R$ 75,10, e o PLD médio do submercado Nordeste reduziu de R$ 195,97/MWh no 1T17 para R$ 191,56/MWh no 1T18, ou seja, 2,3%.

## Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas, entre os trimestres em análise, aumentaram em R$ 3,2 milhões (7,9%), passando de R$ 40,7 milhões no 1T17 para R$ 43,9 milhões no 1T18, em virtude, substancialmente, de gastos adicionais com serviços de informática no 1T18 e reversão de provisão no 1T17.

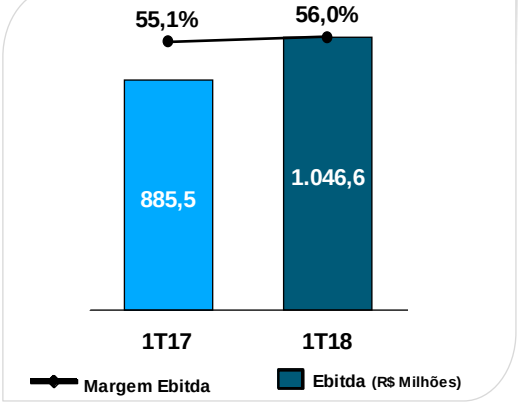


## Ebitda e Margem Ebitda

Refletindo os efeitos mencionados anteriormente, **o Ebitda do 1T18 atingiu R$ 1.046,6 milhões**, isto é, R$ 161,1 milhões ou **18,2% acima** dos R$ 885,5 milhões apurados no 1T17. A margem Ebitda foi de 56,0% no 1T18, acréscimo de 0,9 p.p. em relação ao mesmo período de 2017.

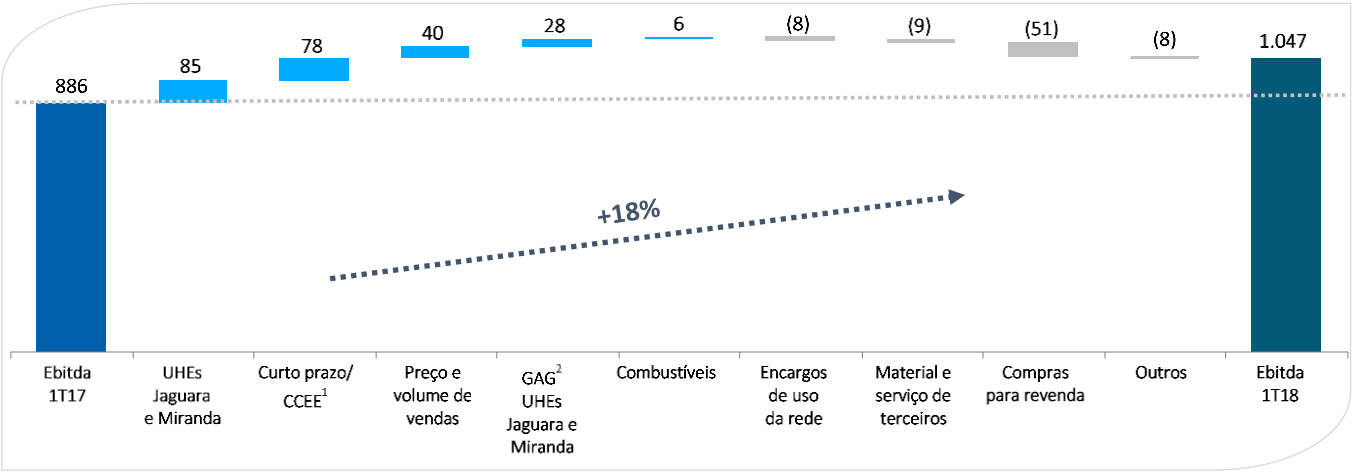
As elevações supracitadas são consequência da combinação dos seguintes fatores: (i) reconhecimento de R$ 84,8 milhões da receita financeira operacional das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda no 1T18; (ii) efeito positivo de R$ 78,3 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo - em especial as realizadas no âmbito da CCEE; (iii) elevação de R$ 40,0 milhões na combinação de preço e volume de energia vendida através de contratos; (iv) reconhecimento de R$ 27,9 milhões de Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) de operação, manutenção e melhorias das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda no 1T18; (v) queda de R$ 6,3 milhões no consumo de combustível; (vi) aumento de R$ 51,0 milhões nas compras de energia para *trading* e composição de portfólio; (vii) acréscimo de R$ 8,8 milhões nos custos com materiais e serviços de terceiros; (viii) elevação de R$ 8,4 milhões nos encargos de uso de rede; (ix) crescimento de R$ 3,2 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas; e (x) aumento de R$ 4,8 milhões dos demais custos e despesas operacionais.

### Ebitda (1) e Margem Ebitda




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

### Evolução do Ebitda
**R$ milhões**




(1) Considera o efeito combinado de variações de receita e despesa
(2) GAG - Gestão dos Ativos de Geração

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

| (Valores em R$ milhões) | 1T18 | 1T17 | Var. % |
|---|---|---|---|
| Lucro líquido | 489,3 | 450,7 | 8,6 |
| (+) Imposto de renda e contribuição social | 229,4 | 212,3 | 8,1 |
| (+) Resultado financeiro | 156,9 | 71,7 | 118,8 |
| (+) Depreciação e amortização | 169,1 | 149,7 | 13,0 |
| **Ebitda** | **1.044,7** | **884,4** | **18,1** |
| (+) Resultado de participações societárias | 1,9 | 1,1 | 72,7 |
| **Ebitda ajustado** | **1.046,6** | **885,5** | **18,2** |



## Resultado Financeiro

**Receitas financeiras: no 1T18**, as receitas atingiram R$ 24,8 milhões, isto é, R$ 38,1 milhões ou **60,6% abaixo** dos R$ 62,9 milhões auferidos no 1T17, em razão, substancialmente: (i) da redução de R$ 35,6 milhões na receita com aplicações financeiras, em virtude do menor volume de recursos investidos e da queda na taxa de juros; e (iii) da diminuição de R$ 1,5 milhão na variação monetária de depósitos judiciais.

**Despesas financeiras:** as despesas **no 1T18** foram de R$ 181,7 milhões, ou seja, R$ 47,1 milhões ou **35,0% além** das registradas no 1T17, que foram de R$ 134,6 milhões. As principais variações observadas foram: (i) reconhecimento de R$ 36,0 milhões de juros sobre notas promissórias, emitidas em novembro de 2017, para pagamento de parte do bônus de outorga na aquisição das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda; (ii) aumento de R$ 12,0 milhões na variação monetária e de R$ 3,5 nos juros sobre as concessões a pagar; e (iii) decréscimo de R$ 5,8 milhões nos juros e na variação monetária sobre provisões e passivo atuarial.

## Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

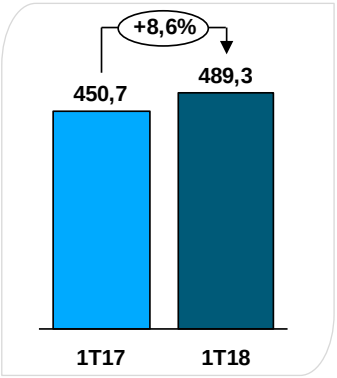
As despesas com IR e CSLL, **no 1T18, foram de R$ 229,4 milhões**, valor superior em R$ 17,1 milhões ou 8,1% ao valor do mesmo trimestre de 2017, que foi de R$ 212,3 milhões, consequência, sobretudo, do aumento do lucro antes dos tributos. A taxa efetiva de IR e CSLL no 1T18 foi de 31,9% ante 32,0% no 1T17.

## Lucro Líquido

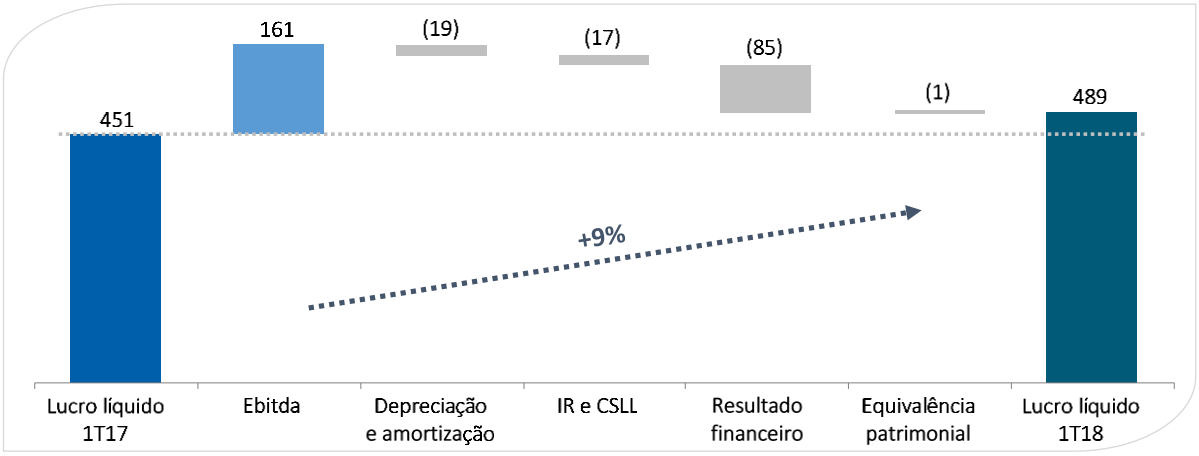
**O lucro líquido do 1T18 foi de R$ 489,3 milhões**, R$ 38,6 milhões ou **8,6% superior** aos R$ 450,7 milhões apresentados no 1T17.

O aumento é efeito da combinação do seguinte: (i) crescimento de R$ 161,1 milhões no Ebitda; (ii) elevação de R$ 85,2 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) aumento de R$ 17,1 milhões do imposto de renda e da contribuição social; (iv) crescimento de R$ 19,4 milhões da depreciação e amortização; e (v) elevação do resultado negativo de equivalência patrimonial de R$ 0,8 milhão.

**Lucro Líquido**
**R$ milhões**



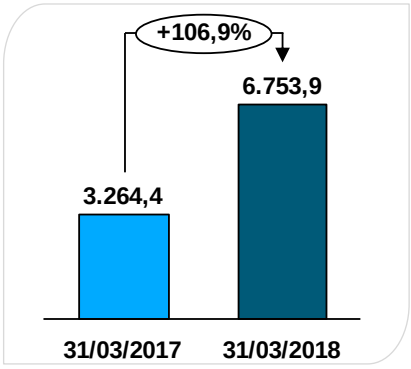

**Evolução do Lucro Líquido**
**R$ milhões**





## Endividamento

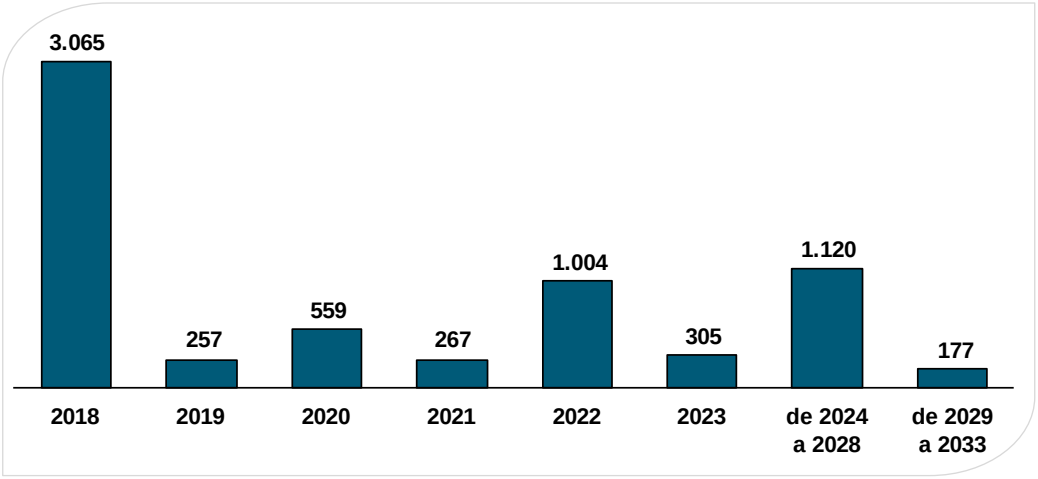
### Dívida Bruta
**R$ milhões**




Em 31 de março de 2018, a **dívida bruta total consolidada,** representada principalmente por empréstimos, financiamentos, debêntures e notas promissórias, líquida dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R$ 6.753,9 milhões - aumento de 106,9%** (R$ 3.489,5 milhões) comparativamente à posição de 31 de março de 2017.

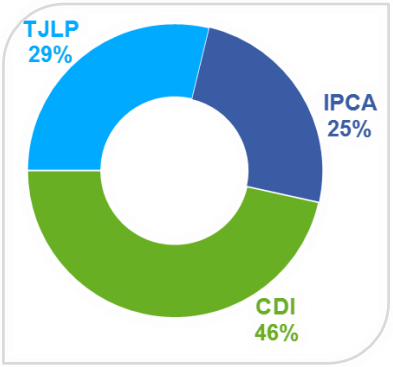
A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos entre o 1T17 e o 1T18: (i) saques no BNDES e em seus agentes financeiros no valor total acumulado de R$ 109,1 milhões, destinados aos investimentos para modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago, bem como para a construção do Complexo Eólico Santa Mônica; (ii) notas promissórias para pagamento das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda no valor de R$ 2.096,1 milhões; (iii) contratação de empréstimos, protegidos por operações de *swap*, destinados principalmente ao refinanciamento de dívidas e à implementação do plano de negócios da Companhia – substancialmente, aporte de capital nas controladas Jaguara e Miranda para o pagamento da bonificação pela outorga das concessões, no valor de R$ 1.630,9 milhões; (iv) geração de R$ 395,3 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; (v) R$ 754,6 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures; e (vi) R$ 13,0 milhões em transferência de financiamentos de subsidiárias reclassificadas para ativo mantido para venda.

### Cronograma de Vencimento da Dívida
**R$ milhões**




**O custo médio ponderado nominal da dívida** ao fim do 1T18 foi **7,9%** (10,1% no fim de 1T17).

### Composição da Dívida





Em 31 de março 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$ 5.800,3 milhões, aumento de 375,4%** em relação ao registrado ao fim do 1T17.

**Dívida Líquida**
**R$ milhões**

| | 31/03/2018 | 31/03/2017 | Var. % |
|---|---|---|---|
| Dívida bruta | 6.751,4 | 3.264,4 | 106,8 |
| Resultado de operações com derivativos | 2,5 | 0,0 | 0,0 |
| Depósitos vinculados ao serviço da dívida | (237,4) | (193,0) | 23,0 |
| Caixa e equivalentes de caixa | (716,1) | (1.851,3) | -61,3 |
| **Dívida líquida total** | **5.800,3** | **1.220,1** | **375,4** |

## Investimentos

**Os investimentos totais** da ENGIE Brasil Energia **no 1T18 foram de R$ 499,5 milhões**, dos quais (i) R$ 37,8 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; (ii) R$ 460,5 milhões aplicados na construção dos novos projetos - R$ 218,6 milhões concentrados ao Complexo Eólico Campo Largo, R$ 180,5 milhões foram aplicados na construção da UTE Pampa Sul, R$ 55,0 milhões em Complexo Eólico Umburanas, R$ 6,0 milhões à Central Fotovoltaica Assú, R$ 0,4 milhão no Sistema de Transmissão Gralha Azul - ; (iii) R$ 0,9 milhão designados para as modernizações: R$ 0,3 milhão em Usina Hidrelétrica Salto Santiago e R$ 0,6 milhão para Usina Hidrelétrica Salto Osório; e (iv) R$ 0,3 milhão para outros investimentos.

# 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, Meio Ambiente, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Gestão da Energia. Em 31 de março de 2018, das 30 usinas instaladas em 12 estados das cinco regiões do País, 12 são certificadas de acordo com as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e NBR OHSAS 18001 (da Saúde e Segurança no Trabalho), com potência somada que corresponde a 86,5% 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. Durante 2018, serão conduzidos os processos de certificação das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, que já possuíam certificações quando operadas pelo antigo proprietário.

Além da Política de Gestão Sustentável, outras relacionadas ao compromisso da Companhia com o desenvolvimento sustentável estão disponíveis em seu website, sobre temas como Direitos Humanos, Engajamento de Stakeholders e Mudanças Climáticas, assim como o Regimento Interno do Comitê de Sustentabilidade, os códigos de Meio Ambiente e Ética, e os Relatórios de Sustentabilidade publicados anualmente de acordo com as recomendações da Global Reporting Iniciative (GRI) e, desde a edição de 2014, agregando as 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

- ✓ A ENGIE Brasil está organizando a 4ª edição do Prêmio ENGIE Brasil de Inovação, e está buscando soluções relacionadas a inovação social. O vencedor será premiado durante o ENGIE Brasil Innovation Day 2018, que acontecerá no Rio de Janeiro, no dia 2 de maio. Confira o regulamento e inscreva o seu projeto através do site www.engiefab.com.
- ✓ Está em andamento a campanha interna "Faça valer o seu imposto" com foco na arrecadação de doações a partir do IRPF dos colaboradores da Companhia em prol de projetos sociais. A instituição beneficiada na companha desse ano é o Hospital Pequeno Príncipe, localizado em Curitiba (PR).
- ✓ No dia 22 de março ocorreu, no reservatório da UHE Machadinho, na cidade de Piratuba/SC, a soltura experimental de aproximadamente 500 peixes juvenis das espécies grumatã, piava e dourado, os quais foram produzidos pelo Laboratório de Biologia e Cultivo de Peixes de Água Doce (LAPAD/UFSC). Esta atividade faz parte do Programa de Monitoramento e Manejo de Ictiofauna da Usina e está devidamente licenciada pelo Instituto Brasileiro de Meio Ambiente (Ibama).

### 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 1T18, associando cada indicador aos da GRI.

## Indicadores de Sustentabilidade[1]

| Item | Dimensão[2] | Indicador | Temas materiais | Indicador GRI[3] | 1T18 | 1T17 | Variação |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Qualidade | Número de usinas em operação | - Energia e mudanças do clima | 102-7, EU1 | 30 | 30 | 0 |
| 2 | | Capacidade instalada operada (MW) | | 102-7, EU1 | 9.399 | 8.761 | 7,3% |
| 3 | | Capacidade instalada própria (MW) | | 102-7, EU1 | 7.678 | 7.040 | 9,1% |
| 4 | | Número de usinas certificadas | | 102-16, EU6 | 12 | 12 | 0 |
| 5 | | Capacidade instalada certificada (MW) | | 102-16, EU6 | 8.127 | 8.127 | 0,0% |
| 6 | | Capacidade instalada certificada em relação à total | | 102-16, EU6 | 86,5% | 92,8% | -6,3 p.p. |
| 7 | | Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis | | 102-7, EU1 | 8.542 | 7.714 | 10,7% |
| 8 | | Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total | | 102-7, EU1 | 90,9% | 88,0% | 2,83 p.p. |
| 9 | | Geração de energia total (GWh) | | EU2 | 10.001 | 10.287 | -2,8% |
| 10 | | Geração de energia certificada | | 102-16, EU6 | 9.056 | 10.036 | -9,8% |
| 11 | | Geração certificada em relação à total | | 102-16, EU6 | 90,6% | 97,6% | -7,0 p.p. |
| 12 | | Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh) | | EU2 | 9.097 | 9.315 | -2,3% |
| 13 | | Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total | | EU2 | 91,0% | 90,6% | 0,4 p.p. |
| 14 | | Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas | | EU30 | 98,2% | 95,2% | 3,0 p.p. |
| 15 | | Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas | | EU30 | 94,0% | 87,2% | 6,8 p.p. |
| 16 | Meio Ambiente | Total de mudas plantadas e doadas | - Energia e mudanças do clima<br>- Engajamento com comunidades locais e partes interessadas<br>- Biodiversidade | 304-2, 413-1 | 153.723 | 30.320 | 407,0% |
| 17 | | Número de visitantes às usinas | | 413-1 | 2.177 | 3.205 | -32,1% |
| 18 | | Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh) | | D305-1, D305-2, D305-3 | 0,9370 | 0,9879 | -5,2% |
| 19 | | Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh) | | D305-1, D305-2, D305-3 | 0,0845 | 0,0933 | -9,4% |
| 20 | Saúde e Segurança | Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[4] | - Saúde e Segurança, Desenvolvimento e Igualdade<br>- Gestão de impactos na cadeia produtiva | 403-2 | 0,000 | 0,000 | - |
| 21 | | Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[5] | | 403-2 | 0,000 | 0,000 | - |
| 22 | | Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo[4] | | 403-2 | 0,000 | 0,000 | - |
| 23 | | Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção[4] | | 403-2 | 3,100 | 0,000 | ↑ |
| 24 | Responsabilidade Social[6] | Investimentos não incentivados | - Engajamento com comunidades locais e partes interessadas | 203-2, 413-1 | 649,4 | 464,0 | 40,0% |
| 25 | | Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA | | 203-2, 413-1 | 383,9 | 201,1 | 90,9% |
| 26 | | Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet | | 203-2, 413-1 | 3.385,8 | 4.737,0 | -28,5% |
| 27 | | Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte | | 203-2, 413-1 | 320,0 | 0,0 | 100,0% |
| 28 | | Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON | | 203-2, 413-1 | 0,0 | 0,0 | - |
| 29 | | Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD | | 203-2, 413-1 | 0,0 | 0,0 | - |
| 30 | | Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso | | 203-2, 413-1 | 492,4 | 22,1 | 100,0% |

Notas:
1) Mais indicadores encontram-se disponíveis no ITR (ENGIE Brasil Energia / Investidores / Informações Financeiras / ITRs, DFPs, e Formulário de Referência).
2) Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.
3) GRI: Global Reporting Initiative, versão Standards, e complemento setorial G4.
4) 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 ISE – Índice de Sustentabilidade da Bolsa. O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia é composto de nove membros titulares, sendo um representante dos empregados e dois conselheiros independentes. Salvo o escolhido pelos empregados, todos são eleitos por acionistas, em Assembleia Geral. Um Conselho Fiscal, permanente, independente da administração e da auditoria externa da Companhia, responde pela fiscalização dos atos dos administradores e por examinar e opinar sobre as demonstrações financeiras, pela avaliação dos sistemas de gestão de risco e de controles internos e das propostas a serem submetidas ao Conselho de Administração no caso de contratação de serviços adicionais da empresa prestadora de serviço de auditoria das demonstrações financeiras.

Um Código de Ética pauta a conduta da Companhia: documento público, disponível em seu *website*. A Companhia também dispõe de Comitê de Ética, responsável pela constante atualização do Código e pela avaliação de questões éticas. **Em 2013, a ENGIE Brasil Energia ratificou sua adesão ao Pacto Empresarial pela Integridade contra a Corrupção:** iniciativa do Instituto Ethos em desdobramento ao Pacto Global da ONU, do qual a ENGIE Brasil Energia é signatária desde seu lançamento.

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

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

**A política de dividendos da ENGIE Brasil Energia estabelece um dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei 6.404/76 e, além disso, determina intenção de pagar em cada ano calendário dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a 55% do lucro líquido ajustado em distribuições semestrais.**

Em relação ao modelo de transferência de ativos e demais transações com partes relacionadas, a Companhia e sua controladora entenderam ser necessário elevar os padrões de governança corporativa por elas adotados. Entre as iniciativas aplicadas, destaca-se a criação, por meio da adaptação do Estatuto Social da Companhia, de um **Comitê Independente para Transações com Partes Relacionadas**, de caráter não permanente e que, quando convocado, será composto, em sua maioria, de membros independentes do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia.

## MERCADO DE CAPITAIS

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

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



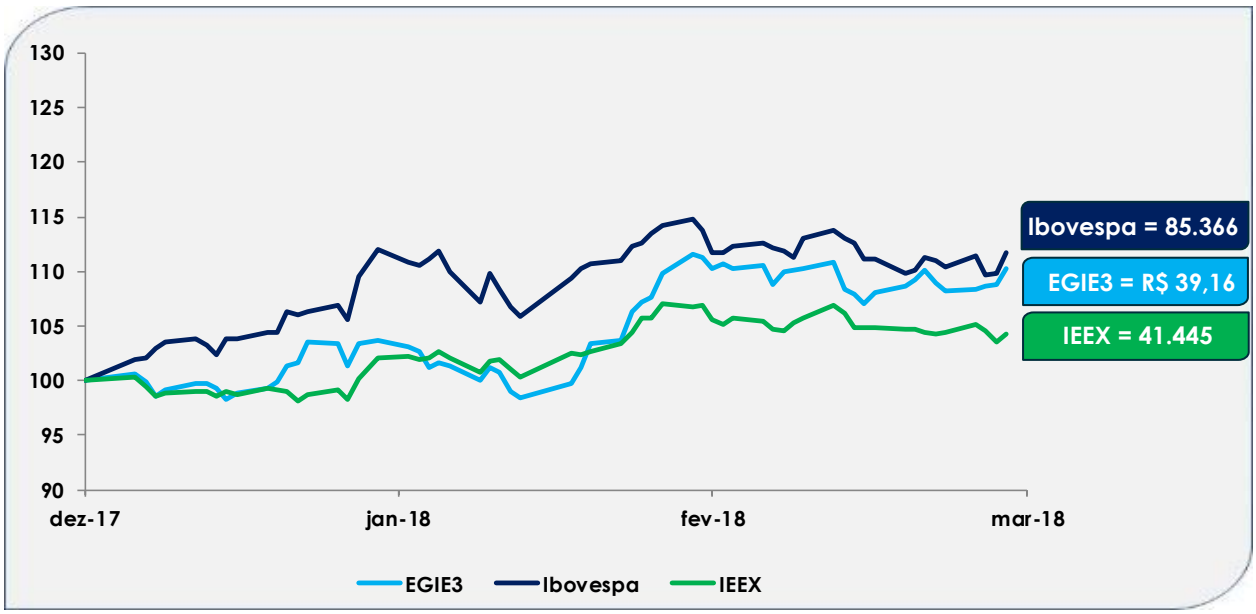
## Desempenho das Ações – EGIE3

O principal índice da B3 obteve ganho de 11,7% no 1T18, ao passo que, no 1T17 valorizou 7, 9%. O desempenho do Ibovespa no primeiro trimestre do ano foi marcado pela volatilidade, motivado tanto pelo cenário político quanto pelo econômico, interna ou externamente. A forte entrada do investidor estrangeiro na B3 foi um dos principais fatores para o excelente desempenho no trimestre.

**As ações da ENGIE Brasil Energia** fecharam o 1T18 **com valorização de 10,3%**, resultado significativamente superior ao registrado no 1T17, quando ganhou 1,1% e acima do Índice do Setor e Energia Elétrica (IEEX), que apresentou crescimento de 4,3% no 1T18. A cotação alcançada pela EGIE3 no fim do 1T18 foi de R$ 39,16/ação**, conferindo à Companhia valor de mercado de R$ 25,6 bilhões.**

No 1T18, o volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 36,2 milhões, 22,7% acima do registrado no 1T17, quando atingiu R$ 29,5 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 abril de 2018
**Horário:** 11h (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.ENGIEenergia.com.br), na seção Investidores.

*Replay* disponível de 20 a 26 de abril de 2018. Acesso pelo telefone: (11) 3127-4999 | código: 71835881 (português) e 76120662 (inglês).

## Importante

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



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

| (Valores em R$ mil) | | |
|---|---|---|
| **Ativo** | **31/03/2018** | **31/12/2017** |
| **Ativo Circulante** | **2.712.584** | **3.735.779** |
| Caixa e equivalentes de caixa | 716.144 | 1.930.070 |
| Contas a receber de clientes | 1.148.924 | 1.058.469 |
| Estoques | 138.253 | 98.249 |
| Valores a receber pela alienação de investimentos | 112.662 | 111.817 |
| Depósitos vinculados | 7.982 | 15.423 |
| Repactuação de risco hidrológico a apropriar | 26.064 | 26.064 |
| Ativo financeiro de concessão | 254.636 | 301.904 |
| Ativo não circulante mantido para venda | 53.561 | 5.569 |
| Outros ativos circulantes | 254.358 | 188.214 |
| **Ativo Não Circulante** | **16.223.993** | **15.832.734** |
| **Realizável a Longo Prazo** | **2.868.150** | **2.826.648** |
| Depósitos vinculados | 243.534 | 231.489 |
| Depósitos judiciais | 102.229 | 100.095 |
| Repactuação de risco hidrológico a apropriar | 138.435 | 144.950 |
| Ativo financeiro de concessão | 2.282.197 | 2.245.463 |
| Outros ativos não circulantes | 101.755 | 104.651 |
| **Investimentos** | **17.628** | **19.027** |
| **Imobilizado** | **12.039.136** | **11.678.108** |
| **Intangível** | **1.299.079** | **1.308.951** |
| **Total** | **18.936.577** | **19.568.513** |



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

| (Valores em R$ mil) | | |
|---|---|---|
| **Passivo** | **31/03/2018** | **31/12/2017** |
| **Passivo Circulante** | **4.327.783** | **5.676.471** |
| Fornecedores | 551.303 | 617.396 |
| Dividendos e juros sobre o capital próprio | 7.439 | 1.300.516 |
| Empréstimos e financiamentos | 955.547 | 948.158 |
| Debêntures e notas promissórias | 2.176.643 | 2.127.760 |
| Concessões a pagar | 67.601 | 67.051 |
| Imposto de renda e contribuição social a pagar | 108.477 | 181.351 |
| Outras obrigações fiscais e regulatórias | 100.195 | 93.668 |
| Obrigações trabalhistas | 107.919 | 94.879 |
| Provisões | 11.292 | 11.651 |
| Obrigações com benefícios de aposentadoria | 30.683 | 30.683 |
| Outros passivos circulantes | 210.684 | 203.358 |
| **Passivo Não Circulante** | **7.285.608** | **7.057.317** |
| Empréstimos e financiamentos | 2.797.092 | 2.867.783 |
| Debêntures | 822.069 | 812.715 |
| Concessões a pagar | 2.505.975 | 2.432.348 |
| Provisões | 79.692 | 77.723 |
| Obrigações com benefícios de aposentadoria | 281.038 | 280.971 |
| Imposto de renda e contribuição social diferidos | 558.688 | 507.905 |
| Outros passivos não circulantes | 241.054 | 77.872 |
| **Patrimônio Líquido** | **7.323.186** | **6.834.725** |
| Capital social | 2.829.056 | 2.829.056 |
| Reservas de lucros | 3.610.616 | 3.600.738 |
| Ajustes de avaliação patrimonial | 387.500 | 400.800 |
| Lucros acumulados | 491.867 | - |
| Participação de acionista não controlador | 4.147 | 4.131 |
| **Total** | **18.936.577** | **19.568.513** |



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

| (Valores em R$ mil) | 1T18 | 1T17 | Var. % |
|---|---|---|---|
| **Receita Operacional Líquida** | **1.868.853** | **1.605.912** | **16,4** |
| **Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados** | **(943.581)** | **(826.352)** | **14,2** |
| Energia elétrica comprada para revenda | (429.682) | (378.659) | 13,5 |
| Transações no mercado de curto prazo - em especial no âmbito da CCEE | (58.683) | (26.616) | 120,5 |
| Encargos de uso da rede elétrica e conexão | (111.650) | (103.288) | 8,1 |
| Combustíveis para geração | (22.320) | (28.633) | -22,0 |
| Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos | (34.379) | (35.192) | -2,3 |
| Pessoal | (50.302) | (48.660) | 3,4 |
| Materiais e serviços de terceiros | (49.690) | (40.900) | 21,5 |
| Depreciação e amortização | (166.720) | (147.572) | 13,0 |
| Reversão (Constituição) de provisões operacionais | (34) | 375 | -109,1 |
| Outros | (20.121) | (17.207) | 16,9 |
| **Lucro Bruto** | **925.272** | **779.560** | **18,7** |
| **Receitas (Despesas) Operacionais** | **(47.763)** | **(43.797)** | **9,1** |
| Despesas com vendas | (3.863) | (3.880) | -0,4 |
| Despesas gerais e administrativas | (43.871) | (40.676) | 7,9 |
| Outras receitas operacionais, líquidas | (29) | 759 | -103,8 |
| **Resultado de Participações Societárias** | **(1.933)** | **(1.098)** | |
| Equivalência patrimonial | (1.933) | (1.098) | 76,0 |
| **Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro** | **875.576** | **734.665** | **19,2** |
| **Resultado Financeiro** | **(156.902)** | **(71.628)** | **119,1** |
| Receitas financeiras | 24.848 | 62.994 | -60,6 |
| Despesas financeiras | (181.750) | (134.622) | 35,0 |
| **Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro** | **718.674** | **663.037** | **8,4** |
| Imposto de renda | (165.242) | (154.175) | 7,2 |
| Contribuição social | (64.097) | (58.167) | 10,2 |
| **Lucro Líquido do Exercício** | **489.335** | **450.695** | **8,6** |
| **Número de Ações Ordinárias** | **652.742.192** | **652.742.192** | |
| **Lucro Líquido por Ação** | **0,7497** | **0,6905** | **8,6** |



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

| (Valores em R$ mil) | 1T18 | 1T17 |
|---|---|---|
| **Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais** | | |
| Lucro antes dos tributos sobre o lucro | 718.674 | 663.037 |
| Ajustes para conciliar o lucro antes dos tributos ao caixa gerado nas operações: | | |
| Resultado de participações societárias | 1.933 | 1.098 |
| Depreciação e amortização | 169.061 | 149.730 |
| Variação monetária | 41.261 | 34.806 |
| Juros | 130.433 | 87.065 |
| Remuneração do ativo financeiro de concessão | (84.814) | - |
| Constituição (Reversão) de provisões operacionais | 92 | (1.389) |
| Outros | 4.762 | 3 |
| **Lucro Ajustado** | **981.402** | **934.350** |
| Aumento (redução) nos ativos | | |
| Contas a receber de clientes | (86.609) | 19.160 |
| Estoques | (50.431) | (4.739) |
| Créditos fiscais a recuperar | 216 | (4.271) |
| Depósitos vinculados e judiciais | 5.858 | (7.815) |
| Repactuação de risco hidrológico a apropriar | 6.515 | 6.516 |
| Combustível a reembolsar | (61.940) | (63.181) |
| Ativo financeiro de concessão | 95.348 | - |
| Outros ativos | (5.841) | 12.423 |
| Aumento (redução) nos passivos | | |
| Fornecedores | (113.861) | (22.183) |
| Outras obrigações fiscais e regulatórias | 7.932 | (1.037) |
| Obrigações com benefícios de aposentadoria | (6.899) | (6.256) |
| Combustível a pagar à CDE | 131.059 | - |
| Outros passivos | 16.358 | 24.433 |
| **Caixa Gerado pelas Operações** | **919.107** | **887.400** |
| Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge* | (50.889) | (43.852) |
| Pagamento de imposto de renda e contribuição social | (167.361) | (110.317) |
| | | |
| **Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais** | **700.857** | **733.231** |
| | | |
| **Atividades de Investimento** | **(460.555)** | **(375.271)** |
| Aumento de capital em *joint ventures* | (267) | (1.747) |
| Aquisição de investimento | (267) | (1.747) |
| Aplicação no imobilizado e intangível | (460.021) | (371.777) |
| **Atividades de Financiamento** | **(1.454.228)** | **(321.978)** |
| Obtenção de empréstimos e financiamentos | - | 211.471 |
| Empréstimos e financiamentos pagos, líquidos do *hedge* | (67.347) | (69.005) |
| Pagamento de parcelas de concessões a pagar | (17.452) | (17.007) |
| Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos | (1.356.539) | (430.609) |
| Outros | (12.890) | (16.828) |
| **Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa** | **(1.213.926)** | **35.982** |
| **Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa** | | |
| Saldo inicial | 1.930.070 | 1.815.340 |
| Saldo final | 716.144 | 1.851.322 |
| **Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa** | **(1.213.926)** | **35.982** |
| **Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa** | | |
| Juros e variação monetária capitalizados | 57.200 | 34.861 |
| Fornecedores de imobilizado e intangível | 44.305 | 39.961 |
| Compensação de imposto de renda e contribuição social | 4.860 | 7.167 |
| Ativo não circulante mantido para venda | (48.038) | - |