ENGIE Brasil Energia S.A.
Apresentação de Resultados 3T18

31 de outubro de 2018

AVISO IMPORTANTE

Este material pode incluir declarações que representem expectativas sobre eventos ou resultados futuros de acordo com a regulamentação de valores mobiliários brasileira e internacional. Essas declarações estão baseadas em certas suposições e análises feitas pela ENGIE Brasil Energia S.A. (“ENGIE Brasil Energia”, “Companhia” ou “EBE”), - anteriormente denominada Tractebel Energia S.A. -, de acordo com a sua experiência e o ambiente econômico, nas condições de mercado e nos eventos futuros esperados, muitos dos quais estão fora do controle da ENGIE Brasil Energia. Fatores importantes que podem levar a diferenças significativas entre os resultados reais e as declarações de expectativas sobre eventos ou resultados futuros incluem a estratégia de negócios da ENGIE Brasil Energia, as condições econômicas brasileira e internacional, tecnologia, estratégia financeira, desenvolvimentos da indústria de serviços públicos, condições hidrológicas, condições do mercado financeiro, incerteza a respeito dos resultados de suas operações futuras, planos, objetivos, expectativas e intenções e outros fatores. Em razão desses fatores, os resultados reais da ENGIE Brasil Energia podem diferir significativamente daqueles indicados ou implícitos nas declarações de expectativas sobre eventos ou resultados futuros.

As informações e opiniões aqui contidas não devem ser entendidas como recomendação a potenciais investidores e nenhuma decisão de investimento deve se basear na veracidade, atualidade ou completude dessas informações ou opiniões. Nenhum dos assessores da ENGIE Brasil Energia ou partes a eles relacionadas ou seus representantes terá qualquer responsabilidade por quaisquer perdas que possam decorrer da utilização ou do conteúdo desta apresentação.

Este material inclui declarações acerca de eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas, as quais baseiam-se nas atuais expectativas e projeções sobre eventos futuros e tendências que podem afetar os negócios da ENGIE Brasil Energia. Essas declarações incluem projeções de crescimento econômico e demanda e fornecimento de energia, além de informações sobre posição competitiva, ambiente regulatório, potenciais oportunidades de crescimento e outros assuntos. Inúmeros fatores podem afetar adversamente as estimativas e suposições nas quais essas declarações se baseiam.

CONTEÚDO



Destaque, Controle Acionário, Ativos, *Market Share* e Vendas

Mercado de Energia no Brasil

Estratégia de Comercialização

Expansão

Desempenho Financeiro

Material de Apoio



01

Destaques, Controle Acionário, Ativos, *Market Share* e Vendas

DESTAQUES

Principais indicadores financeiros e operacionais:

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

Notas:
[1] Ebitda representa: 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.

DESTAQUES
(continuação)

Companhia comemora **20 anos de privatização**, tendo se tornado a maior empresa privada de geração de energia do País.

Concluída a **aquisição das ações remanescentes da ENGIE Geração Solar Distribuída** S.A., pelo preço ajustado de R$ 35,1 milhões.

Seis centrais eólicas do **Complexo Eólico Campo Largo** iniciaram operação comercial, atingindo capacidade instalada de 178,2 MW, do total de 326,7 MW.

Realizado desembolso parcial dos **financiamentos, junto ao BNDES, para o Complexo Eólico Campo Largo e UTE Pampa Sul**.

DESTAQUES
(continuação)



Finalizada a **modernização do sistema de controle digital** da Unidade Geradora 2 da UHE Machadinho.

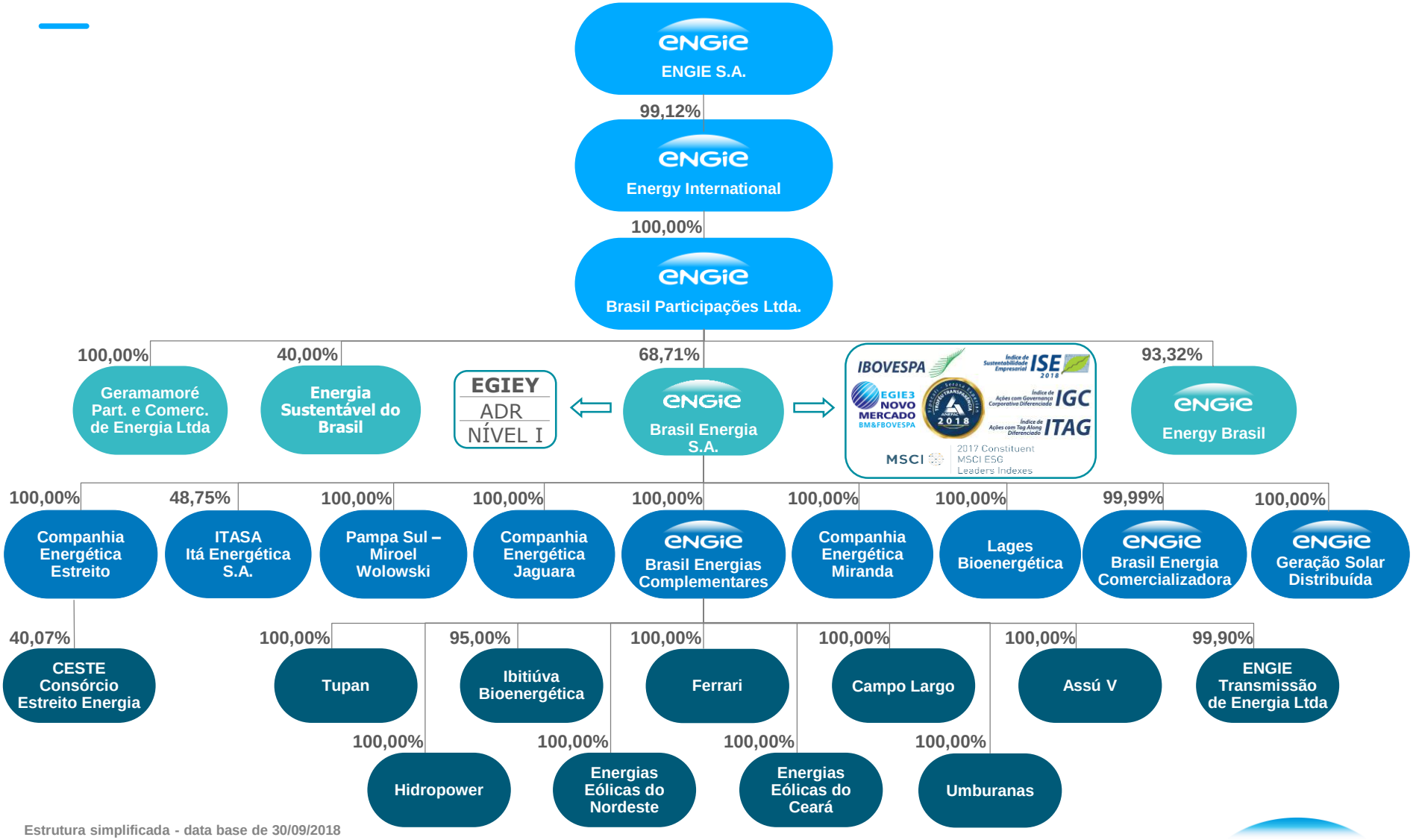


Pela nona vez, a Companhia recebe o **Troféu Transparência**, organizado pela Anefac, Fipecafi e Serasa Experian.



Aprovado o crédito de **juros sobre o capital próprio** de R$ 397,0 milhões (R$ 0,6082/ação) e **dividendos intermediários** de R$ 652,7 milhões (R$ 1,0000/ação). A data ex-juros foi definida para 4/01/19 e a data ex-dividendos para 13/11/18.

CONTROLE ACIONÁRIO

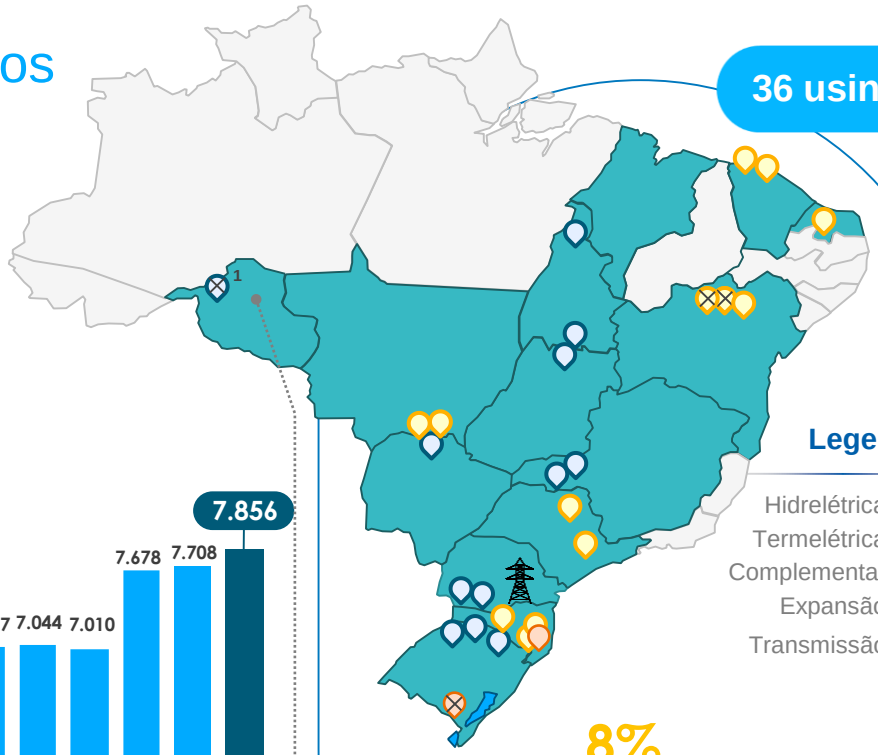


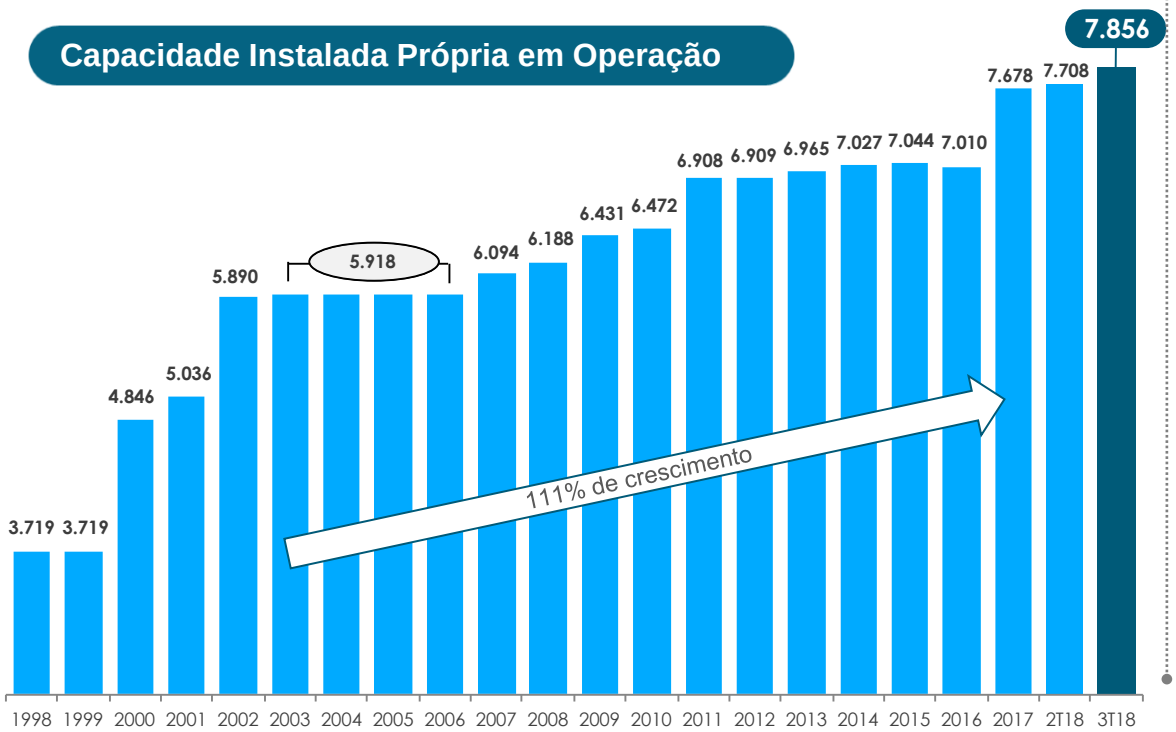
Estrutura simplificada - data base de 30/09/2018

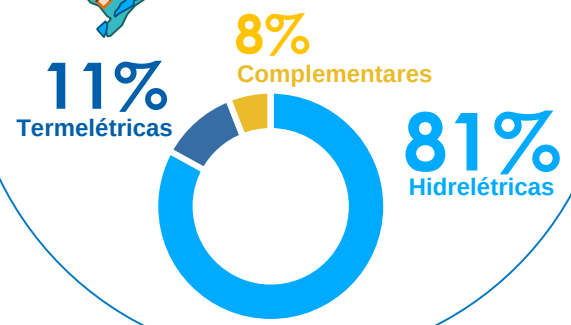
EXPANSÃO CONSISTENTE
em um portfólio balanceado de ativos

Capacidade instalada própria de
7.856 MW
em **36** usinas
operadas pela
Companhia

36 usinas





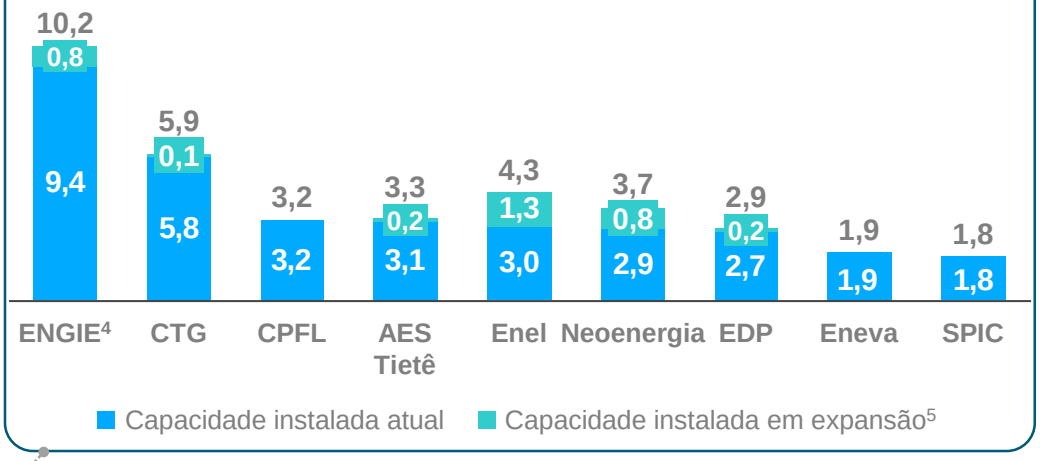


Nota:
[1] A transferência para a EBE da participação de 40,0% da ENGIE Brasil Part. na UHE Jirau deverá ser avaliada oportunamente.

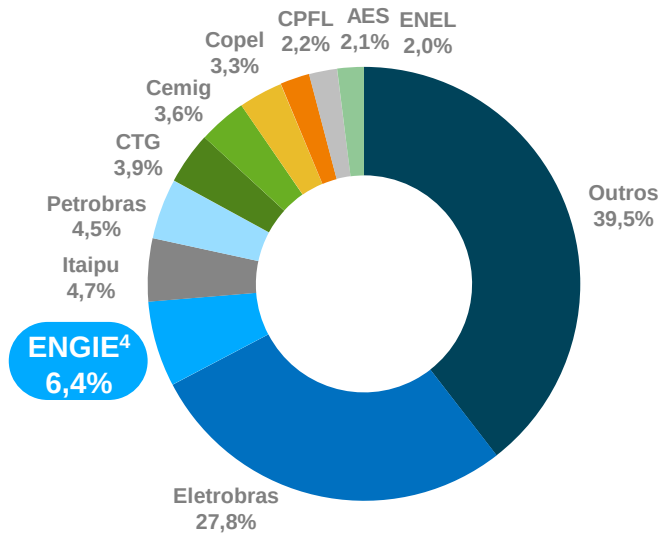
RELEVÂNCIA
entre os geradores privados de energia

A ENGIE Brasil Energia faz parte do maior grupo produtor independente de energia do País e está posicionada para capturar oportunidades de negócios.

Setor Privado – Capacidade Instalada Própria[1] (GW)



Brasil – Capacidade Instalada Existente[2,3]



Fonte: Aneel, *websites* das empresas e estudos internos.

Notas:

1. Aparentes erros de soma são efeitos de arredondamento das parcelas.
2. Valor correspondente ao Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando o Programa Mensal de Operação (PMO) de janeiro de 2018.
3. Inclui somente a parcela nacional de Itaipu.
4. Considerando a capacidade instalada consolidada do grupo, dos 9,4GW em operação do Grupo ENGIE no Brasil, a EBE responde por 7,9GW.
5. Com base em informações da Aneel, ONS e estudos internos.

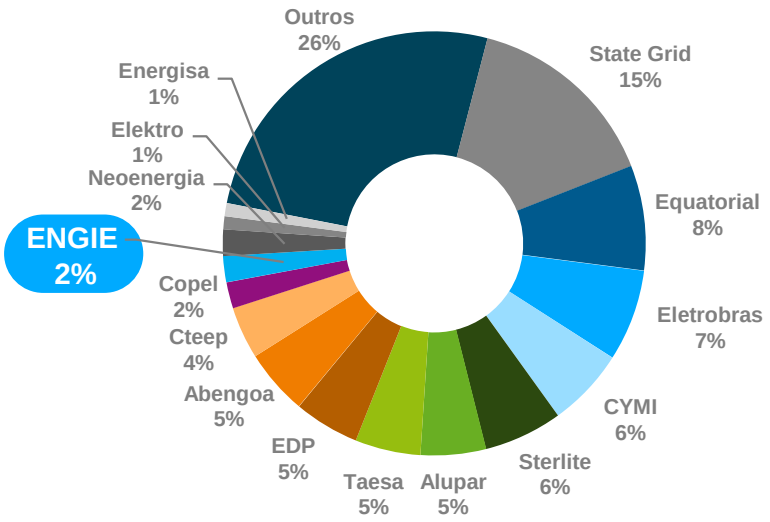
TRANSMISSÃO
ampliação da atuação no setor elétrico

Entrada da EBE no segmento de transmissão de energia no Brasil como uma nova linha de negócios.

Segmento Transmissão – Grandes números

- Extensão da Rede Básica (> 230 kV) com 132.616 km[1].
- Receita Anual Permitida (RAP) total das transmissoras: R$ 23,8 bilhões[2].
- Grupo Eletrobrás detém em torno de 50% do mercado de transmissão.
- A partir de 2013, ocorreu expressivo aumento da participação de agentes privados.
- Na soma dos leilões de 2013-2018, foram licitados acima de 42 mil km de linhas (R$ 10,5 bilhões de RAP).

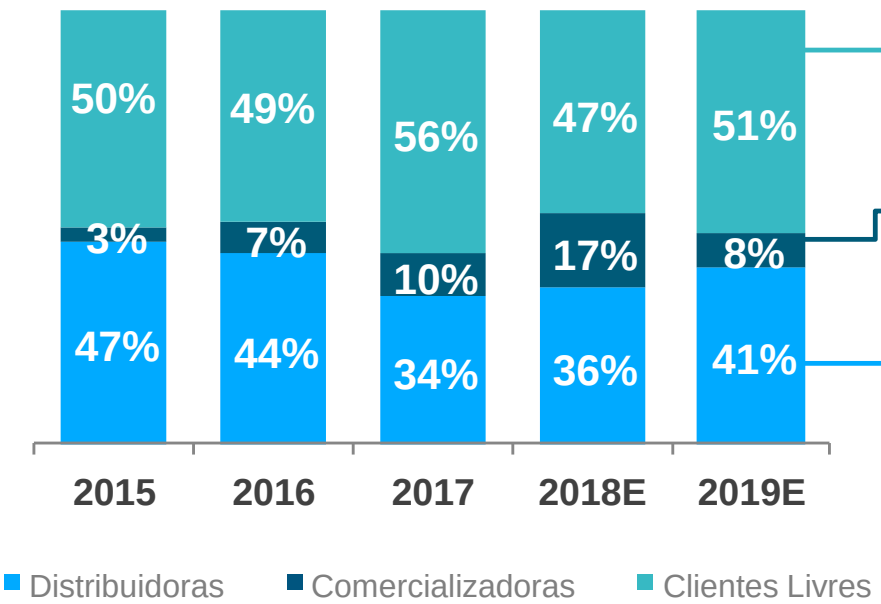
Brasil Leilões 2013-2018 – Market Share (%RAP)[3]



Notas:
[1] Dados PAR/ONS considerando SIN em 2019.
[2] RAP total das transmissoras no ciclo 2017-2018 aprovados na REH 2.258/2017.
[3] Considera os vencedores nos leilões, sem considerar eventuais trocas de controle que ocorreram desde então.

PORTFÓLIO BALANCEADO
entre distribuidoras, clientes livres e comercializadoras

Energia Contratada por Tipo de Cliente



Pioneirismo no atendimento sistemático ao mercado livre…

- Flexibilidade (preços, prazos e condições) → Maximiza a eficiência do portfólio
- Contratos de oportunidade (compra/venda) → Estruturação de produtos
- Maior mercado consumidor
- Contratos regulados e livres (assinados até 2004)

→ Maior previsibilidade do fluxo de caixa de longo prazo

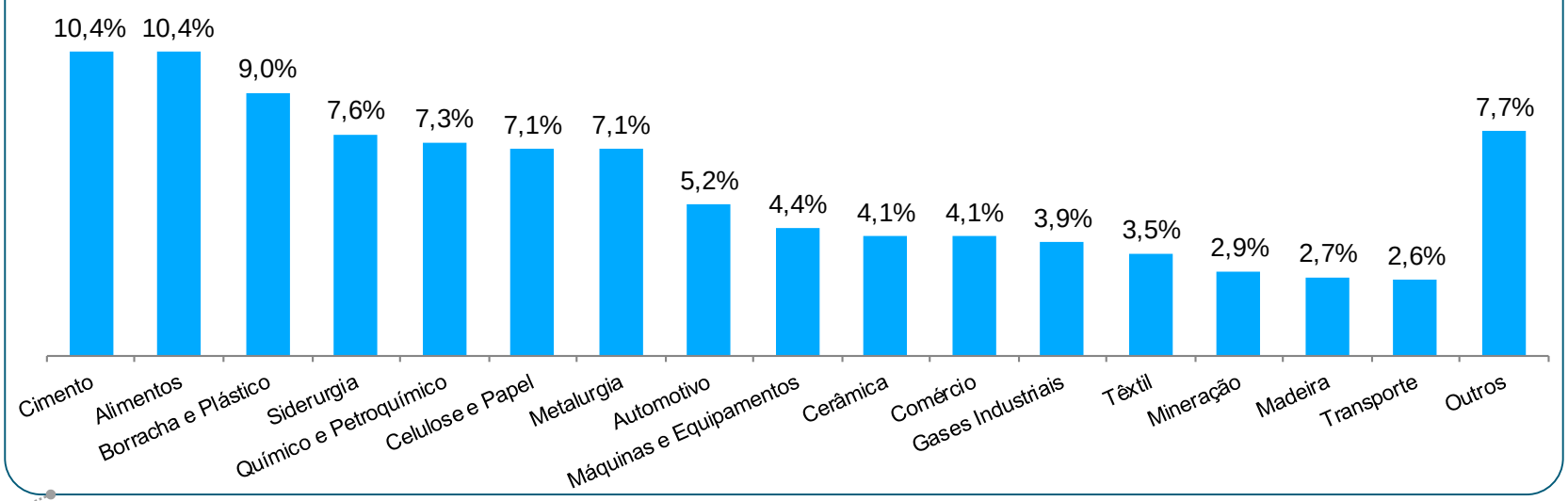
…visando minimizar riscos e maximizar a eficiência do portfólio de clientes.

Os clientes livres passaram de 369 no 3T17 para 480 no 3T18, crescimento de 30,1%.

DIVERSIFICAÇÃO
também no portfólio de clientes livres

A diversificação dos setores dos clientes livres, somada a um rigoroso processo de análise de crédito, traduz-se em um nível zero de inadimplência no ACL.

Volume total de venda para clientes livres para 2018: 2.210 MW médios



Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado em classificação do IBGE.



02

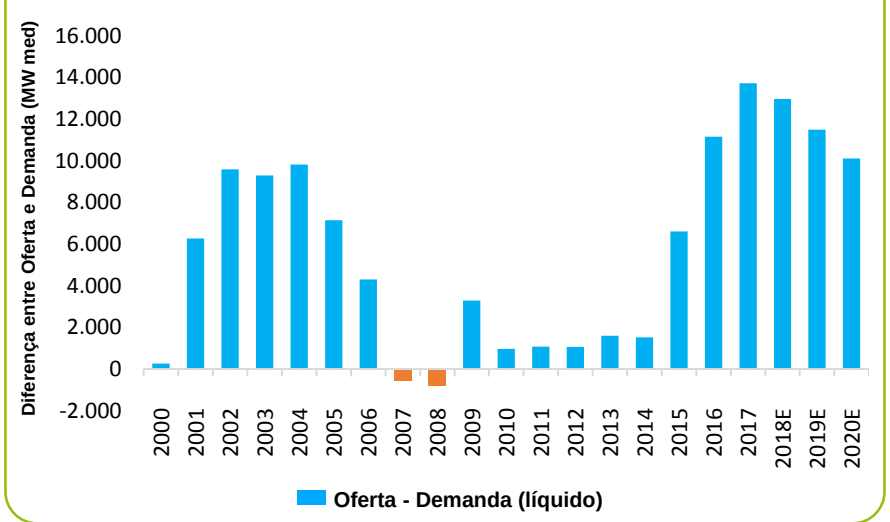
Mercado de Energia no Brasil

MERCADO DE ENERGIA

- **Oferta:** no passado, suprida por hidrelétricas com reservatórios. Atualmente, maior presença de termelétricas e hidrelétricas a fio d'água. Expansão contínua da oferta em fontes intermitentes e recorrência de *déficits* hídricos
- **Demanda:** a retomada do consumo acelera a redução da sobre-oferta.

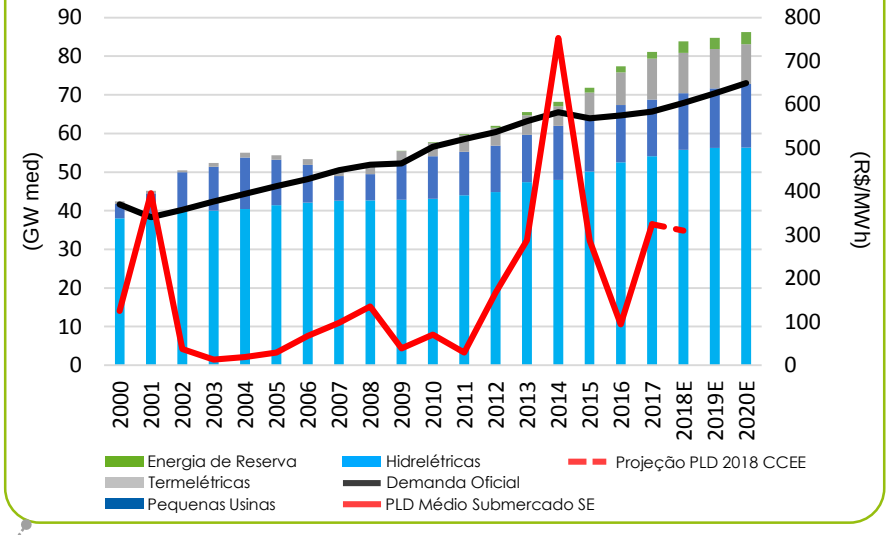
- **Sobra de lastro no curto-médio prazo, com escassez de energia e armazenamento**
- **Maior volatilidade do preço de liquidação de diferenças (spot), em um patamar elevado**

Oferta x Demanda Teórica
(desconsidera ocorrência de GSF)



Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado em documentos oficiais do setor.

Distribuição da Oferta por Fonte



Fonte: Estudo interno com base em informações da Aneel, ONS e Info PLD da CCEE de outubro/18.



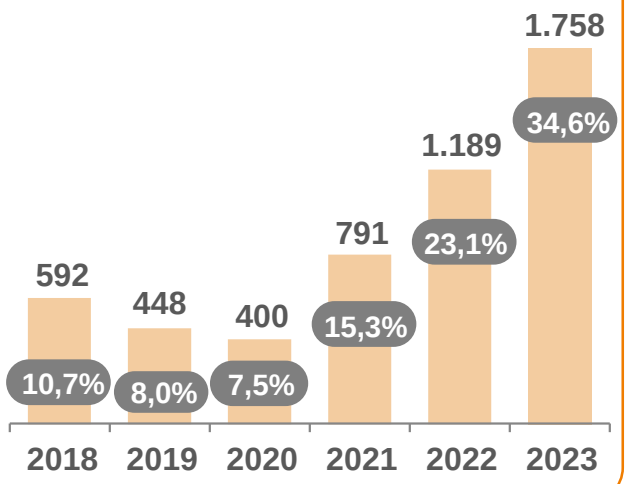
03

Estratégia de Comercialização

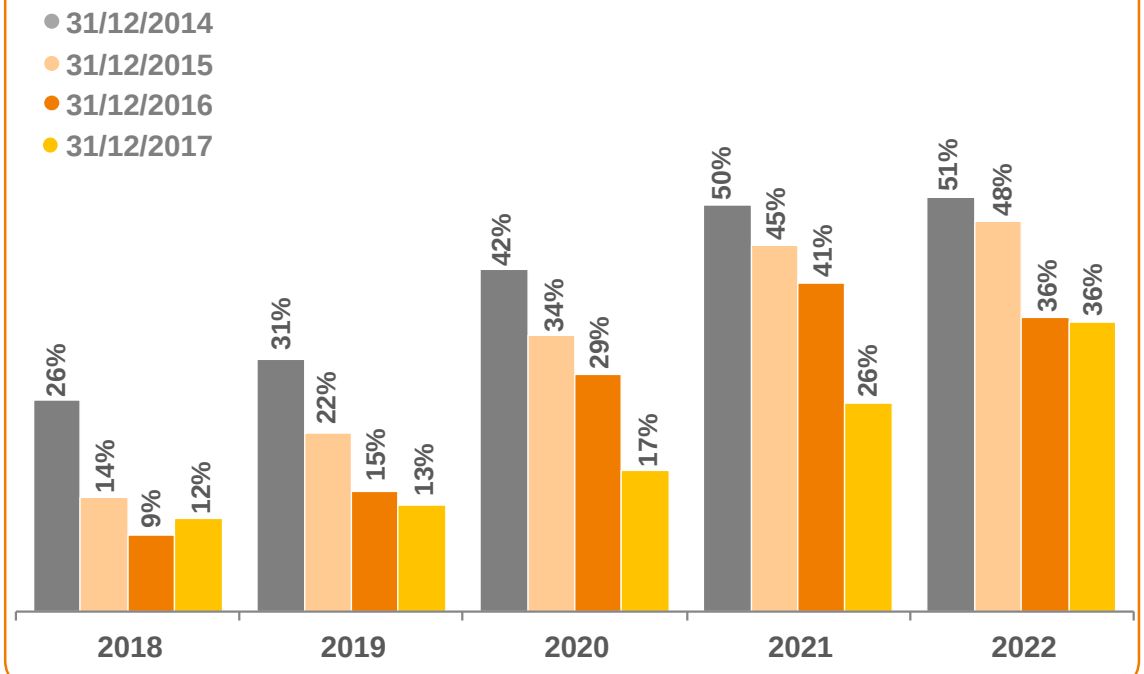
ESTRATÉGIA DE COMERCIALIZAÇÃO
gradativa de disponibilidade futura

Energia descontratada[1] (MW médio)

em 30/09/2018



Energia descontratada em relação à disponibilidade de um dado ano



Nota:
[1] Percentual dos recursos totais.

BALANÇO DE ENERGIA EM 30/09/2018

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

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

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

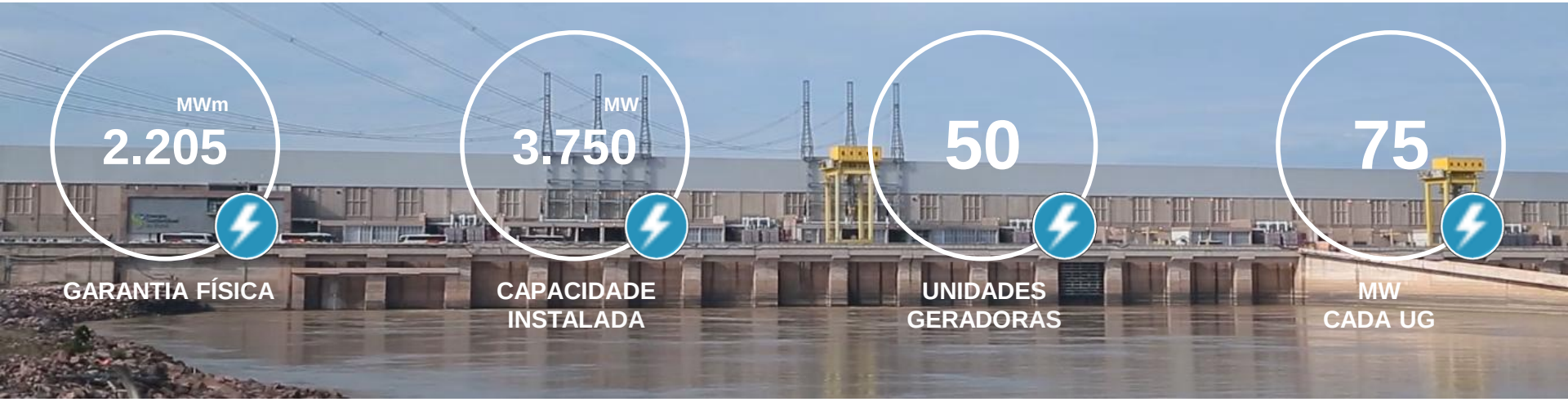
Notas:
- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).
- Os preços médios são meramente estimativos, com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.



04

Expansão

EXPANSÃO:
Jirau | atualização



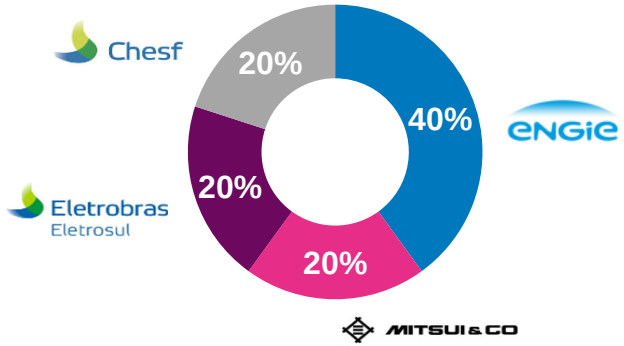
CAPEX: cerca de R$ 20 bilhões (dez/2016)

Condições do financiamento

- R$ 9,5 bilhões (inicial de R$ 7,2 bilhões + R$ 2,3 bilhões) com amortização em 20 anos: financiado 100% pelo BNDES
- taxa de juros: TJLP + spread entre 2,25% e 2,65%

Excludente de responsabilidade - reconhecimento de 535 dias em 1ª Instância. Análise tramitando em 2ª Instância

ESBR - estrutura acionária

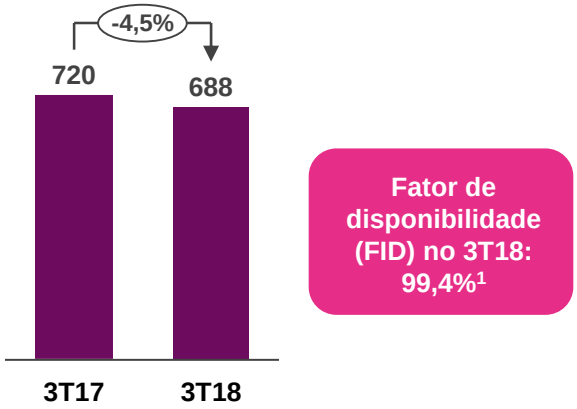


EXPANSÃO:
Jirau | atualização

Opções para criar valor adicional

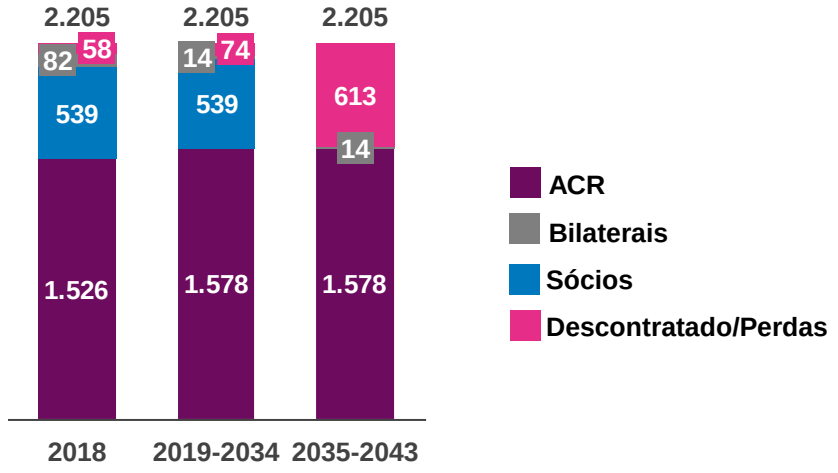
- Reservatório em cota constante
- Recálculo da tarifa de transmissão
- Venda de créditos de carbono
- Incentivos fiscais adicionais de longo prazo
- Recálculo da GFOM/ Repactuação GSF
- Reequilíbrio do contrato

Produção (MW médios)[1]



Fator de disponibilidade (FID) no 3T18: 99,4%[1]

Portfólio de contratos da ESBR (MW médios)



Nota:
[1] Sujeitos à contabilização final da CCEE.

PROJETO TERMELÉTRICO EM CONSTRUÇÃO:
UTE Pampa Sul

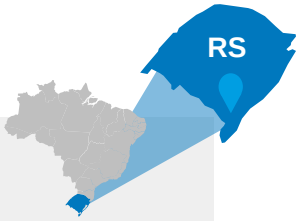
Progresso acumulado de 93%

No leilão A-5, realizado em novembro de 2014, foram comercializados 294,5 MWm.

No 3T18, merece destaque a obtenção das licenças de operação da Linha de Transmissão e correia transportadora e a energização da subestação.

UTE Pampa Sul – visão geral





UTE Pampa Sul
Candiota (RS)

Combustível: carvão

Capacidade Instalada:	Capacidade Comercial:
345,0 MW	323,5 MWm

Preço Contratado[1]: R$ 241,3 /MWh

Prazo do Contrato: 25 anos (a partir de jan/2019)

Início da construção:	Início da operação:
2015	2T19

Investimento (R$mm)[2]: 1.800

Receita Fixa Anual (R$mm)[1]: 622,6

Notas:
[1] Valor atualizado até setembro de 2018.
[2] Valor base novembro de 2014.

PROJETO EÓLICO EM CONSTRUÇÃO:
Complexo Eólico Campo Largo (Fase I)

Total 11 parques

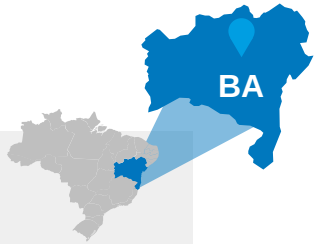
Entrada em operação comercial de seis das 11 Centrais Eólicas, representando 55% da capacidade instalada total

- Seis parques: 82,6 MWm vendidos no leilão A-5, realizado em novembro de 2014
- Cinco parques: 75,2 MWm vendidos para consumidores livres

No 3T18, o progresso acumulado do projeto atingiu 98%. Outros cinco parques devem entrar em operação até o fim de 2018.

Complexo Eólico Campo Largo





CE Campo Largo
Sento Sé e Umburanas (BA) (Fase I)

Capacidade Instalada Total: 326,7 MW	Capacidade Comercial: 166,5 MWm

Preço Contratado[1,2]: R$ 176,6/MWh

Prazo[2]: 20 anos (a partir de jan/2019)

Investimento (R$mm)[3]: 1.700

Início da construção: 2016	Início da operação: 2T18

Nº de aerogeradores: 121 (2,7 MW cada)

Notas:
[1] Valor atualizado até setembro de 2018.
[2] Referente à parcela contratada no ACR.
[3] Valor base junho de 2014.

PROJETO EÓLICO EM CONSTRUÇÃO:
Complexo Eólico Umburanas (Fase I)

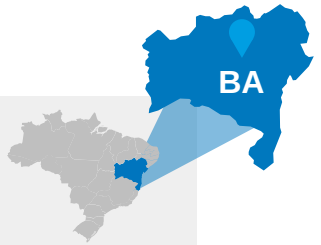
Aquisição do CE Umburanas fortalece *cluster* de geração eólica na BA, capturando sinergias

- 257,5 MW serão destinados ao mercado livre com alto nível de contratação em médio e longo prazos e
- 102,5 MW foram comercializados no Leilão A-5/2014.

No 3T18, o progresso acumulado do projeto atingiu 66%. Concluída a montagem da Linha de Transmissão de 230kV e em andamento as obras de construção da subestação.

Complexo Eólico Umburanas





CE Umburanas
Umburanas (BA)

Capacidade Instalada: 360,0 MW	**Capacidade Comercial: 207,5 MWm**
Preço Contratado[1,2]: R$ 170,8 /MWh	
Prazo do Contrato[1]: 20 anos (a partir de jan/2019)	
Investimento (R$mm)[3]: 1.800	
Início da construção: novembro de 2017	**Início da operação: a partir de janeiro de 2019**

Notas:
[1] Referente à parcela contratada no ACR.
[2] Valor atualizado até setembro de 2018.
[3] Valor base setembro de 2017.

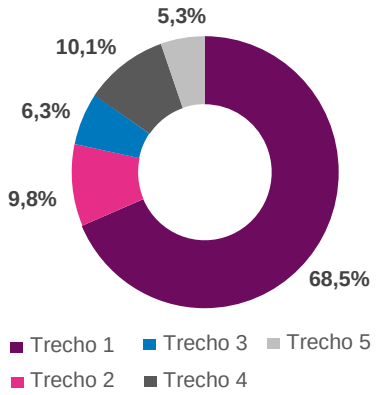
EXPANSÃO:
Sistema de Transmissão Gralha Azul

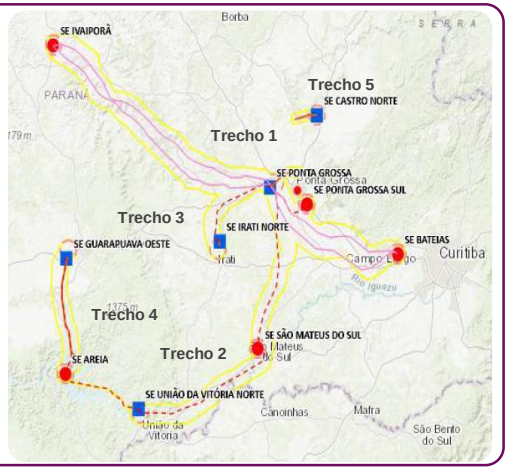
Investimento inferior ao projetado pela Aneel e previsão de antecipação do início da operação

- » Acesso a financiamento com taxas competitivas
- » Localização gera sinergias com as UHEs Salto Santiago e Salto Osório

No 3T18, o Projeto Básico foi concluído e entregue à Aneel. As atividades seguem com a execução do Projeto Executivo e definição de subfornecedores.

Parcela da RAP (%)







Linha de Transmissão - Lote 1

RAP contratada (R$ mm): 231,7

13 linhas com cerca de 1.050 km e cinco subestações

Tensão da linha:
525 kV (cerca de 540 Km)
230 kV (cerca de 510 Km)

Capex estimado R$ 1,7 bilhão

Prazo limite para início da operação: mar/2023

Prazo de concessão: 30 anos

Capacidade da subestação:

1 subestação de 525 para 230 kV: 2.016 MVA

4 subestações de 230 para 138 kV: 1.350 MVA

EXPANSÃO:
ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD)

Programa Indústria Solar foi replicado para os Estados do RS e MT, durante o 3T18

Concluída a operação de aquisição das ações remanescentes da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A., pelo preço de R$ 35 milhões, reafirmando a atuação no segmento de geração distribuída.

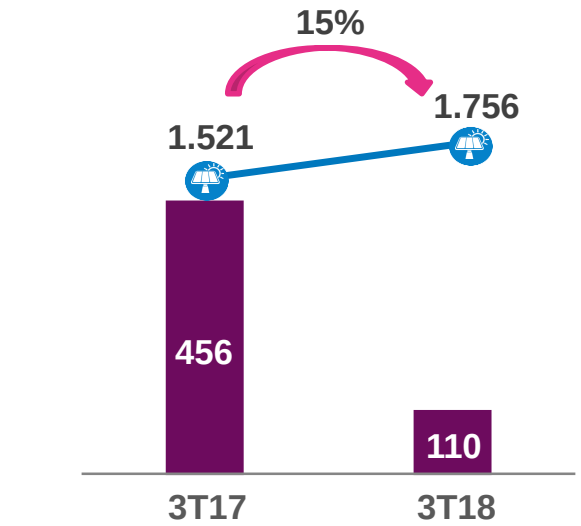
ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD)



Presença em 13 estados

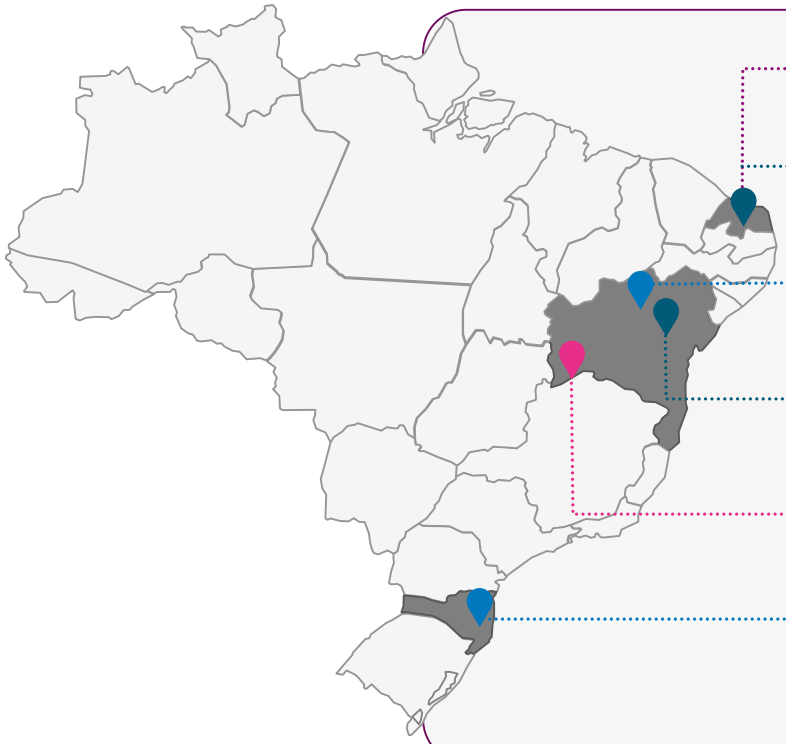
Total de 1.820 sistemas instalados, com capacidade de 11.437 kWp.

Número de unidades e potência instalada



PROJETOS EM DESENVOLVIMENTO

Atualmente, a Companhia tem em seu portfólio diversos projetos em desenvolvimento. Abaixo estão alguns deles.



Centrais Fotovoltaicas Assú I, II, III e IV – RN
Capacidade Instalada[1]: 146,8 MWp

CE Sto. Agostinho - RN
Capacidade Instalada: 600 MW

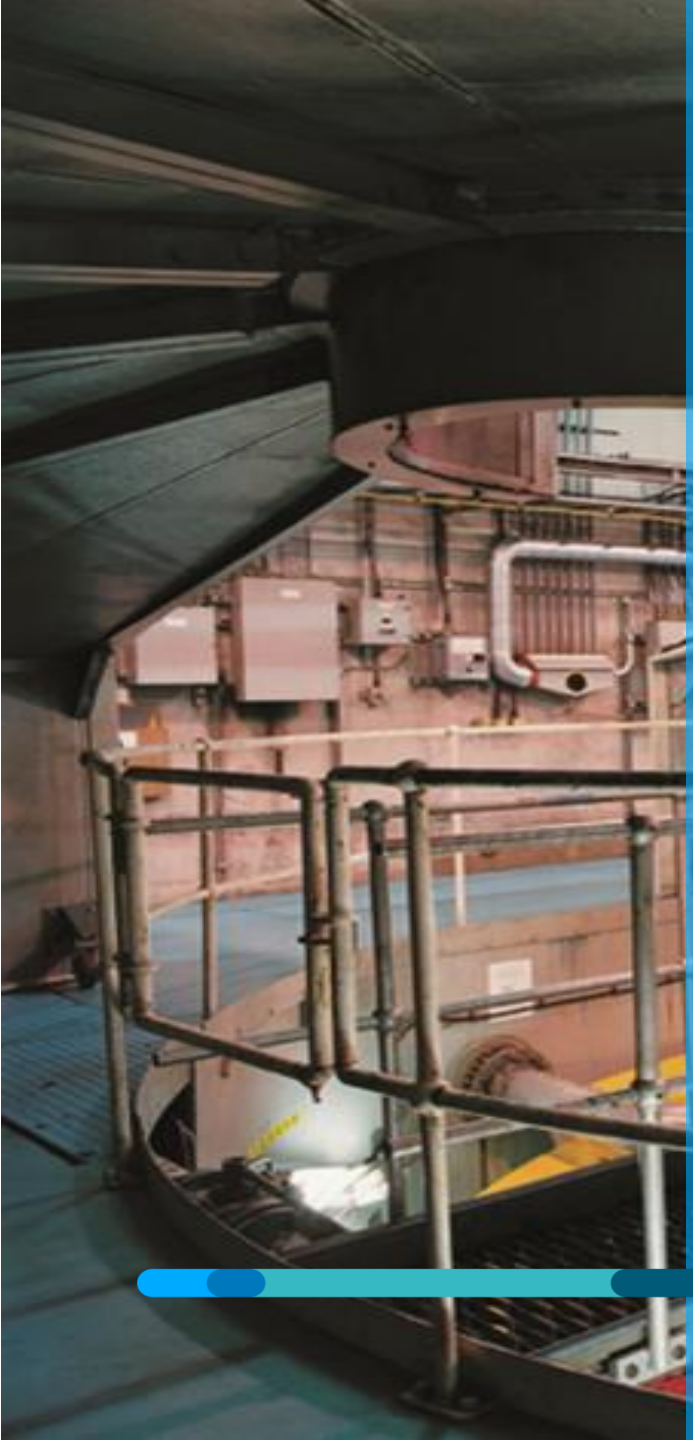
CE Campo Largo - BA (Fase II)
Capacidade Instalada[1]: 330 MW

CE Umburanas – BA (Fase II)
Capacidade Instalada: 245 MW

Complexo Fotovoltaico Alvorada - BA
Capacidade Instalada[1]: 90 MWp

UTE Norte Catarinense - SC
Capacidade Instalada: 600 MW
Combustível: gás natural

Nota:
[1] **Valores aproximados.**



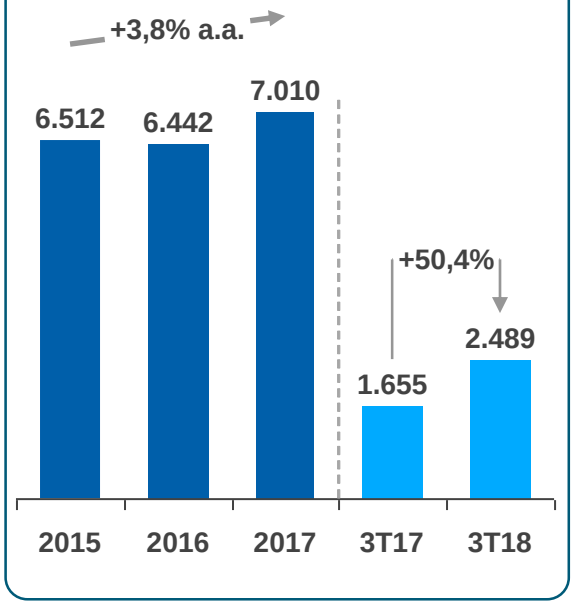
05

Desempenho Financeiro

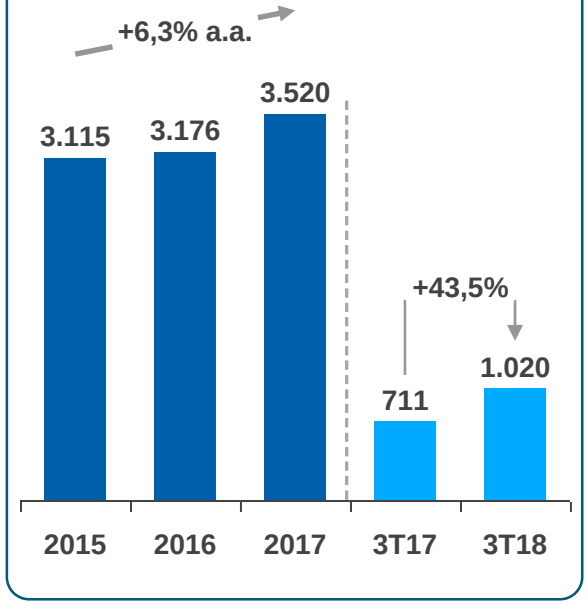
SÓLIDO DESEMPENHO FINANCEIRO

A eficiência na administração do portfólio e o foco em estratégias de contratação têm possibilitado consistente crescimento dos níveis de geração de receita, Ebitda e lucro líquido, mesmo durante períodos de instabilidade recentes que afetaram o setor elétrico e a economia brasileira.

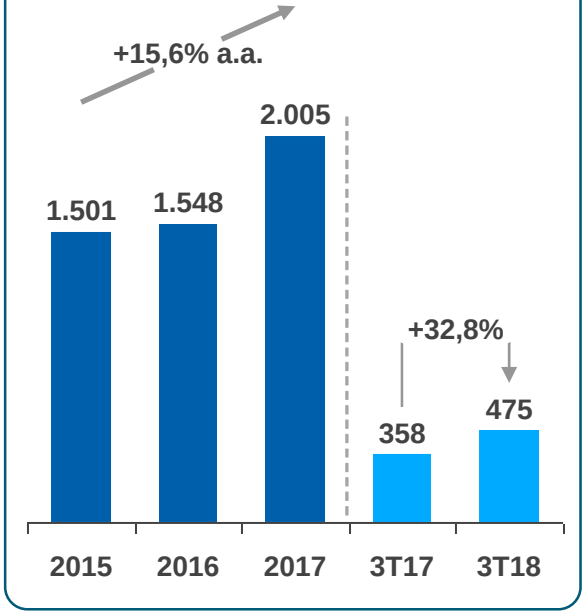
Receita Operacional Líquida (R$ milhões)



Ebitda (R$ milhões)

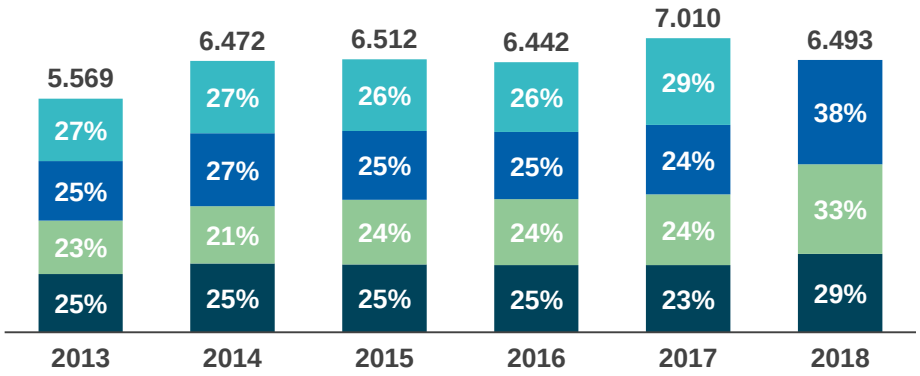


Lucro Líquido (R$ milhões)



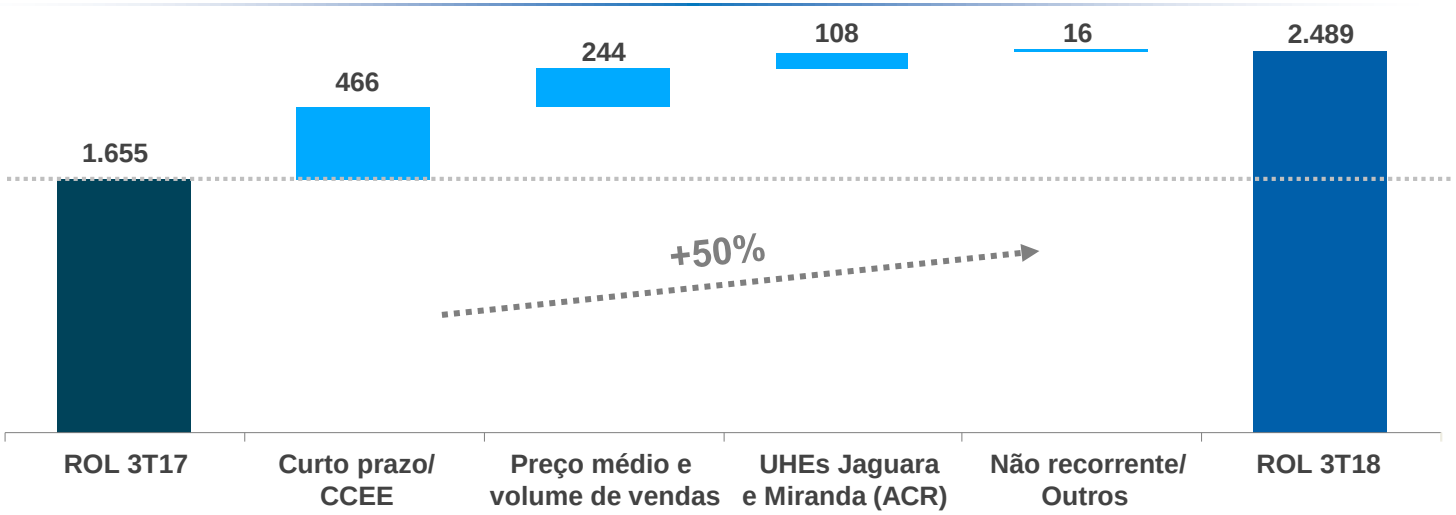
EVOLUÇÃO DA RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Evolução da receita operacional líquida (R$ milhões)



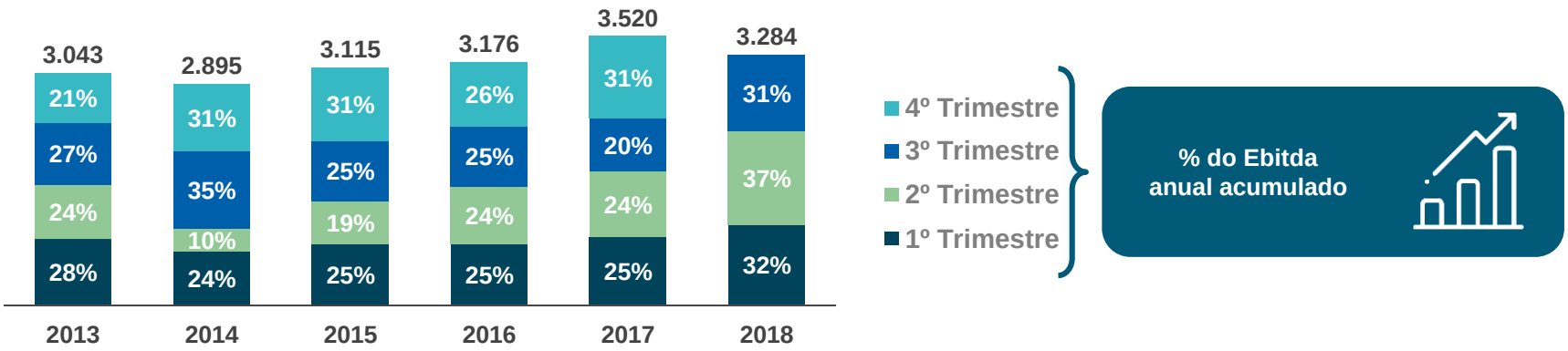
4º Trimestre
3º Trimestre
2º Trimestre
1º Trimestre

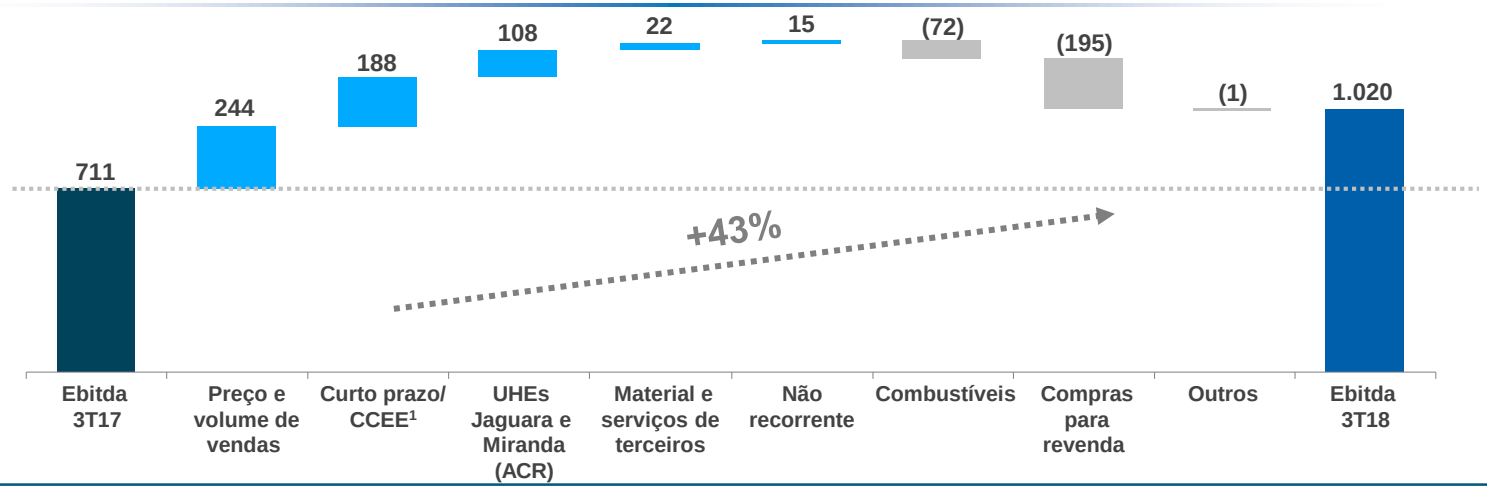
% da receita operacional líquida



EVOLUÇÃO DO EBITDA

Evolução do Ebitda (R$ milhões)

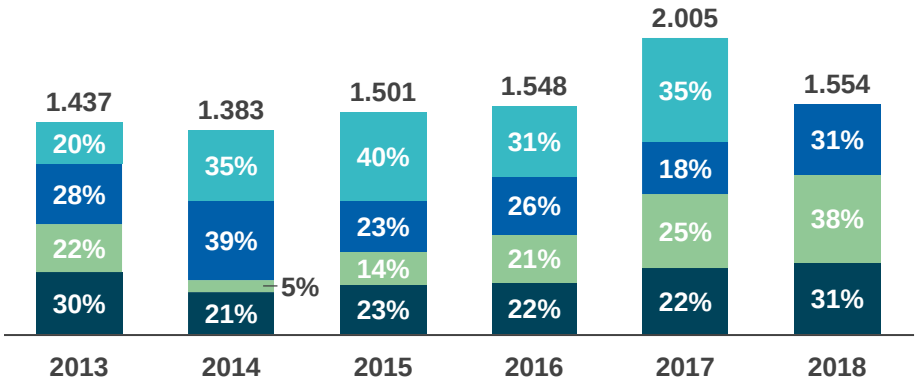




Nota:
[1] Considera o efeito combinado de variações de receita e despesa.

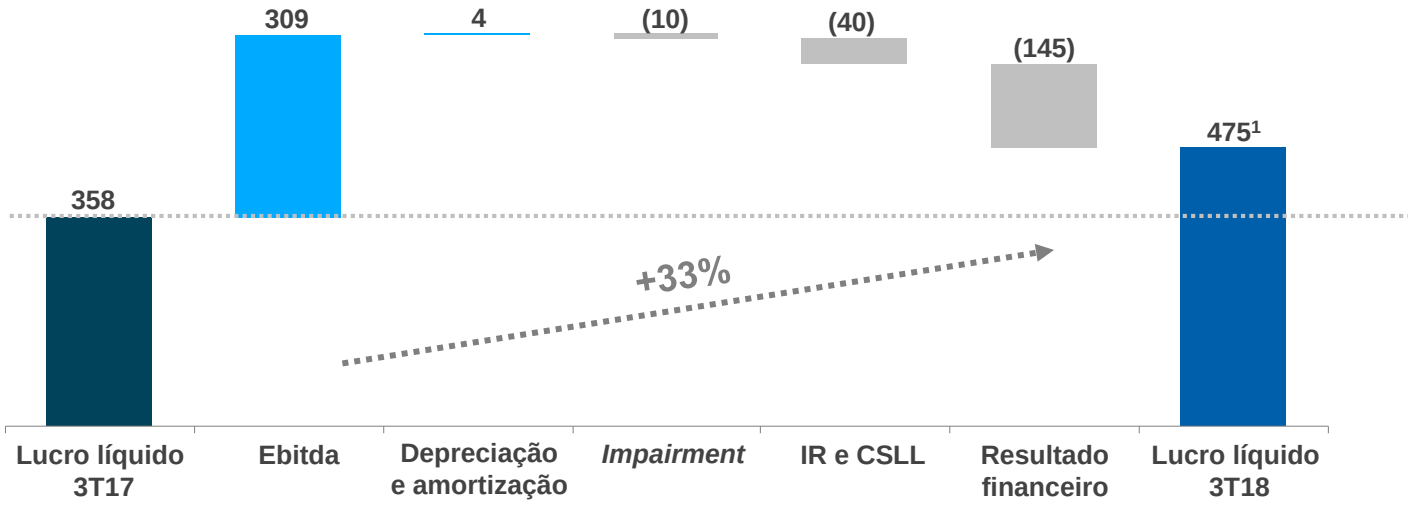
EVOLUÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO

Evolução do lucro líquido (R$ milhões)



4º Trimestre
3º Trimestre
2º Trimestre
1º Trimestre

% do lucro líquido anual acumulado

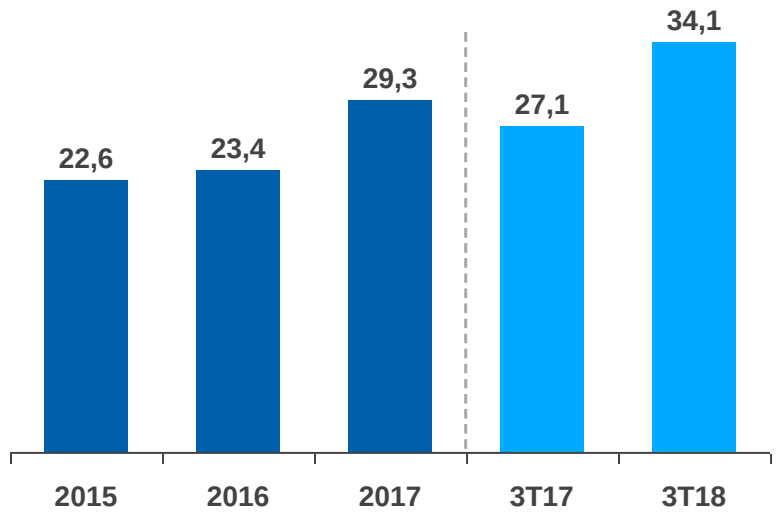


Nota:
[1] Aparentes erros de soma são efeitos de arredondamento.

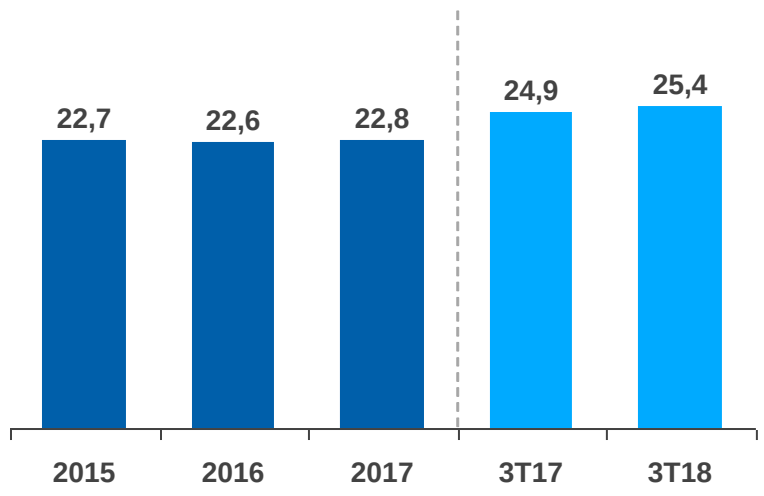
INDICADORES FINANCEIROS CONSISTENTES

Geração de valor ao acionista: elevados níveis de ROE e ROIC.

ROE[1] - Retorno sobre o Patrimônio Líquido (%)



ROIC[2] - Retorno sobre o Capital Investido (%)



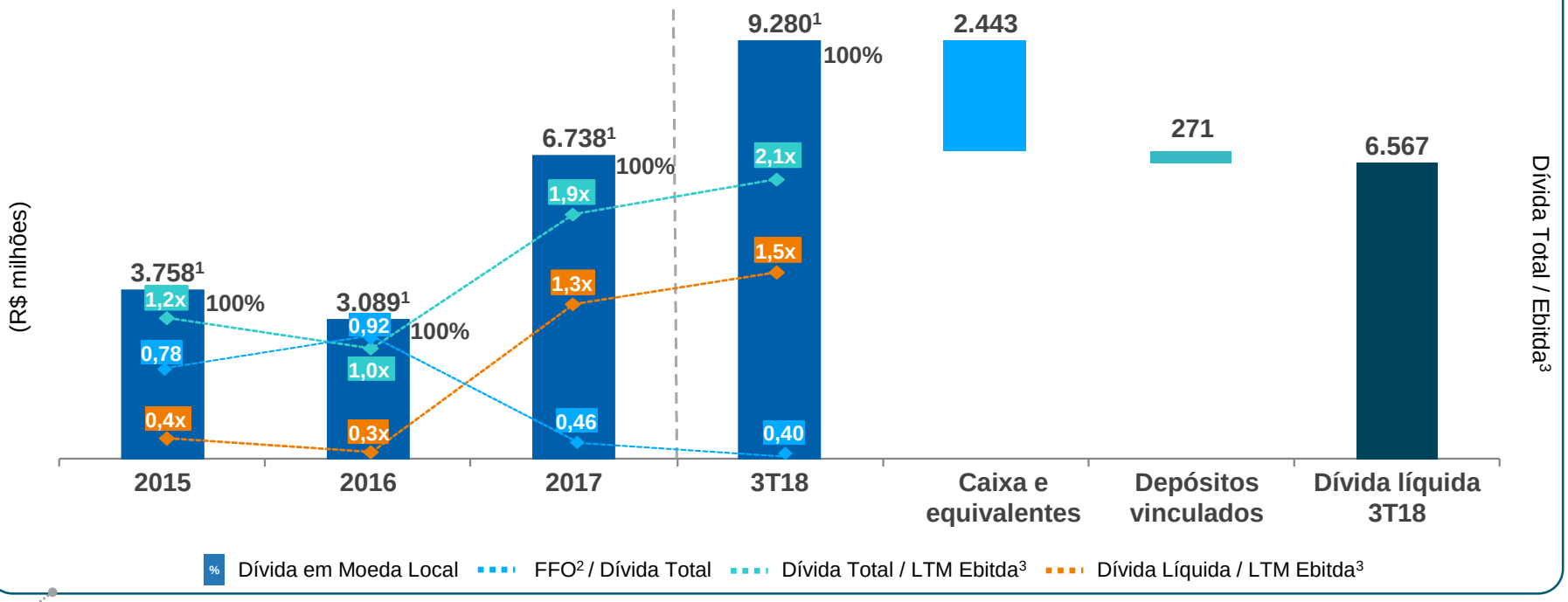
Notas:
[1] ROE: lucro líquido médio dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.
[2] ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida – caixa e eq. caixa – depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).

Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

ENDIVIDAMENTO LIMITADO
sem exposição cambial

Ajuste do nível de endividamento, com custo competitivo, viabiliza as oportunidades de crescimento que foram capturadas.

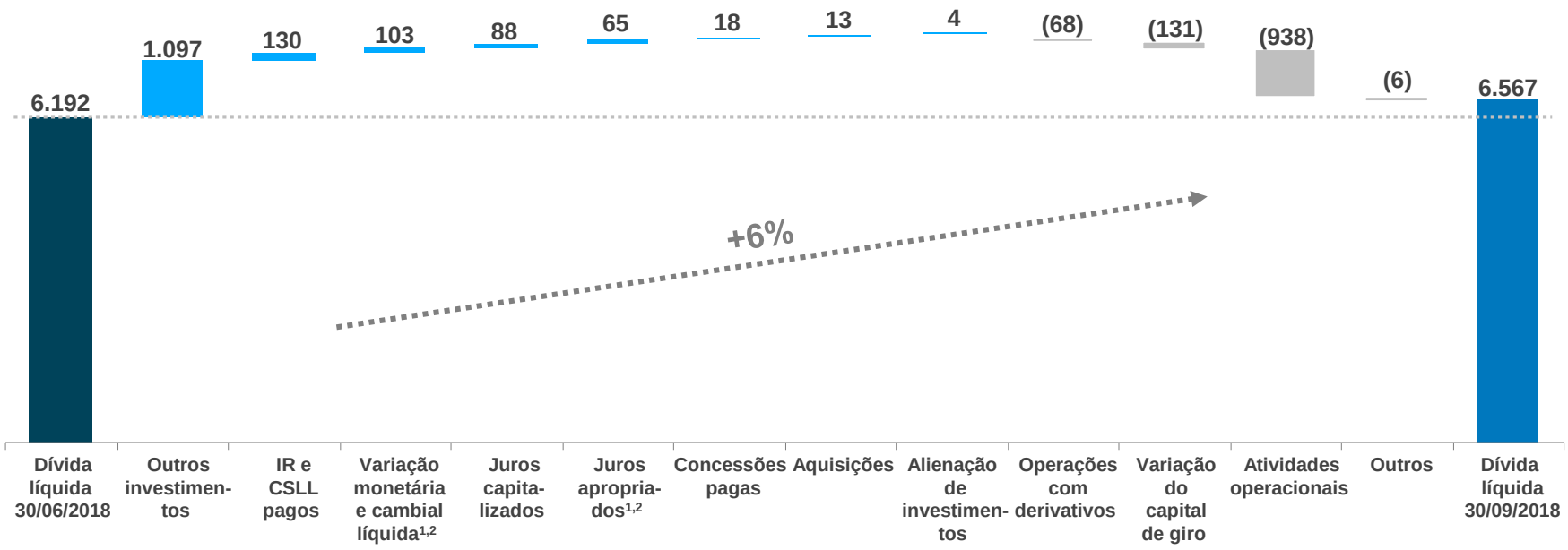
Overview da Dívida (R$ milhões)



Notas:
[1] **Dívida líquida de operações de *hedge*.**
[2] ***Funds from Operations*.**
[3] **Ebitda nos últimos 12 meses.**

EVOLUÇÃO DA DÍVIDA LÍQUIDA

Evolução da dívida líquida (R$ milhões)

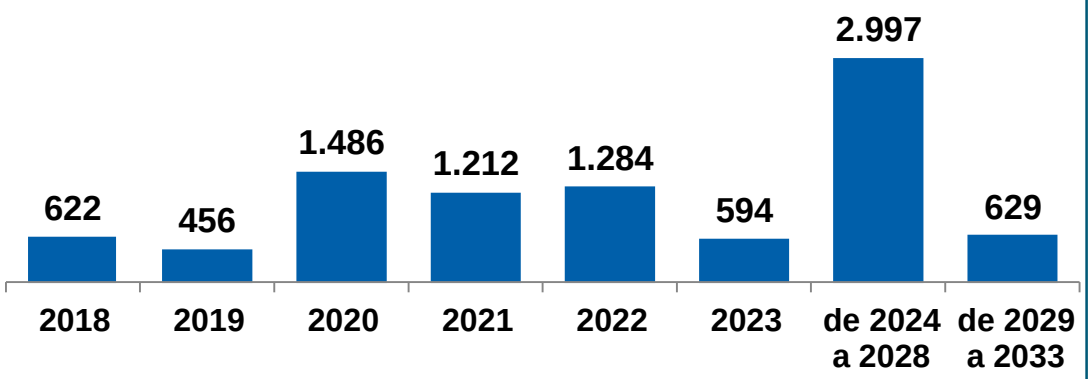


Notas:
[1] Não produz efeito no caixa da Companhia.
[2] Os valores de juros e variação monetária referem-se apenas à dívida financeira da Companhia (empréstimos, financiamentos e debêntures).

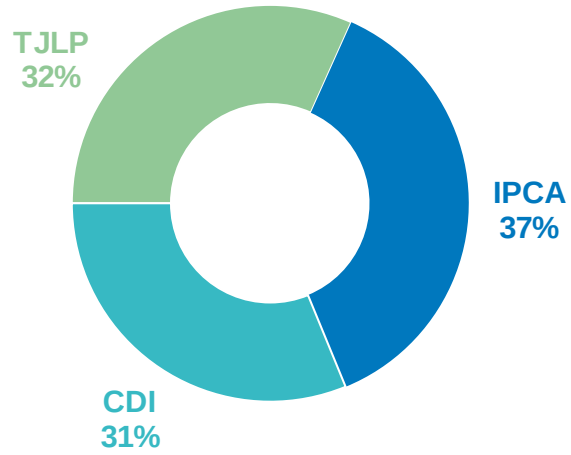
PERFIL E COMPOSIÇÃO DA DÍVIDA
baixo custo e indexadores defensivos

Rating AAA e forte geração de caixa garantem custo de dívida competitivo para financiar o crescimento.

Cronograma de vencimento da dívida (R$ milhões)



Composição do endividamento



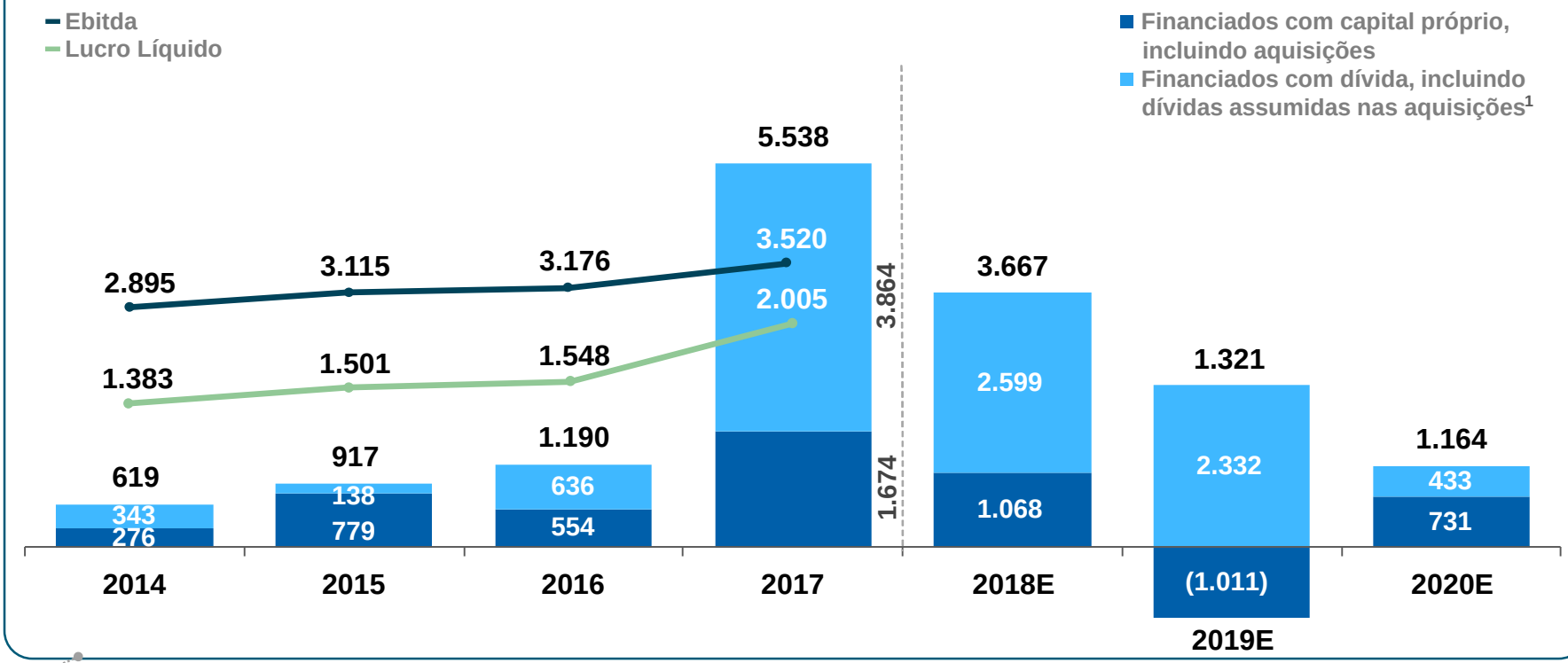
Custo nominal da dívida: 8,6% (9,1% no 3T17)

No 3T18, captação de dívida de longo prazo (BNDES e debêntures) totalizou R$ 1,8 bilhão.

PLANO DE INVESTIMENTOS

O plano de expansão e investimentos em manutenção são suportados por uma sólida geração de caixa e prudente estratégia de *funding*.

Investimentos realizados/orçados e respectivas fontes de financiamento (R$ milhões)

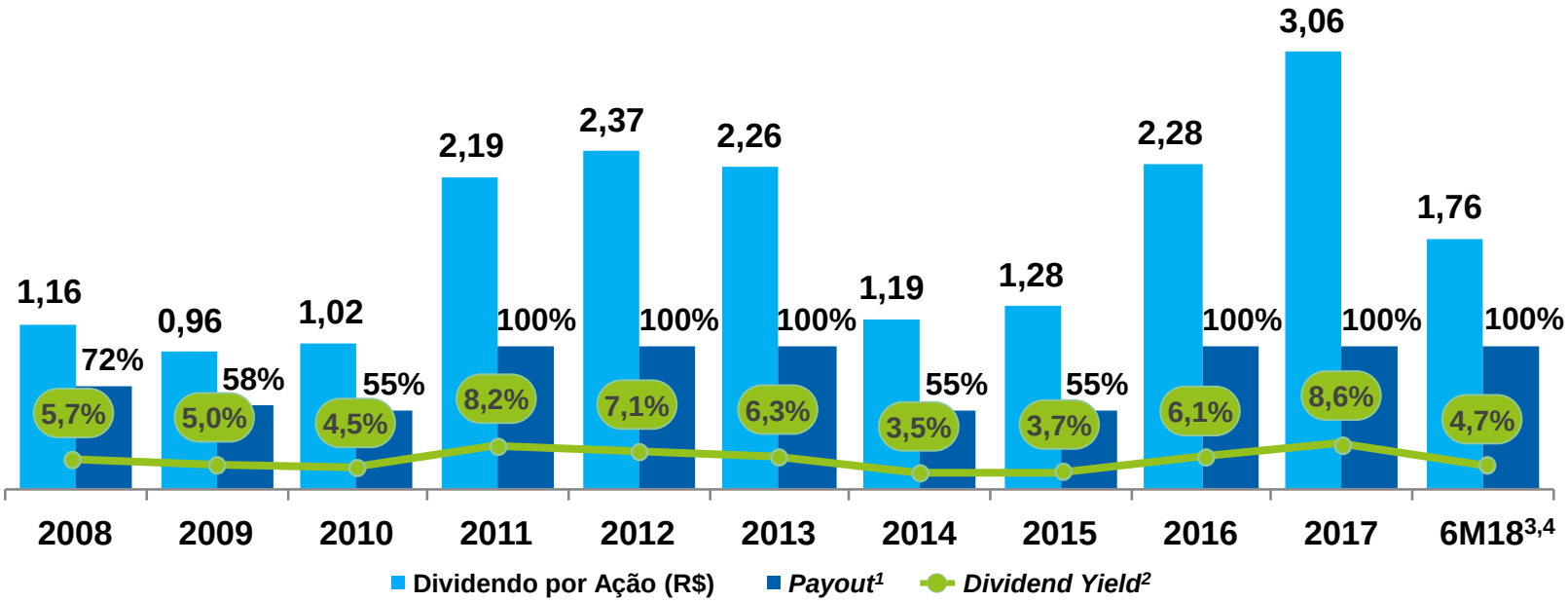


Nota:
[1] Não considera juros incorridos sobre a construção.

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

- Dividendo mínimo estatutário de 30% do lucro líquido ajustado
- Compromisso da Administração: *payout* mínimo de 55% do lucro líquido ajustado
- 2 proventos por ano

Dividendos (calculados sobre o lucro líquido distribuível)



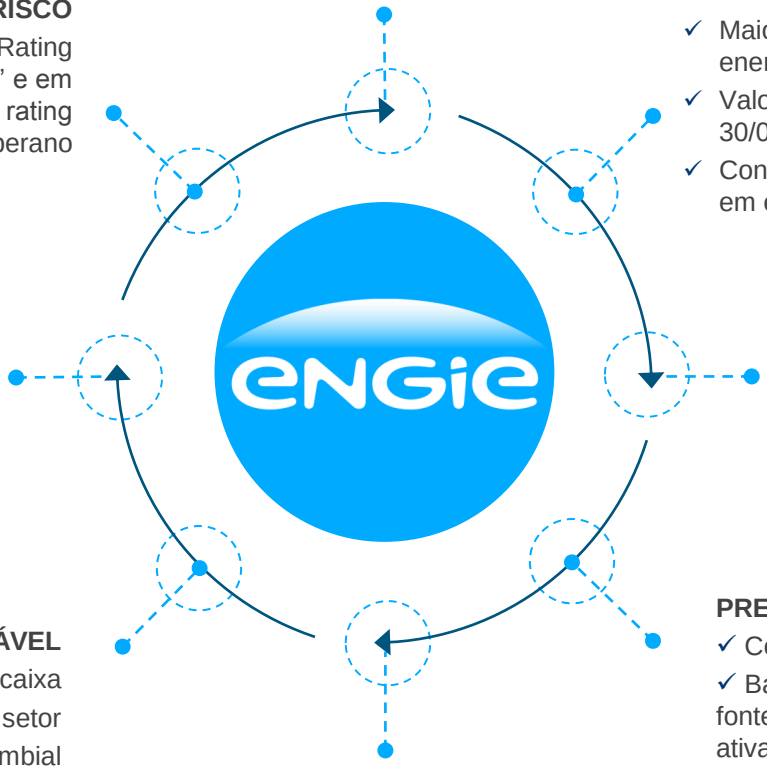
Notas:
[1] Considera o lucro líquido ajustado do exercício.
[2] Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.
[3] Não inclui os juros sobre capital próprio relativos a 2018 no valor de R$ 397,0 milhões (R$ 0,6082 por ação).
[4] Não considera os dividendos intermediários no valor de R$ 652,7 milhões (R$ 1,0000 por ação) declarados à conta de reserva de lucros acumulados.

VANTAGENS COMPETITIVAS

SETOR ESTRATÉGICO
- ✓ Perfil defensivo em tempos de crise
- ✓ Projetos com alta financiabilidade

EXCELENTE CLASSIFICAÇÃO DE RISCO
- ✓ A Fitch Ratings atribui à Companhia Rating Nacional de Longo Prazo como 'AAA(bra)' e em escala global "BB", um nível acima do rating soberano

LIDERANÇA NO SETOR
- ✓ Maior grupo produtor independente de energia no Brasil
- ✓ Valor de mercado: R$ 23,2 bilhões em 30/09/2018
- ✓ Controlada pela ENGIE S.A., líder mundial em energia



ALTO PADRÃO DE GOVERNANÇA CORPORATIVA E SUSTENTABILIDADE
- ✓ Equipe diversificada e capacitada
- ✓ Controlador de primeira linha
- ✓ Integrante do Novo Mercado e ISE (desde que foi criado em 2005) da B3

CLARA ESTRATÉGIA COMERCIAL
- ✓ Alta contratação nos próximos anos
- ✓ Portfólio balanceado entre clientes livres e regulados
- ✓ Aproveitamento de janelas de oportunidade

DESEMPENHO FINANCEIRO ESTÁVEL
- ✓ Forte geração de caixa
- ✓ ROE e ROIC acima da mediana do setor
- ✓ Ausência de exposição cambial

PREVISIBILIDADE DO FLUXO DE CAIXA
- ✓ Contratos indexados à inflação
- ✓ Base hídrica, mas com diversificação em fontes complementares e gestão de portfolio ativa
- ✓ Estratégia de contratação de longo prazo

ALTO DESEMPENHO OPERACIONAL
- ✓ Índices de disponibilidade de referência mundial
- ✓ Usinas certificadas segundo a ISO 9001, 14001 e OHSAS 18001
- ✓ Uso de alta tecnologia na operação remota e manutenção preditiva



06

Material de Apoio

PORTFÓLIO BALANCEADO DE ATIVOS

Capacidade instalada de 7.856,3 MW (4.360,4 MWm) em 36 usinas operadas pela Companhia: 81% hidrelétricas, 11% termelétricas e 8% complementares.

	Usinas Hidrelétricas	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)[5]
1	Salto Santiago	1.420,0	733,3
2	Itá	1.126,9[1]	564,7[1]
3	Salto Osório	1.078,0	502,6
4	Cana Brava	450,0	260,8
5	Estreito	435,6[1]	256,9[1]
6	Jaguara	424,0	341,0
7	Miranda	408,0	198,2
8	Machadinho	403,9[1]	165,3[1]
9	São Salvador	243,2	148,2
10	Passo Fundo	226,0	113,1
11	Ponte de Pedra	176,1	133,6
	Total	6.391,7	3.417,7

	Usinas Termelétricas	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
12	Complexo Jorge Lacerda[2]	857,0	649,9
	Total	857,0	649,9

	Usinas Complementares	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
13	Complexo Trairi (Eólica)[3]	115,4	63,9
14	Complexo Santa Mônica (Eólica)[3]	97,2	47,4
15	Ferrari (Biomassa)	80,5	35,6
16	Assú V (Solar)	30,0	9,2
17	Campo Largo I, III, IV, VII, XVI e XXI (Eólica)	178,2	92,4
18	Lages (Biomassa)	28,0	11,1
19	Rondonópolis (PCH)	26,6	10,1
20	José G. da Rocha (PCH)	23,7	9,2
21	Ibitiúva (Biomassa)	22,9[1]	13,9[1]
22	Cidade Azul (Solar)	3,0	n/a
23	Tubarão P&D (Eólica)	2,1	n/a
	Total	607,6	292,8



Expansão

	Geração	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
24	Jirau (Hidro)[4]	1.500,0	882,0
25	Complexo Umburanas (Eólica)	360,0	207,5
26	Pampa Sul (Térmica)	345,0	323,5
27	Complexo Campo Largo (Eólica)	148,5	74,1
	Total	2.353,5	1.487,1

	Transmissão	Tamanho	Subestações
28	Lote 1	1.050 Km	5

Notas:
[1] Parte da ENGIE Brasil Energia.
[2] Complexo composto de três usinas.
[3] Complexo composto de quatro centrais eólicas.
[4] A transferência para a EBE da participação de 40,0% da ENGIE Brasil Part. na UHE Jirau deverá ser avaliada no curto prazo.
[5] Considera a revisão da garantia física em vigor a partir de 01 janeiro de 2018, conforme Portaria MME 178/2017.

REPACTUAÇÃO
do risco hidrológico

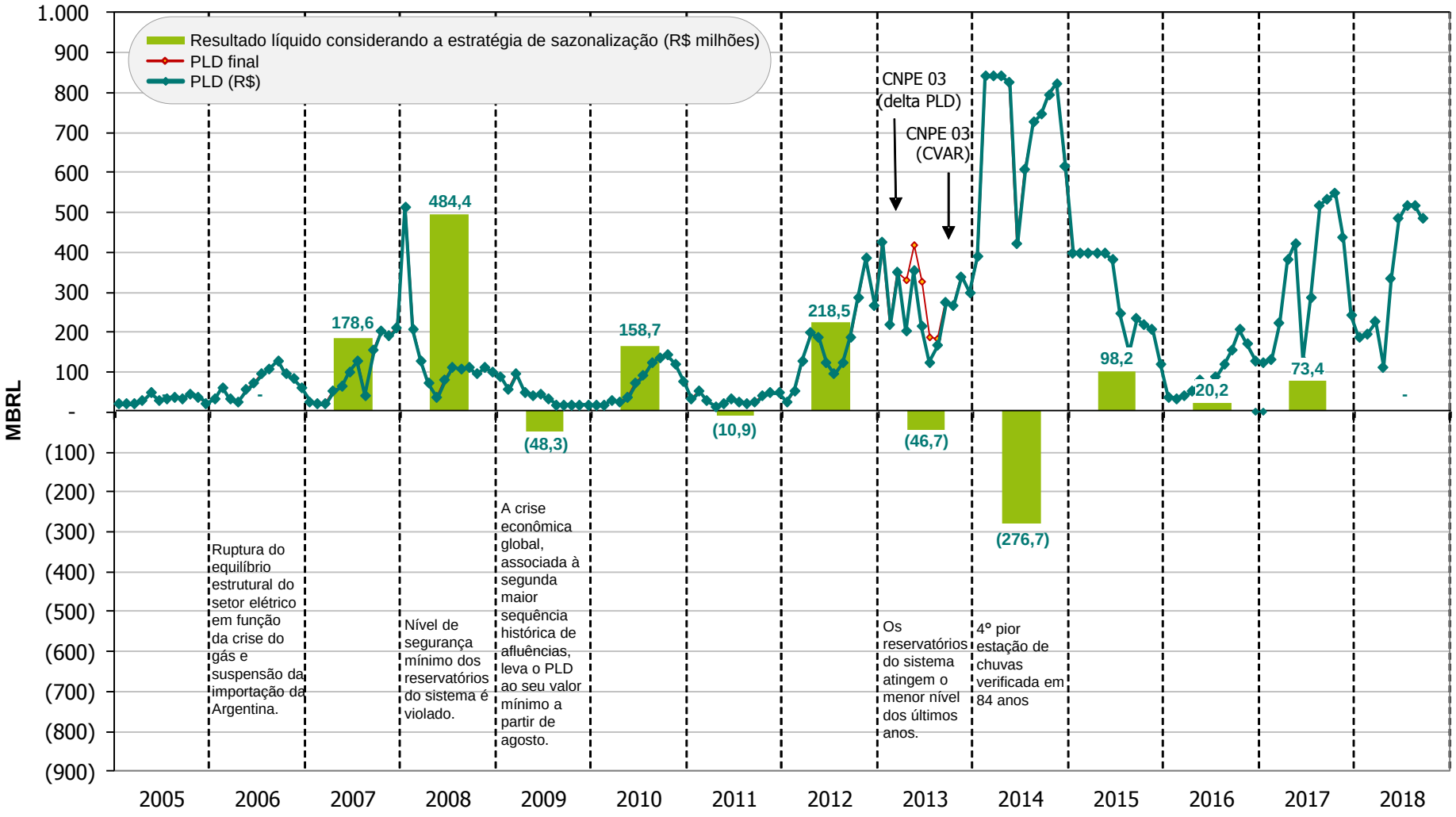
Em 31 de dezembro de 2015, a Aneel concedeu anuência à repactuação do risco hidrológico da ENGIE Brasil Energia conforme tabela a seguir:

Usina	Produto	Repactuação (MW médios)	Repactuação (MWh)	Reembolso unitário líquido (R$)	Reembolso total (R$ milhões)	Prazo* (anos)
UHE Cana Brava	SP92	261,66	2.292.177	18,26	41,9	13,25
UHE Itá	SP92	336,00	2.943.360	18,26	53,7	13,25
UHE Machadinho	SP92	84,04	736.190	18,26	13,4	13,25
UHE Ponte de Pedra	SP95	123,55	1.082.315	23,80	25,8	7,17
UHE Salto Santiago	P97	150,00	1.314.000	24,36	32,0	2,92
UHE São Salvador	SP91	142,13	1.245.048	16,52	20,6	17,25
UHE Estreito	SP91	247,13	2.164.859	16,52	35,8	17,25
TOTAL		**1.344,51**	**11.777.950**		**223,1**	

* Prazo de postergação do pagamento do prêmio a partir de janeiro de 2016 para ressarcimento do resultado de 2015.

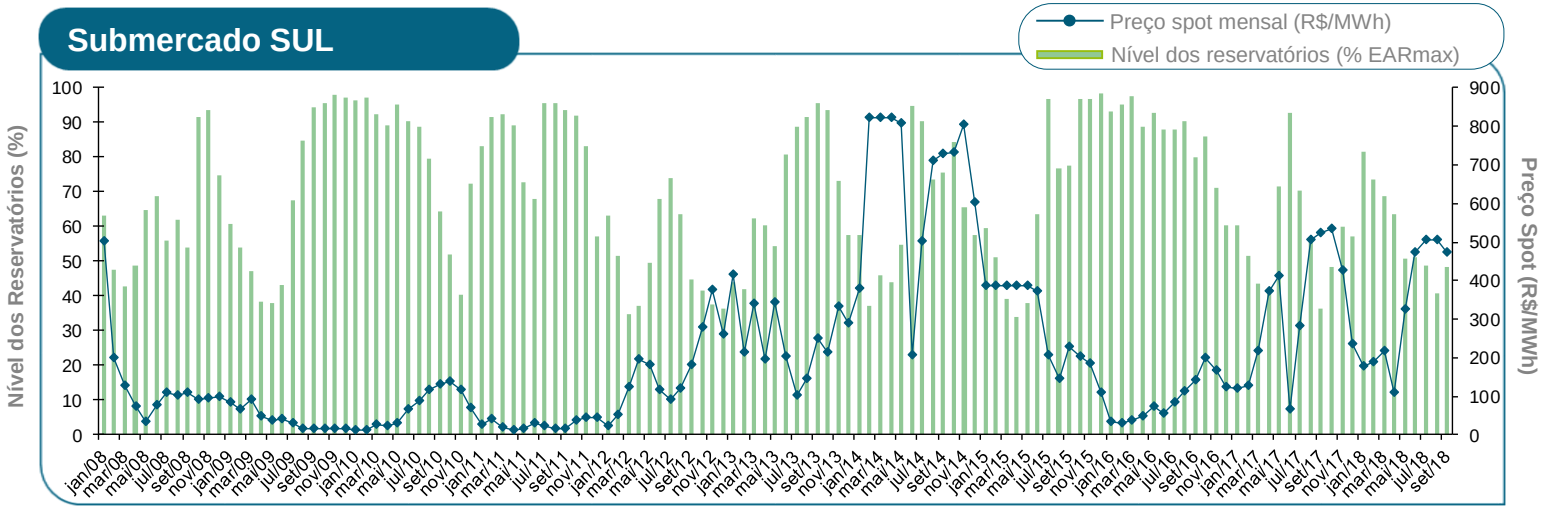
A adesão à repactuação se limitou aos contratos negociados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015.

RESULTADO LÍQUIDO
do impacto da estratégia de sazonalização

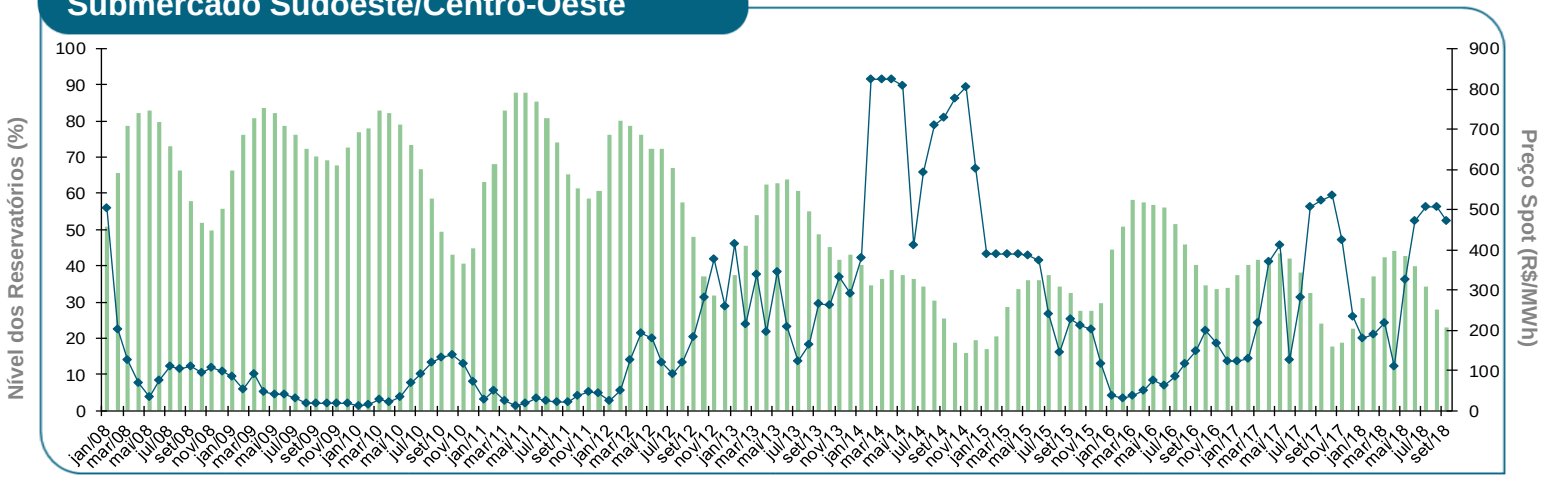


CORRELAÇÃO
entre nível de reservatórios e preço *spot*

Submercado SUL

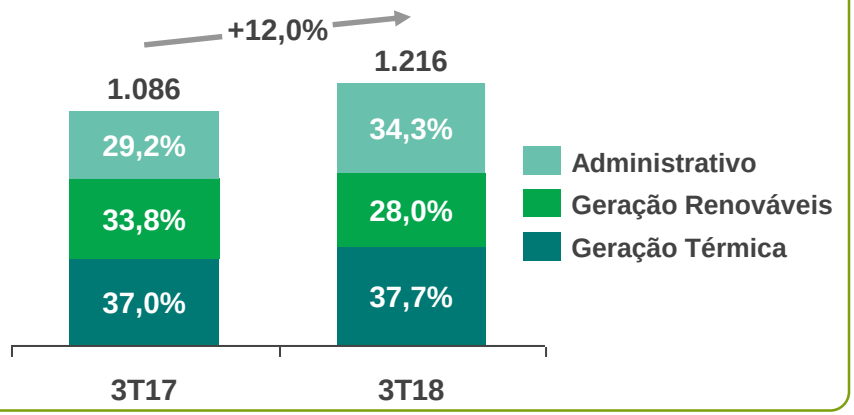


Submercado Sudoeste/Centro-Oeste

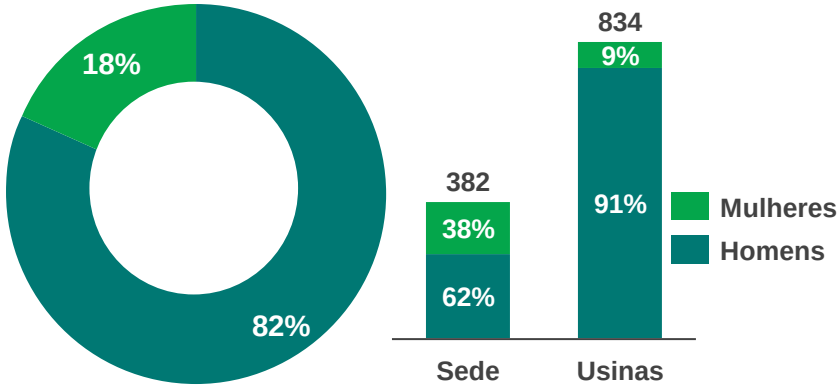


FORÇA DE TRABALHO[1]

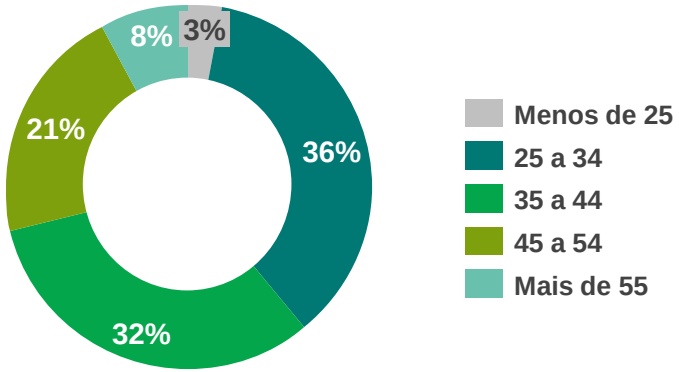
Número de empregados



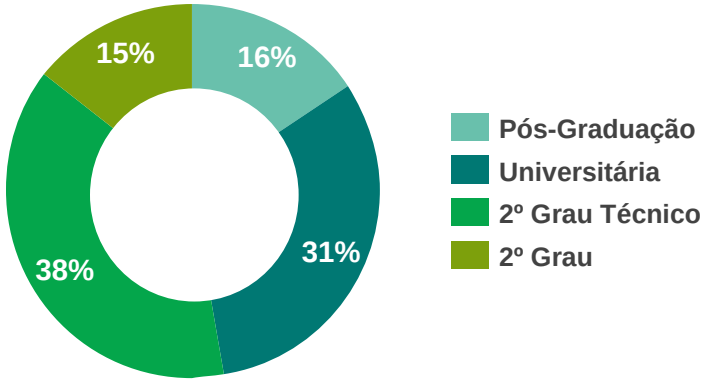
Por gênero



Por faixa etária



Por formação



Nota:
[1] Não considera os empregados lotados em projetos em construção.

INDICADORES DE SUSTENTABILIDADE[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador	Temas materiais	Indicador GRI[3]	3T18	3T17	Variação	9M18	9M17	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Energia e mudanças do clima	102-7, EU1	35 [4]	31	4	35 [4]	31	4
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	9.547	8.790	8,6%	9.547	8.790	8,6%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	7.826	7.069	10,7%	7.826	7.069	10,7%
4		Número de usinas certificadas		102-16, EU6	12	12	0	12	12	0
5		Capacidade instalada certificada (MW)		102-16, EU6	8.127	8.127	0,0%	8.127	8.127	0,0%
6		Capacidade instalada certificada em relação à total		102-16, EU6	85,1%	92,5%	-7,3 p.p.	85,1%	92,5%	-7,3 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	8.690	7.743	12,2%	8.690	7.743	12,2%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	91,0%	88,1%	2,9 p.p.	91,0%	88,1%	2,9 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	9.762	9.000	8,5%	27.253	27.083	0,6%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	8.421	8.452	-0,4%	24.111	25.901	-6,9%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	86,3%	93,9%	-7,6 p.p.	88,5%	95,6%	-7,2 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	8.340	8.222	1,4%	23.973	24.182	-0,9%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	85,4%	91,4%	-5,9 p.p.	88,0%	89,3%	-1,3 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas		EU30	96,7%	96,6%	0,1 p.p.	97,3%	94,5%	2,8 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas		EU30	88,8%	88,5%	0,3 p.p.	91,2%	87,5%	3,7 p.p.
16	Meio Ambiente	Total de mudas plantadas e doadas	- Energia e mudanças do clima - Engajamento com comunidades locais e partes interessadas - Biodiversidade	304-2, 413-1	96.142	58.490	64,4%	316.029	169.228	86,7%
17		Número de visitantes às usinas		413-1	30.370	27.090	12,1%	77.863	64.010	21,6%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,928	1,088	-14,7%	0,941	1,022	-7,9%
19		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,135	0,103	31,3%	0,114	0,113	0,7%
20	Saúde e Segurança	Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[5]	- Saúde e Segurança, Desenvolvimento e Igualdade - Gestão de impactos na cadeia produtiva	403-2	0,000	4,100	↓	0,000	1,380	↓
21		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[6]		403-2	0,000	0,016	↓	0,000	0,006	↓
22		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo[5]		403-2	1,830	1,990	↓	0,930	1,040	↓
23		Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção[5]		403-2	0,890	1,200	↓	1,950	0,620	↑
24	Responsa-bilidade Social[7]	Investimentos não incentivados	- Engajamento com comunidades locais e partes interessadas	203-2, 413-1	1.161,1	959,3	21,0%	2.236,7	2.197,8	1,8%
25		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		203-2, 413-1	374,5	694,5	-46,1%	1.213,7	1.451,5	-16,4%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		203-2, 413-1	882,0	1.745,1	-49,5%	7.677,8	6.482,1	18,4%
27		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		203-2, 413-1	100,0	300,0	-66,7%	660,0	300,0	100,0%
28		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		203-2, 413-1	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD		203-2, 413-1	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
30		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		203-2, 413-1	200,0	12,2	1539,3%	300,0	382,6	-21,6%

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

CONTATOS

Carlos Freitas
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
carlos.freitas@engie.com

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

www.engieenergia.com.br