Eletrobras

Teleconferência 2T18

Agosto de 2018



Disclaimer

Esta apresentação pode conter **estimativas e projeções** que **não são declarações de fatos ocorridos no passado** mas refletem **crenças e expectativas de nossa administração** e podem constituir estimativas e projeções sobre **eventos futuros** de acordo com Seção 27A do Securities Act de 1933, conforme alterado, e Seção 21E do Securities and Exchange Act de 1934, conforme alterado.

As palavras “acredita”, “poderá”, “pode”, “estima”, “continua”, “antecipa”, “pretende”, “espera” e similares têm por objetivo identificar **estimativas que necessariamente envolvem riscos e incertezas, conhecidos ou não.**

Riscos e incertezas conhecidos incluem, mas não se limitam a: **condições econômicas, regulatórias, políticas e comerciais** gerais no Brasil e no exterior, **variações nas taxas de juros, inflação e valor do Real, mudanças nos volumes e padrão de uso de energia elétrica** pelo consumidor, **condições competitivas,** nosso nível de **endividamento,** a possibilidade de recebermos **pagamentos relacionados a nossos recebíveis, mudanças nos níveis de chuvas e de água** nos reservatórios usados para operar nossas hidrelétricas, nossos **planos de financiamento e investimento de capital, regulamentações governamentais** existentes e futuras, e outros riscos descritos em nosso relatório anual e outros documentos registrados perante

CVM Comissão de Valores Mobiliários

U.S. SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION MCMXXXIV

.

Estimativas e projeções referem-se apenas à data em que foram expressas e não assumimos **nenhuma obrigação de atualizar quaisquer dessas estimativas ou projeções** em razão da ocorrência de nova informação ou eventos futuros. Os resultados futuros das operações e iniciativas das Companhias podem diferir das expectativas atuais e **o investidor não deve se basear exclusivamente nas informações aqui contidas.**

Este material contém **cálculos que podem não refletir resultados precisos devido a arredondamentos realizados.**

Destaques

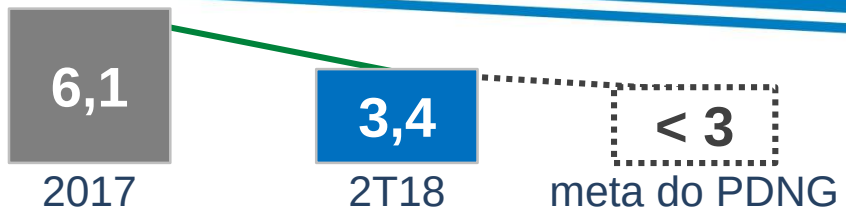
Destaques - Financeiro

Receita Operacional Bruta	**R$ 14.822 milhões** | **36%** ↑ sobre o **2T17**
Ebitda CVM	**R$ 5.293 milhões** | **96%** ↑ sobre o **2T17**
Lucro líquido	**R$ 2.832 milhões** | **807%** ↑ sobre o **2T17**

Destaques - Operacional

Redução do endividamento

Dívida Líquida / Ebitda Gerencial



Geração

Agregação de **814 MW** de potência instalada em 2018

Transmissão

Agregação física **194 Km** de linhas de transmissão em 2018

Distribuição - Privatização

119%
Índice de deságio

julho de 2018
Venda da Distribuição Piauí para a Equatorial Energia

Regulação

GAG
melhoria

Reconhecimento em Geração conforme Res. Homologatória 2.421/Aneel em R$ 1 bilhão para o ciclo (2018-2019)

Investimentos

R$ 978 milhões
Investimento, com destaque para projeto de Transmissão e Geração em SPEs

Nosso Negócio



Empreendimentos que agregaram potência até junho de 2018

junho 2018

+ 814,05 MW
potência agregada em **2018**

dezembro 2018

+ 1489,20 MW
da Eletrobras ainda entrarão em operação comercial em **2018**

Destaques para entrada em operação comercial

set/2018	dez/2018	dez/2019
Pindaí I, II e III	Sinop	Belo Monte

159.745 MW
capacidade instalada total Brasil

48.629 MW
capacidade instalada total Eletrobras

30,4%
da capacidade instalada do país

Usina	Participação da Eletrobras	Potência total	Potência em operação	Potência agreg. Jun/2018	Potência agreg. Jun/2018 - ELB
Belo Monte	49,98%	11.233,10 MW	5.733,09 MW	1.222,22 MW	610,87
São Manoel	33,33%	700,00 MW	700,00 MW	525,00 MW	174,98
Casa Nova III	100%	28,20 MW	28,20 MW	28,20 MW	28,20
Total	**–**	**11.961,30 MW**	**6.461,29 MW**	**1.775,42 MW**	**814,05**

Interligação do Brasil

A maior transmissora da América Latina

71.782 km
total de linhas de transmissão

65.043 km com tensão ≥ 230kV — **48,2%** do Brasil

+ 194 km
de agregação física **em 2018**

2018



1960

Evolução da Transmissão
- Rede básica



	Existente	Futuro
LTs Empresas Eletrobras		
LTs Empresas Eletrobras com parceria		
LTs Outras Empresas		

Destaques:

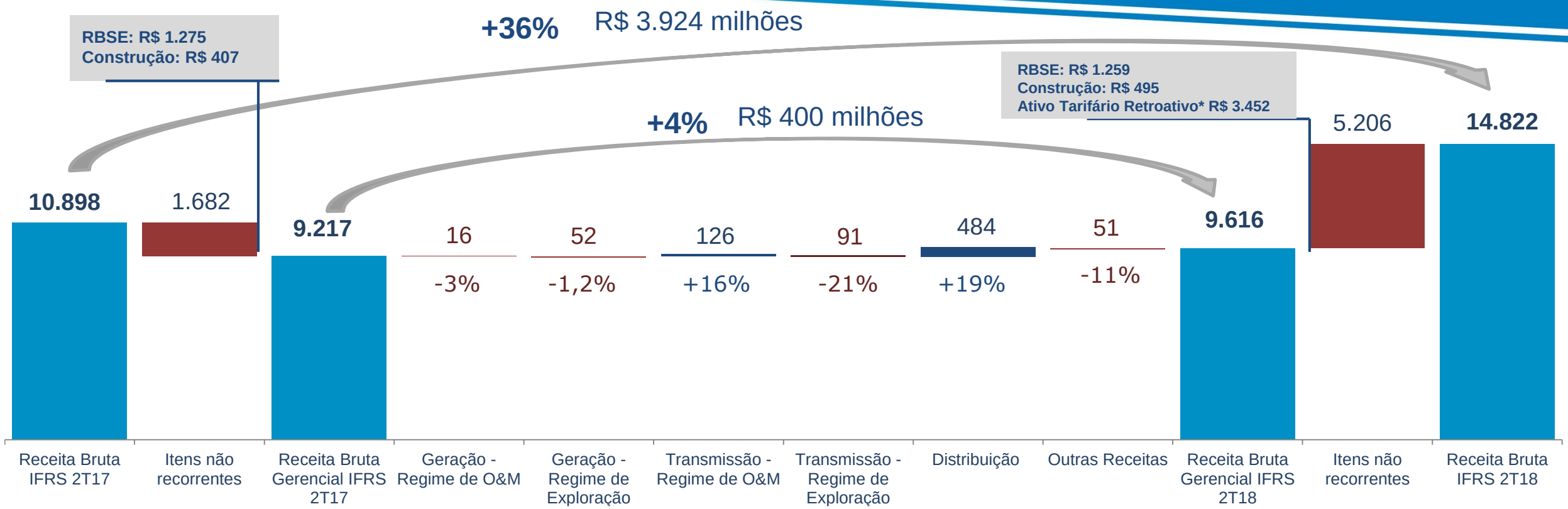
- SE Jaboatão 230/69 kV – 300 MVA (PE)
- Seccionamento da LT 230 kV Recife II / Pirapama II, CD para conexão na SE Jaboatão II – 11,2 km (PE)
- LT 230 kV Mascarenhas Linhares – 99 km (ES)
- LT 500 kV Brasília19, Leste – Luziânia C1 e C2 – 144 km (DF/GO)
- LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho C1 - 40 km (RS/SC)

RAP total agregada no Sistema Eletrobras

R$ 35 Milhões/Ano

Financeiro

Receita Bruta 2T18



Geração

Regime de Exploração

- **Aumento de receita** da Eletronuclear, líquida em R$ 59 milhões, compensado por:
- **Recontabilização de receita** relativa ao índice de indisponibilidade de P. Afonso em R$ 71 milhões na Chesf.
- **Menor repasse de comercialização Itaipu** em R$ 31 milhões.

Transmissão

Regime de O&M

- **Atualização anual da RAP de 2,85%**;
- **Novas RAPs** relativas a reforços nas linhas do sistema, com destaque a **Chesf**.

Regime de Exploração

- **Compensação da parcela de ajuste do SIN** recalculado por conta de investimentos projetados para o ciclo 2017-2018.

Distribuição

- Receita decorrente do **reconhecimento do ativo tarifário** - Portaria MME nº301 no 2T18 em R$ 389 milhões;
- Reajustes tarifários:

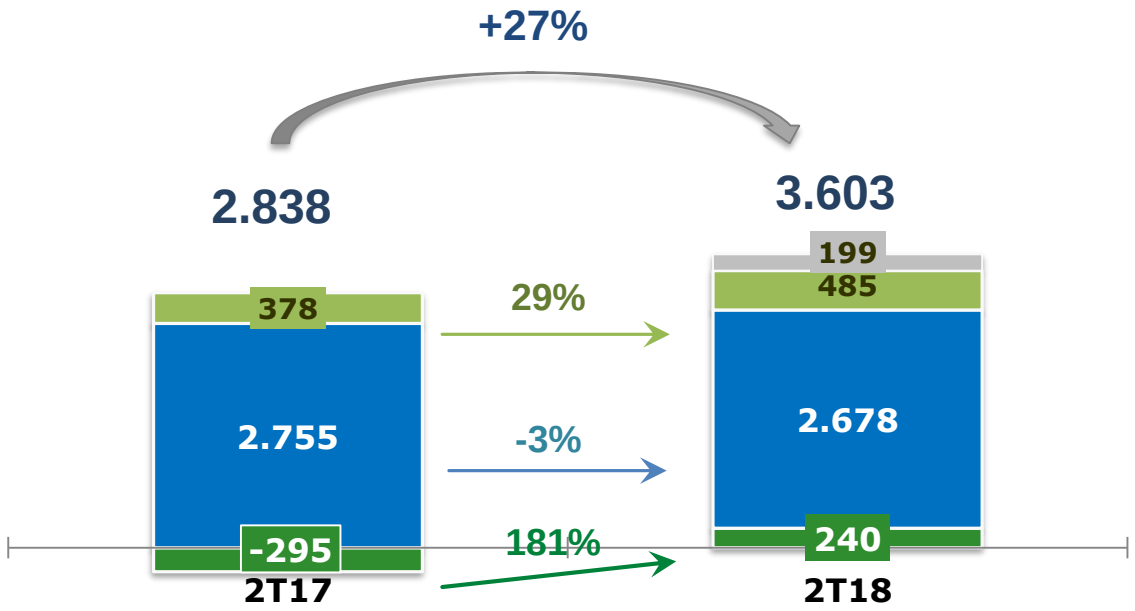
Ceal– 21,6%
Cepisa– 27,6%
Amazonas – 17%

Outras Receitas

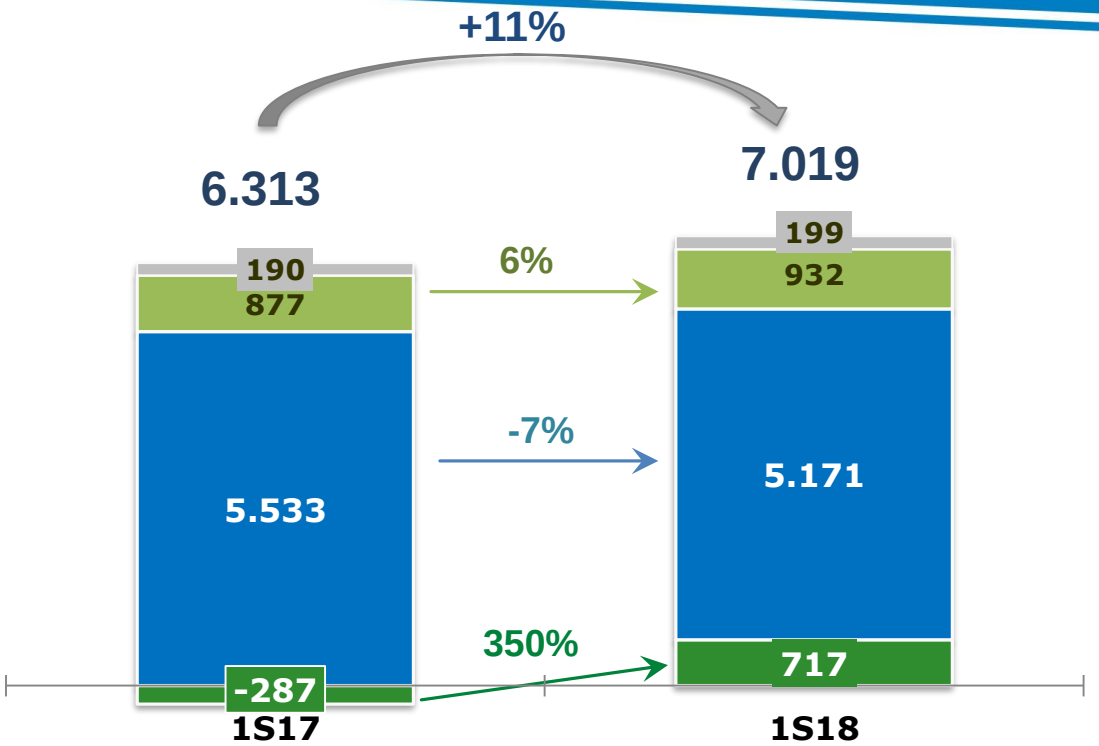
- **Holding** – não reconhecimento em 2018 da receita do Procel, condicionado a aprovação via audiência pública no 3T18. Em 2017 foi de R$ 111 milhões.

* Valores referentes ao período de novembro de 2016 a março de 2018.

Custos Gerais
(R$ milhões)



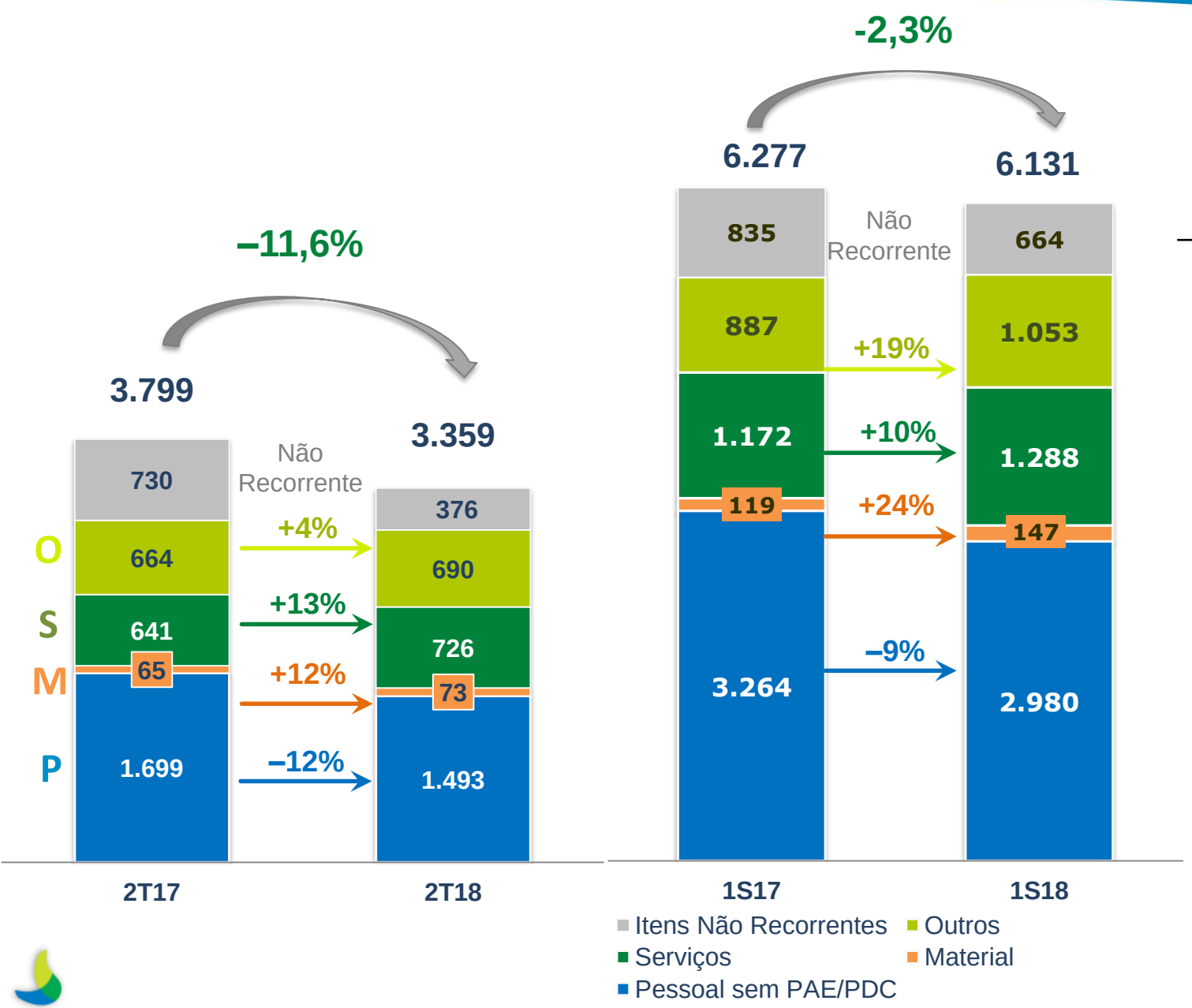
- Itens Não Recorrentes Eletronuclear- CUSD retroativo
- Encargos sobre uso da rede elétrica
- Energia comprada para revenda
- Combustível para produção de energia elétrica



- Itens Não Recorrentes (CELG D/Eletronuclear CUSD retroativo)
- Encargos sobre uso da rede elétrica
- Energia comprada para revenda
- Combustível para produção de energia elétrica

•**Encargos de uso da rede elétrica:** Acréscimo das tarifas de conexão e fronteira conforme Resolução Homologatória 2259/2017 na Amazonas D de R$ 72 milhões no 2T18.
•**Combustíveis:** (i) Reconhecimento do direito de ressarcimento dos custos totais (geração própria, geração locada e PIEs) ocorrido no 2T17 e 1S17 conforme Resolução Aneel 427. (ii) no 2T18, os custos com combustíveis foram reclassificados nas respectivas rubricas de custos totais, conforme resolução Aneel 811; (iii) Maior despacho via Usina Termoelétrica de Santa Cruz.
•**Energia Comprada p/ Revenda:** (i) Redução nas distribuidoras e na Amazonas GT;
(ii) aumento da geração das UTEs Aparecida e Mauá Bloco 3, reduzindo a necessidade de compra de energia.

Pessoal, Material, Serviços e Outros
(R$ milhões)



Pessoal

Queda na despesa de pessoal com reflexos do PAE e PDC

Material

Manutenção de Usinas

Amazonas
UTE Aparecida **R$ 12 milhões** no 1S18

Eletronuclear - Angra 2
R$ 12 milhões no 2T18

Serviços

Aumento de **mão de obra terceirizada na** parada de **Angra 2 de R$ 54 milhões** no 1S18

Outros

Fator de corte de **R$ 197 milhões** na Amazonas D

Principais Itens não Recorrentes

PAE
2T17 **R$ 706 milhões** no 1S17
R$ 96 milhões

PDC
R$ 24 milhões 2T18
R$ 296 milhões No 1S18

Ceron e Eletronuclear
R$ 106 milhões de Contribuição previdenciária extraordinária no **2T18**

Cepisa
R$ 231 milhões Acordo Pref.Teresina e Agespisa no **2T18**

Provisões Operacionais

valores em milhões de R$	2T17	2T18	%	Posição em 30/06/18
Garantias	-9	-81	800%	**534**
Contingências	-414	-834	101%	**24.552**
Contingência Empréstimo Compulsório	-356	-167	-53%	**16.788**
PCLD - consumidores e revendedores	-52	-299	475%	**1.689**
PCLD - financiamentos e empréstimos	5	24	380%	**281**
Contratos onerosos	907	334	-63%	**1.624**
Provisão/reversão p/ perdas em investimentos	-9	-24	167%	**2.114**
Impairment	118	-163	238%	**17.095**
TFRH – Taxa Pará	-51	1.334	2.716%	**0**
Outras	70	195	179%	
Total	**194**	**334**	**72%**	**64.677**

Provisões fiscais de **R$ 563 milhões** referente a **cobrança de ICMS** pelo Governo do Estado de Rondônia, com possibilidade de reversão mediante acordo com Governo do Estado;

Furnas - **R$ 166 milhões** relativos a processo com fornecedor

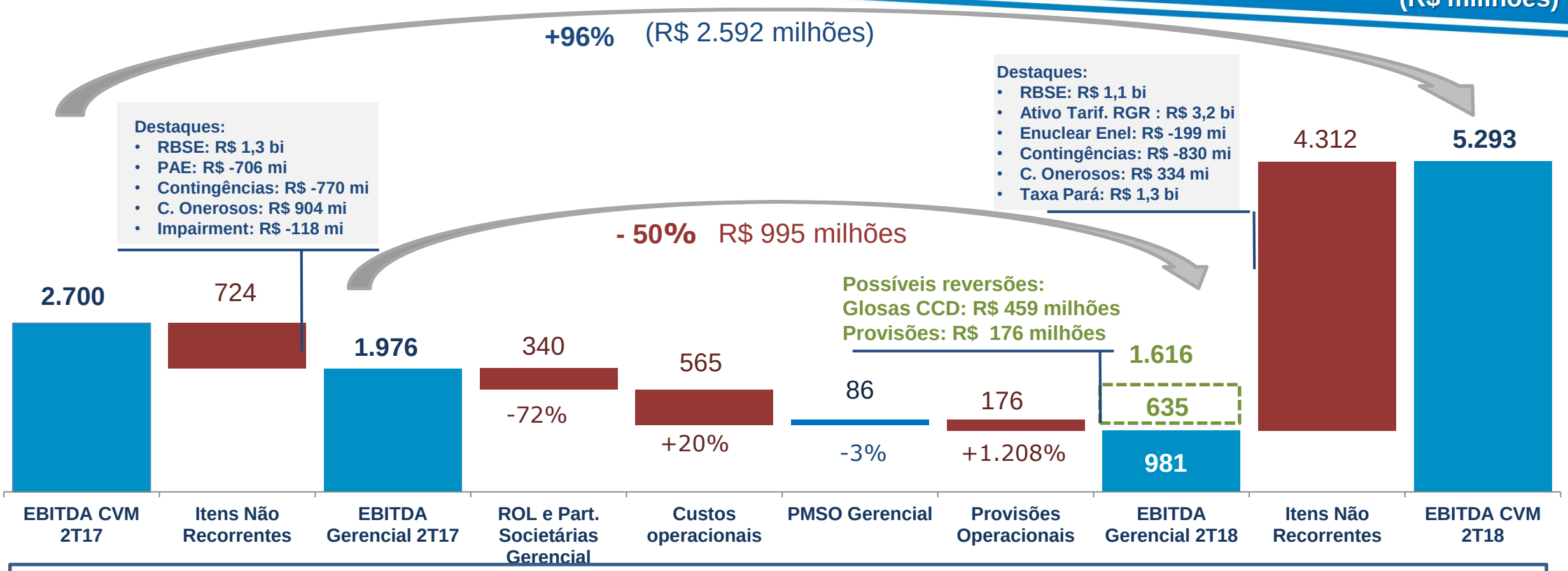
Empréstimo Compulsório -R$ 167 milhões, reclassificação de risco e alterações de decisões judiciais, e

Cepisa – impacto do IFRS 9 em R$ 199 milhões

Reversão de Angra III (R$ 213 milhões) no 2T18 e (R$ 417 milhões) no 1S18 e **Furnas** (R$ 38 milhões)

Constituição de Angra III (R$ 213 milhões) no 2T18 e (R$ 417 milhões) no 1S18 compensado por **Reversão Distribuidoras** (R$47 milhões)

Ebitda 2T18
(R$ millhões)



ROL e Participações Societárias Gerencial:

Equivalência negativa em:
- Madeira Energia de **R$ 199 milhões**;
- ESBR em **R$ 62 milhões**
- Itaguaçu da Bahia Energias Renováveis **R$ 33 milhões**.

Custos operacionais :

- Glosas de combustíveis no 2T18 e glosas dos CCDs/2014, totalizando **R$ 459 milhões**, com possiblidade de reversão após fiscalização da Aneel;
- Maior custo devido ao aumento geração de energia da UTE Santa Cruz, entretanto, neutralizado com geração de receita de mesmo montante.

PMSO Gerencial:

- Política de redução de custos estabelecida pela Companhia com lançamento do PAE e redução de horas extras e adicional por periculosidade.

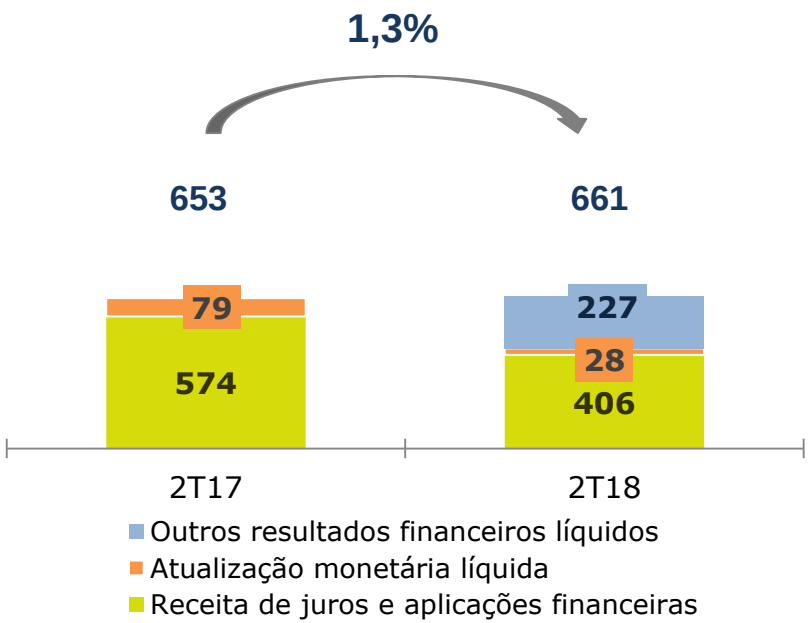
Provisões Operacionais:

- Impacto do IFRS 9 em **PCLD** afetando o 2T18 de **R$ 199 milhões**;
- Crescimento das **Garantias** no montante de **R$ 72 milhões** – renegociação de CCD Petrobras

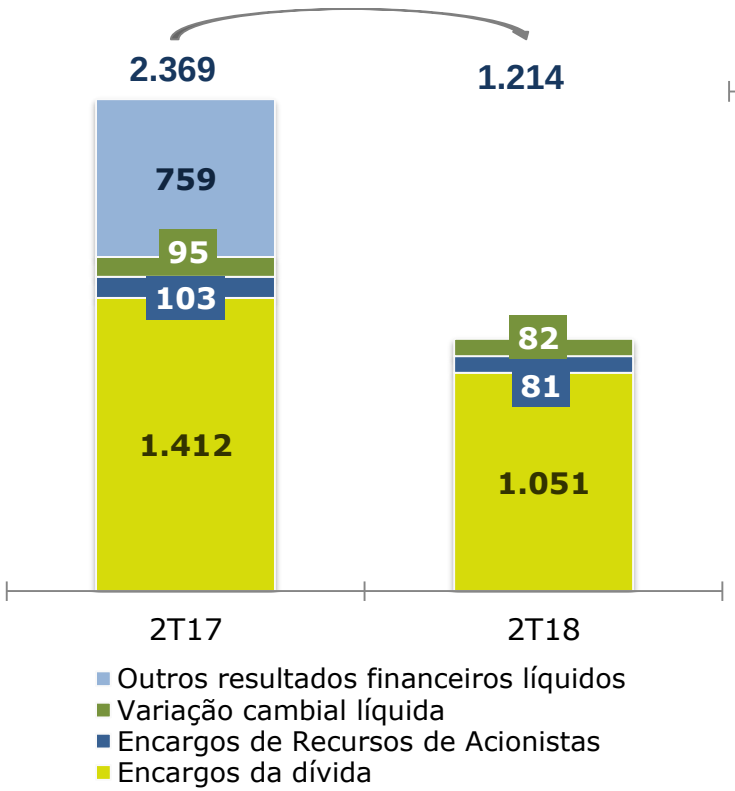
Resultado Financeiro 2T18

(R$ milhões)

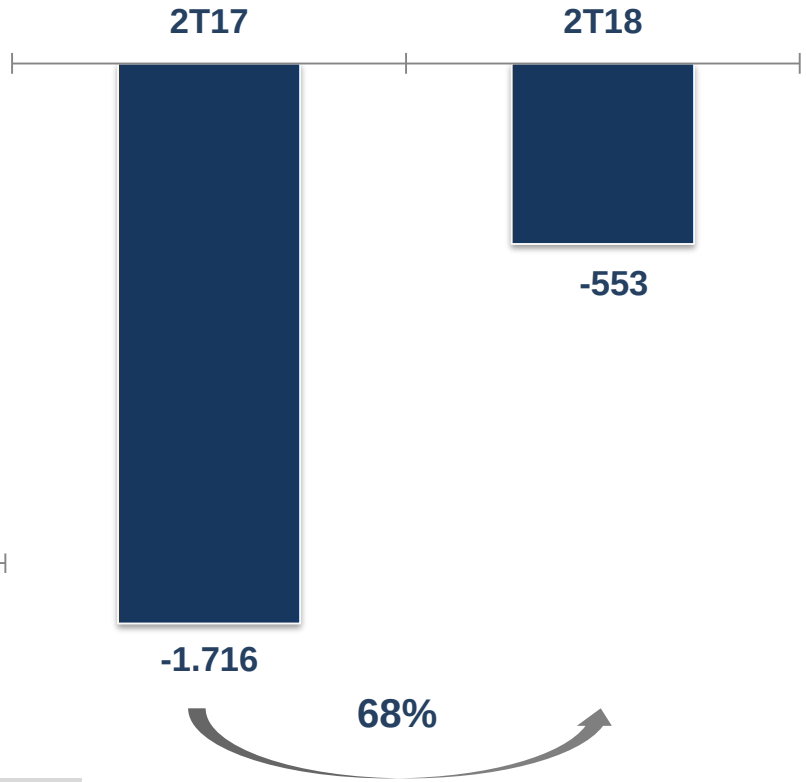
Receitas Financeiras



Despesas Financeiras



Resultado Financeiro

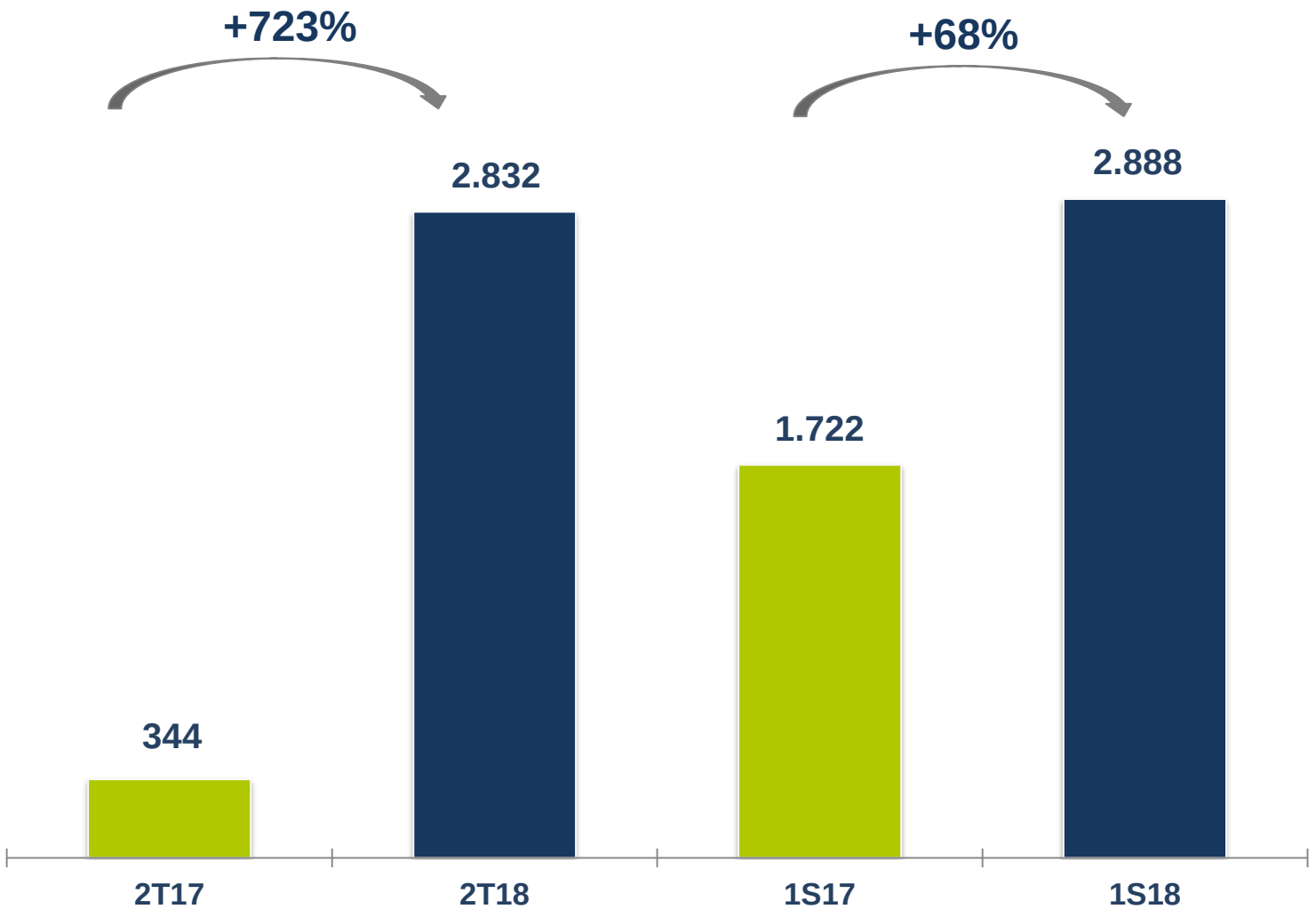


Receita de juros e aplicações financeiras e Atualização monetária líquida - Redução dos indexadores (Selic, IPCA e outros).

Encargos - Redução no saldo passivo de financiamentos e empréstimos e redução dos indexadores junto à Caixa, BB, CEF e Caf.

Outros Resultados Financeiros – (i) Atualização do ativo tarifário de distribuição, e (ii) operações com derivativos (negativo de R$48 milhões no 2T17 e positivo de R$ 178 milhões no 2T18; (iii) Aumento da receita de Acréscimo moratório de R$ 90 milhões

Lucro Líquido
(R$ milhões)



- Receita de ativo tarifário decorrente do reconhecimento pela Portaria nº301/2018 – R$ 4,2 bilhões
- Recebimento de RBSE – R$ 1,2 bilhão
- Reversão de provisão para Taxa Pará – R$ 1,3 bilhão
- Provisões relativas ao Empréstimo Compulsório – R$ 167 milhões
- Plano de Demissão Consensual – PDC R$ 24 milhões
- Registro acordo Cepisa/Agespisa/Sefaz-PI – R$ 231 milhões
- Registro de provisão Fiscal referente a ação impetrada pelo Governo do Estado de Rondônia de cobrança de ICMS – R$ 563 milhões

Resultado por segmento 2T18

valores em R$ milhões

		Geração		Transmissão		G & T		Distribuição	
		Total	Variação	Total	Variação	Total	Variação	Total	Variação
ROL	**2T18**	**4.580**	**-4%**	**2.597**	**-3%**	**7.177**	**-4%**	**5.669**	**175%**
	2T17	4.772		2.667		7.439		2.059	
(-) PMSO	**2T18**	**-1.046**	**-22%**	**-1.028**	**-27%**	**-2.074**	**-25%**	**-1.204**	**156%**
	2T17	-1.339		-1.411		-2.750		-471	
(-) Custos e despesas operacionais	**2T18**	**-1.511**	**-31%**	**-373**	**128%**	**-1.884**	**-20%**	**-2.686**	**75%**
	2T17	-2.178		-163		-2.341		-1.534	
Ebitda	**2T18**	**2.422**	**50%**	**1.211**	**9%**	**3.633**	**34%**	**1.844**	**1288%**
	2T17	1.613		1.107		2.719		133	
Resultado financeiro	**2T18**	**-266**	**37%**	**-321**	**47%**	**-587**	**43%**	**-385**	**59%**
	2T17	-425		-606		-1.031		-936	
Resultado líquido	**2T18**	**1.100**	**33%**	**705**	**4736%**	**1.805**	**123%**	**906**	**330%**
	2T17	826		-15		810		-394	

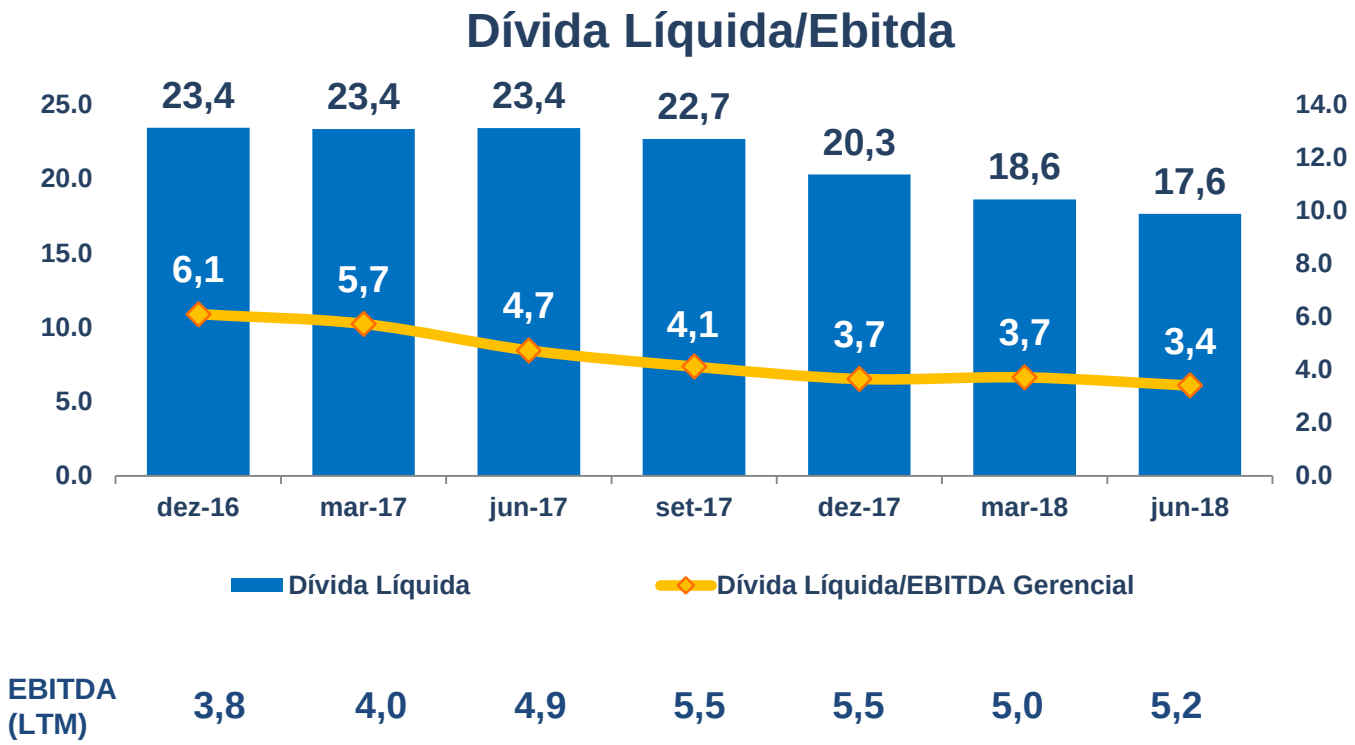
	2T18	2T17
RBSE	1.259	1.275
Imposto de Renda	-428	-433
RBSE líquida	831	842

PMSO GT	Custos GT	PMSO Distribuição	Custos Distribuição	Receita Dist.
•Política de redução de custos •PAE no 2T17 e PDC no 2T18	•Redução de encargos de dívida; •**Provisões de Furnas** contra fornecedor em contingência de **R$166 milhões**	•Registro dos acordos**: Cepisa**/ Prefeitura de Teresina e Agespisa de **R$ 231 milhões;** •Amazonas D – **fator de corte R$ 197 milhões** •**Ceron** - Contribuição extraordinário para o plano de previdência privada de **R$92 milhões**; • **Ações judiciais Amz/Roraima e Acre no total de R$ 68 milhões** e honorários P.Bresser de R$ **11 milhões**	•**Ceron** - Provisões fiscais de **R$ 563 milhões;** • **PCLD – R$ 199 milhões** •Glosas de combustíveis e glosas dos CCDs/2014, totalizando **R$ 459 milhões**	•Contabilização do ativo tarifário de **R$ 3.842 milhões;** •Reajuste tarifário positivo em Eletroacre, Ceal, Ceron e Boa Vista

Dívida Líquida

Meta

$$\frac{\text{Dívida Líquida}}{\text{EBITDA Ajustado}} < 3{,}0$$



EBITDA (LTM)	3,8	4,0	4,9	5,5	5,5	5,0	5,2

R$ milhões

Dívida bruta	**R$ 44.876**
Financiamento a pagar sem RGR	42.304
(-) (Caixa + Valores Mobiliários)	7.786
(-) Financiamento a receber sem RGR e com ajuste EDEs*	14.809
(-) Saldo líquido do ativo financeiro de Itaipu	2.068
Dívida Líquida*	**R$17.641**

* 1. Foram excluídos da dívida bruta os financiamentos, concedidos com recursos da RGR, devidos por empresa fora do grupo Eletrobras (R$ 1.163 milhões) e os créditos referentes à federalização das Distribuidoras, conforme Artigo 21-A e 21-B da Lei 12.783/2013 (R$ 1.409 milhões). 2. Foram excluídos os recebíveis devidos por empresa fora do grupo Eletrobras à conta da RGR (1.163 milhões) e ajustado pelos recebíveis das Empresas Distribuidoras da Eletrobras mantidas para venda (R$ 4.328 milhões).

** Excluindo debêntures, no montante de R$ 460 milhões.

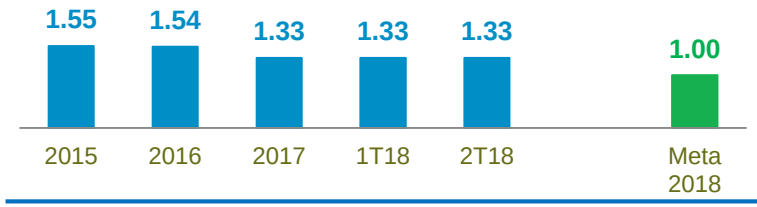


Plano Diretor de Negócios e Gestão

Desafio 2021/22: principais resultados

Excelência Operacional

PMSO Recorrente/PMSO Regulatório



736
adesões ao PDC

R$ 231 milhões
economia anual

R$ 1,03 bilhão
ganhos $GAG_{Melhoria}$

R$ 25 milhões
economia com HE, periculosidade e sobreaviso

CSC
Go Live em jul/18

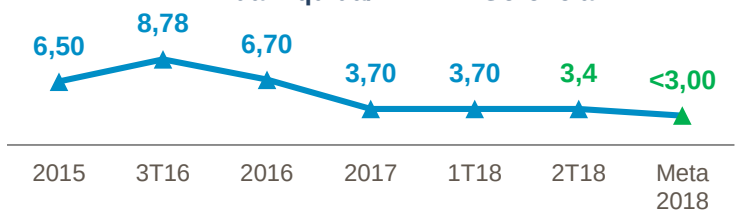
ProERP

abr	implantação em 4 empresas
out	demais empresas

Resolução CNPE
instituiu grupo de trabalho para viabilização de Angra 3

Disciplina Financeira

Dívida Líquida/EBITDA Gerencial



R$ 95 milhões
venda de ações da Eletropaulo pela Eletropar

Eletrobras Distribuição Piauí
venda em jul/18

ago/18
privatização das demais Distribuidoras

R$ 1,07 milhão
venda de imóveis administrativos de Chesf e Eletronorte

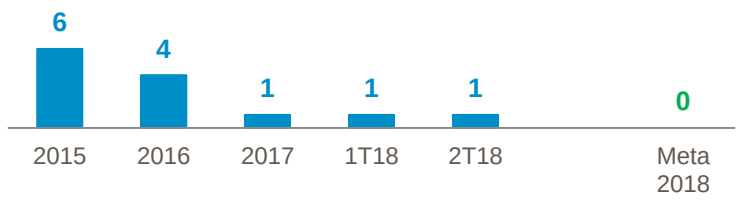
R$ 3,1 bi
venda de **71 SPEs** em **set/18**

R$ 5,75 mi
redução anual de custos administrativos

Obras concluídas
Santo Antônio (3.568 MW)
Jirau (3.750 MW)
Mauá 3 (591 MW)
BM Transmissora (2.092 km)

Governança e Conformidade

N.º de Fraquezas Materiais



Estatutos e Política de alçadas aprovados na *holding* e nas demais empresas Eletrobras

IG-Sest - Nivel 1. Nível de excelência no 2º Ciclo , com notas máximas nas três dimensões: Transparência das Informações, Gestão/Controle/Auditoria e Conselhos/Comitês/Diretorias
Selo de Governança da B3

Redução de Fraquezas Materiais de 6 para 1 (Fechamento Contábil a ser eliminada até dez/18)

Redução de 80% das Deficiências Significativas de 2016 para 2017

Instalação do Comitê de Auditoria Estatutário

Avaliação independente de 200 Conselheiros e Diretores das Empresas Eletrobras.
Avaliação de 190 Conselheiros indicados em SPEs e Empresas Coligadas.

Investimentos PDNG 2018-2022

R$ milhões

Detalhamento	Orçado 2018	Realizado 2T18	Realizado 1S18	Realizado 1S 18 (%)	2019	2020	2021	2022	2018 - 2022
Empreendimentos Corporativos	**4.382**	**715**	**1.222**	**27,9%**	**3.094**	**2.490**	**2.205**	**2.068**	**14.239**
Geração	1.321	148	**257**	19,5%	968	1.055	938	874	5.157
Transmissão	2.367	283	**488**	20,6%	1.858	1.184	994	896	7.300
Infraestrutura e Outros	434	108	**194**	44,7%	268	251	273	297	1.523
Distribuição*	260	176	**283**	108,8%	0	0	0	0	260
Investimento em SPEs	**1.826**	**263**	**632**	**34,6%**	**688**	**677**	**898**	**1.428**	**5.517**
Geração	1.490	261	**604**	40,5%	389	639	891	1.428	4.837
Transmissão	336	2	**28**	8,3%	299	38	7	0	680
Total	**6.208**	**978**	**1.854**	**29,9%**	**3.782**	**3.168**	**3.103**	**3.496**	**19.756**

* Planejamento contempla apenas até março de 2018, devido à antiga expectativa de transferência de controle.

Esta apresentação pode conter estimativas e projeções. Vide Disclaimer.

Venda de participação em 71 SPEs

59 | **Geração 1.605MW**
(parques eólicos)

12 | **Transmissão 2.910 km**

Preço mínimo: R$ 3,1 bilhões

Leilão dividido em 18 lotes:
- 8 lotes Geração
- 10 lotes Transmissão

Previsão de realização: 27 de setembro de 2018



Esta apresentação pode conter estimativas e projeções. Vide Disclaimer.

Estrutura Futura

Fortalecer o foco em

Geração e Transmissão

Expectativa de

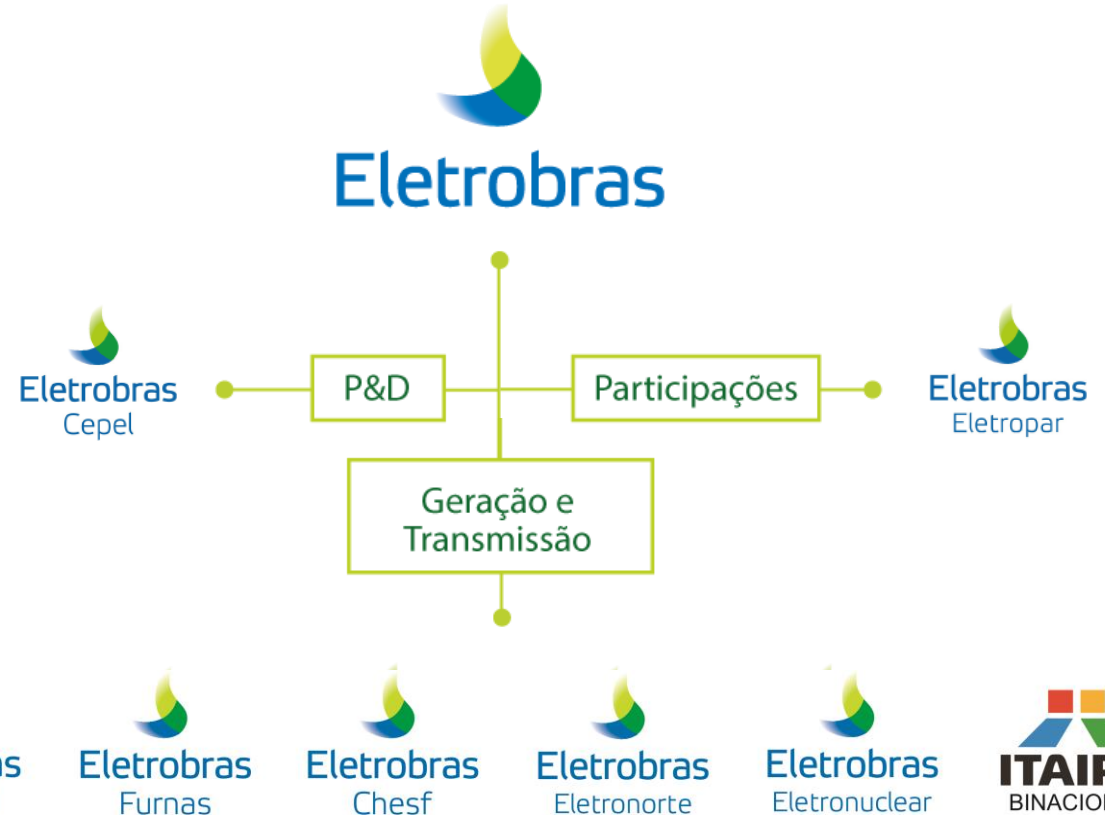
49,9 GW de capacidade instalada
até 2018

Manuntenção de

50 SPEs
estratégicas

Estrutura

enxuta



Empresas Eletrobras Atual

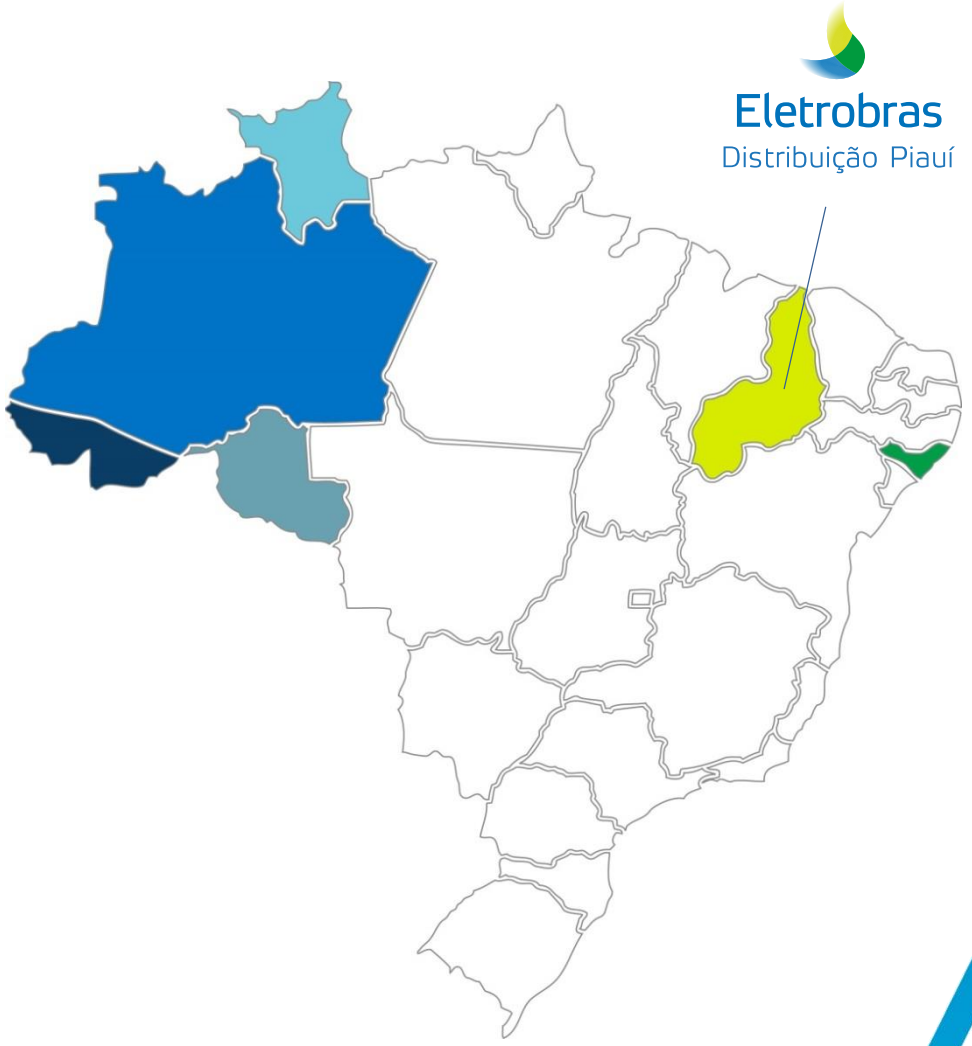
Segmento	Total de SPEs	Valor de livro (R$ milhões)
Geração	134	17.242
Transmissão	38	8.207
Serviços	3	69
Total	**175**	**25.518**

Empresas Eletrobras - Fim 2018

Segmento	Total de SPEs	Valor de livro (R$ milhões)
Geração	32	15.314
Transmissão	17	5.204
Serviços	1	3
Total	**50**	**20.522**

Esta apresentação pode conter estimativas e projeções. Vide Disclaimer.

Privatização da Cepisa



jul/2018

Leilão
Equatorial vencedora

8,52%
redução tarifária

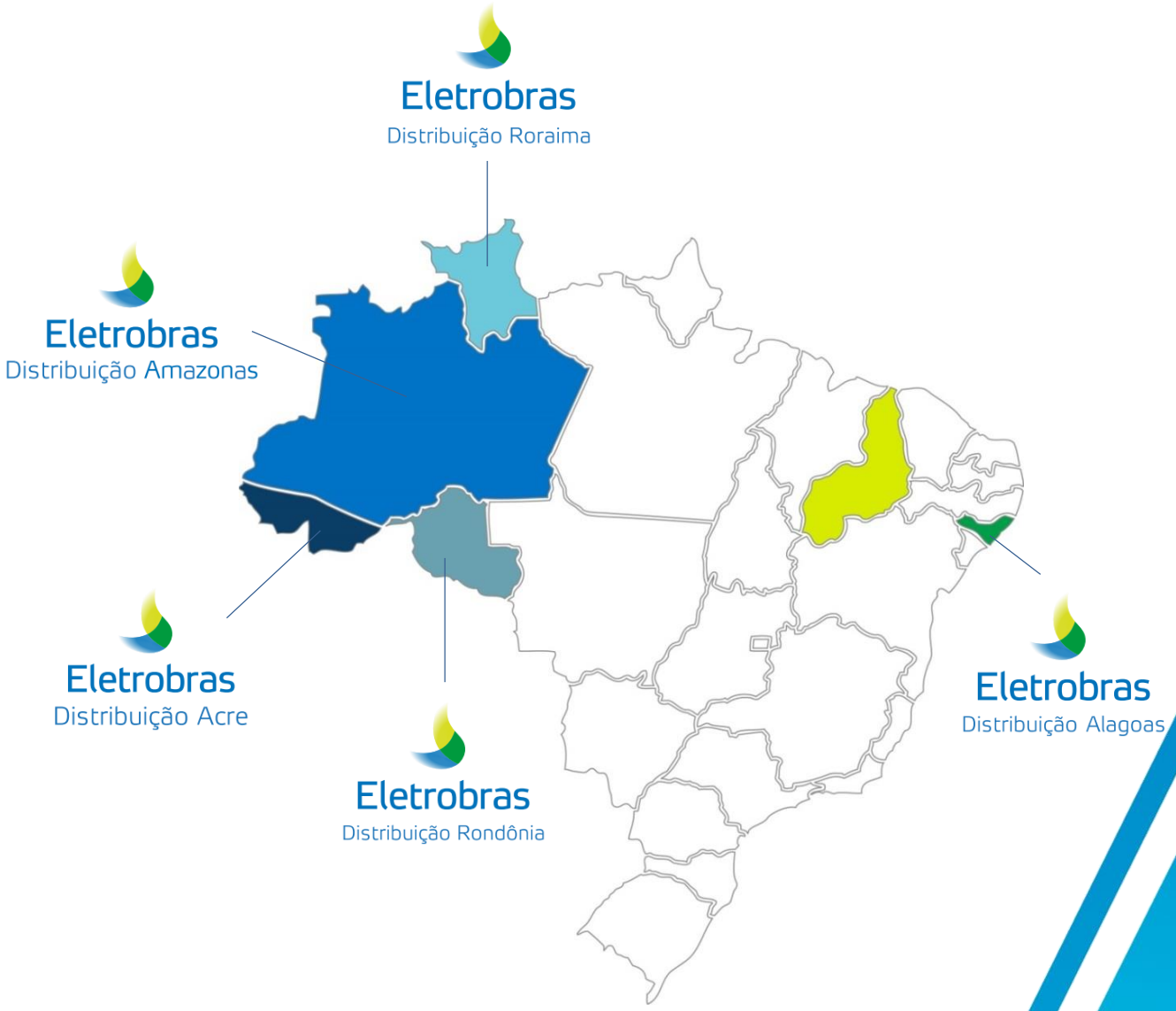
R$ 95 mi
outorga

até set/18

Homologação do resultado

até out/18

Aporte/assunção dívida Eletrobras
Assinatura do contrato
Aumento de capital novo concessionário
Assinatura do contrato de concessão



Privatização das demais Distribuidoras

23/ago/2018

Depósito de garantia

|

30/ago/2018 (Amazonas D – 26/09)

Leilão

|

até out/18

Homologação dos resultados

|

até nov/18

Aporte/assunção dívida Eletrobras
Assinatura do contrato
Aumento de capital novo concessionário
Assinatura do contrato de concessão

Distribuidoras da Eletrobras

	ED Piauí	ED Acre	ED Alagoas	ED Amazonas	ED Rondônia	ED Roraima
Valor de Bônus de Outorga (a cada 1% acima dos 100% do índice de deságio)	R$ 5 milhões x 19= **R$ 95 milhões**	R$ 1,5 milhão	R$ 1,5 milhão	R$ 15 milhões	R$ 5 milhões	R$ 1,5 milhão
% Capital Social e Votante adquirido	89,94%	90,26%	89,94%	90,00%	90,00%	90,00%
Valor (Equity Eletrobras)	R$ 45 mil	R$ 45 mil	R$ 45 mil	R$ 45 mil	R$ 45 mil	R$ 45 mil
Obrigação de Aporte de Capital	R$ 721 milhões	R$ 239 milhões	R$ 546 milhões	R$ 491 milhões	R$ 254 milhões	R$ 176 milhões
EV/BRR	2,8	2,2	3,2	3,1	2,3	2,9
	Vendida					
	119% Índice de deságio (flexibilização + outorga)					

Dívida assumida e aporte do novo controlador

Mercado	Valor do *Equity*	Dívida a ser assumida pela Eletrobras	Aporte do novo Controlador	Possibilidade de Participação de 30%	Dívida remanescente de RO
Eletrobras Distribuição Acre	-113.730	R$ 114 milhões	R$ 239 milhões	102.345	262.255
Eletrobras Distribuição Amazonas	-8.911.817	R$ 8.911 milhões	R$ 491 milhões	210.587	1.528.191
Eletrobras Distribuição Rondônia	-1.832.880	R$ 1.833 milhões	R$ 241 milhões	108.790	806.440
Eletrobras Distribuição Roraima	-342.070	R$ 342 milhões	R$ 176 milhões	75.428	73.296
Eletrobras Distribuição Alagoas	385.801	R$ 0,050 milhões	R$ 546 milhões	233.902	1.287.533
Eletrobras Distribuição Piauí	283.421	R$ 0,050 milhões	R$ 721 milhões	308.964	1.063.288
Total		**R$ 11,2 bilhões**	**R$ 2,4 bilhões**	**R$ 1,04 bilhão**	**R$ 5,0 bilhões**

R$ 11,2 bilhões

dívida que a Eletrobras está assumindo

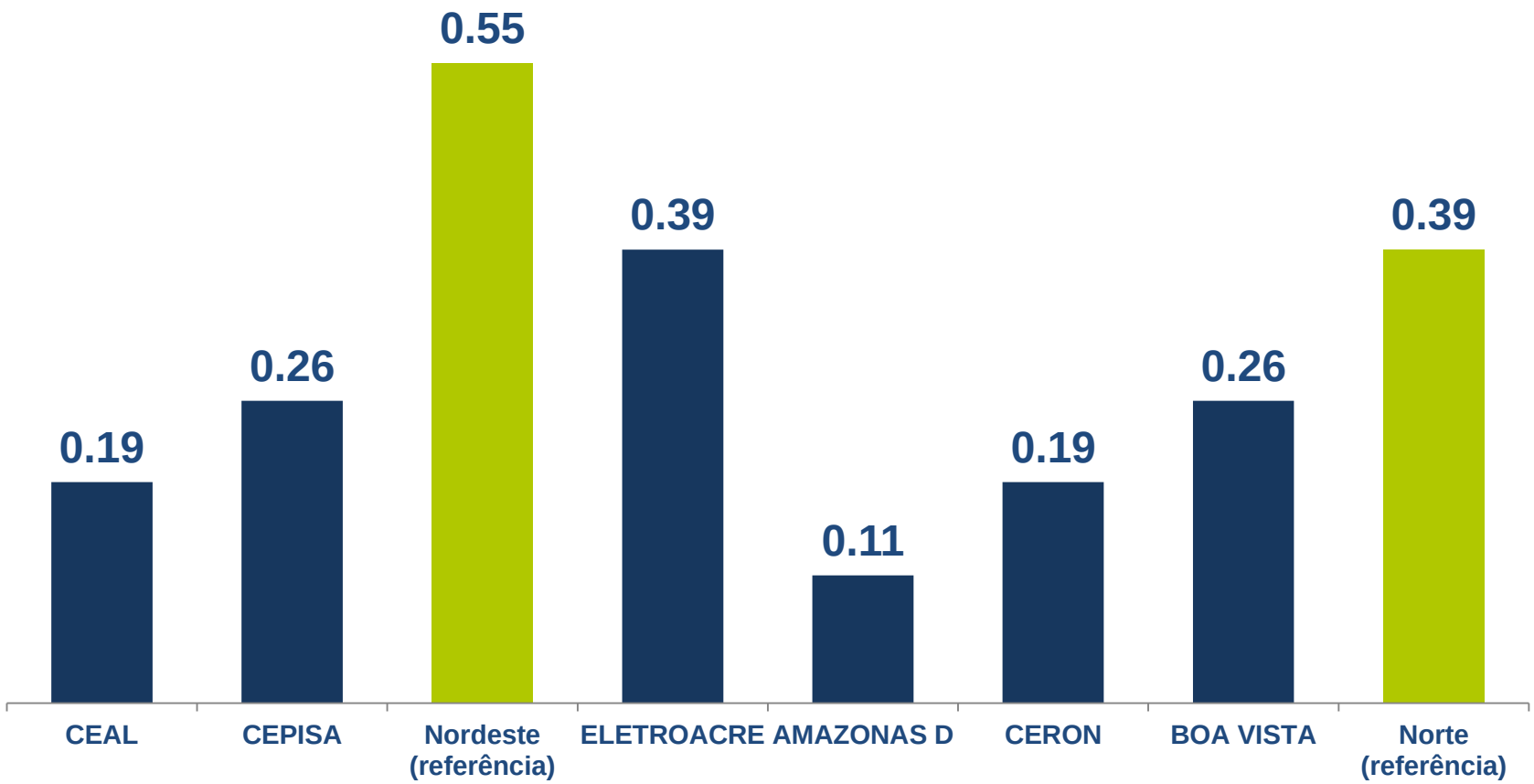
com a possibilidade de assumir até

30%

do capital social das empresas, reduzindo ainda mais o endividamento

Base de remuneração

(R$ mil)/Energia Fornecida (MWh)



As empresas referência apresentam BRRs maiores por unidade de energia vendida, caracterizando oportunidade de remuneração por investimento adicional.

Ações de investigação

Os resultados dos procedimentos de investigação independente foram apresentados ao **Conselho de Administração** pelo escritório Hogan Lovells. Esta etapa dos serviços contratados foi concluída em maio de 2018, com a aprovação da **Comissão Independente para Gestão de Investigação ("GICI")**.

O DOJ **declinou** de processar a Eletrobras por questões envolvendo a lei norte-americana anticorrupção (FCPA). **O DOJ não aplicou sanção, não impôs condições, nem determinou a indicação de monitor.**

O contrato com o escritório Hogan Lovells **ainda permanece vigente**, visando à resolução do processo em curso junto à SEC.

Wilson Ferreira Junior
+55 21 2514-6001
pr@eletrobras.com

Eletrobras

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA