



Teleconferência de Resultados

1º Trimestre de 2015

Destques

OPERACIONAIS

- ▶ Consumo de energia na distribuidora cresce 0,6% entre 1T14 e 1T15;
- ▶ Perdas não-técnicas (12 meses): 39,88%, redução de 1,0 p.p. comparado com dez/14 e queda de 2,5 p.p. comparado com mar/14;
- ▶ Taxa de arrecadação de 90,0% no 1T15;
- ▶ PCLD de 1,2% do faturamento no 1T15, comparada a 1,7% em 1T14';
- ▶ DEC e FEC (12 meses) melhoram 15% e 12% em comparação com mar/14;

FINANCEIROS

- ▶ Receita líquida, desconsiderando a receita de construção, cresceu 40,3% em relação a 1T14, totalizando R\$ 2.972,7 milhões; a receita líquida sem construção e sem CVA no trimestre seria R\$ 2.644,6 milhões, aumento de 15,9% em relação ao mesmo trimestre de 2014;
- ▶ EBITDA consolidado do 1T15 foi de R\$ 494,4 milhões, 9,2% e 13,7% acima do EBITDA reportado e do EBITDA ajustado no 1T14, respectivamente;
- ▶ Lucro líquido de R\$ 128,5 milhões no 1T15, 28,8% abaixo do 1T14;
- ▶ Dívida Líquida consolidada de R\$ 6.298,8 milhões, 3,7% acima ao trimestre anterior;

CONTÁBEIS

- ▶ Conta ACR (Liquidações de nov/14 e dez/14): R\$ 545,0 milhões;
- ▶ Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária – CCRBT (jan/15 e fev/15): R\$ 88,4 milhões.

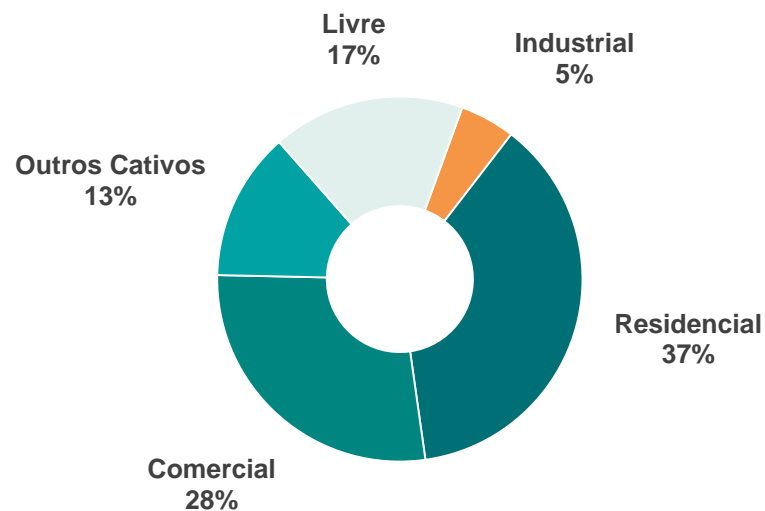
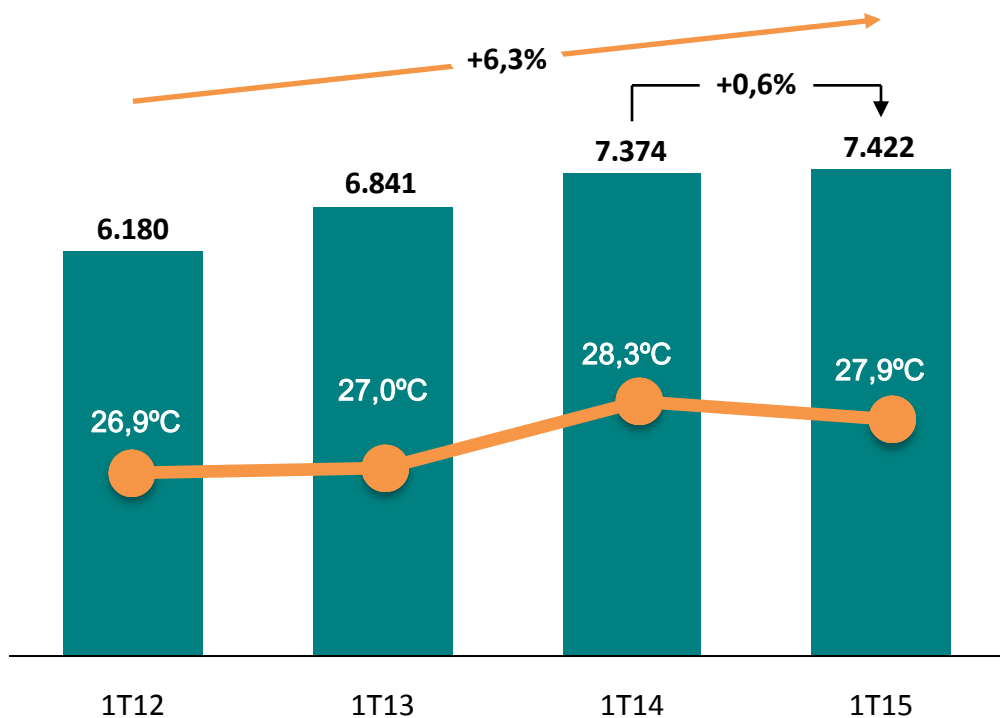
GERAÇÃO

- ▶ Participação no Leilão A-5: Consórcio Light (51%) e Cemig (49%) venceu a concessão da UHE Itaocara I, com capacidade instalada de 150 MW ao preço de R\$ 154,99/MWh
- ▶ Acordo de contribuição de ativos da Renova Energia (336,2 MW)

Consumo de Energia

Distribuição – 1T15

MERCADO TOTAL (GWh) ¹

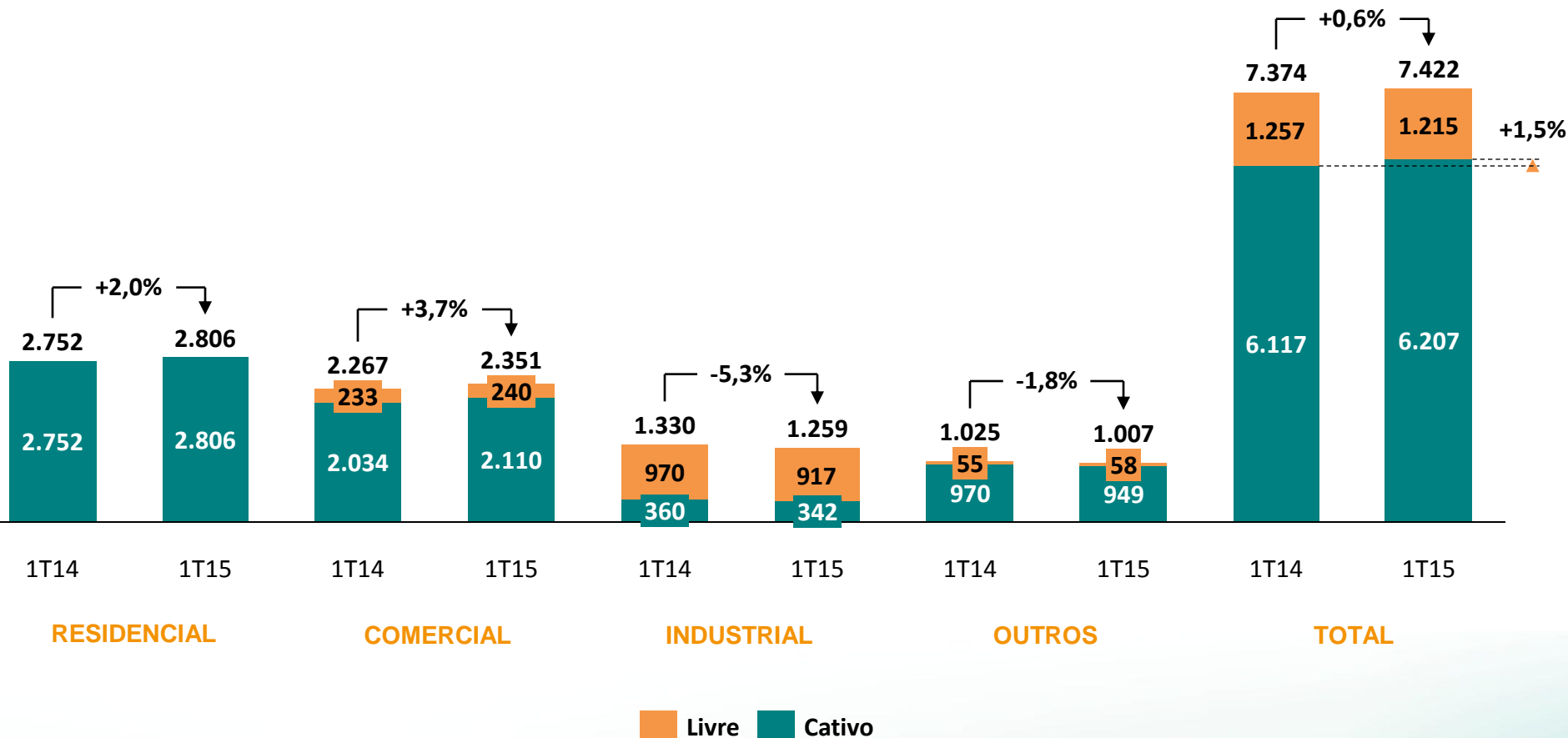


¹Nota: Em razão de preservar a comparabilidade com o mercado homologado pela Aneel no processo de Revisão Tarifária, a energia consumida pela CSN voltou a ser considerada.

MERCADO TOTAL

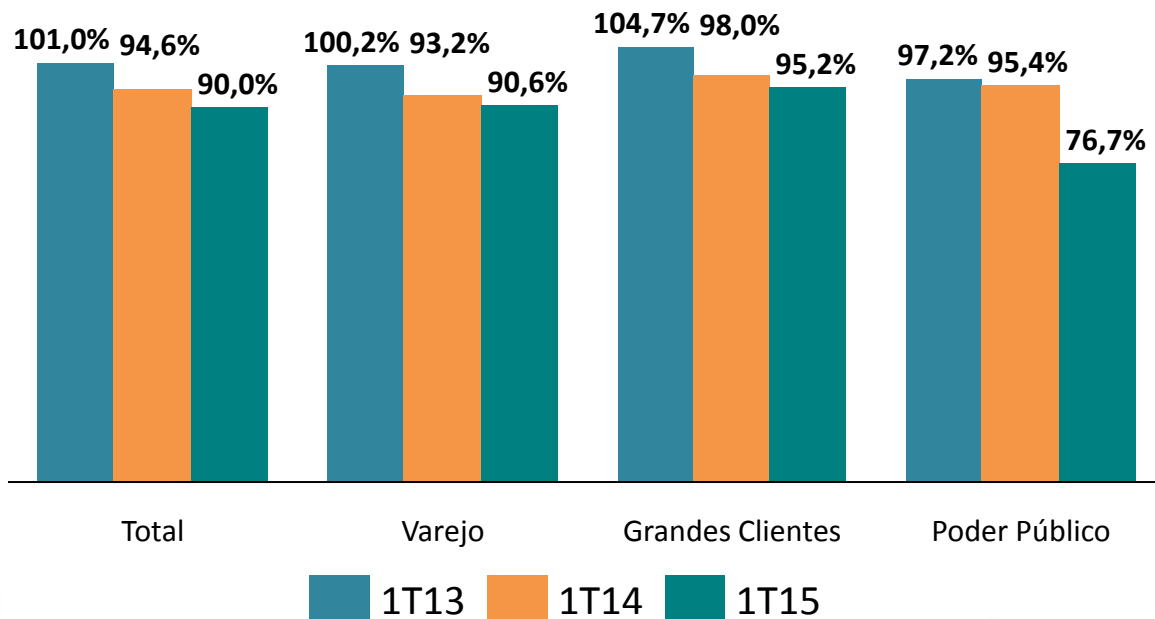
Consumo de Energia Elétrica (GWh)

Mercado Total - 1T15

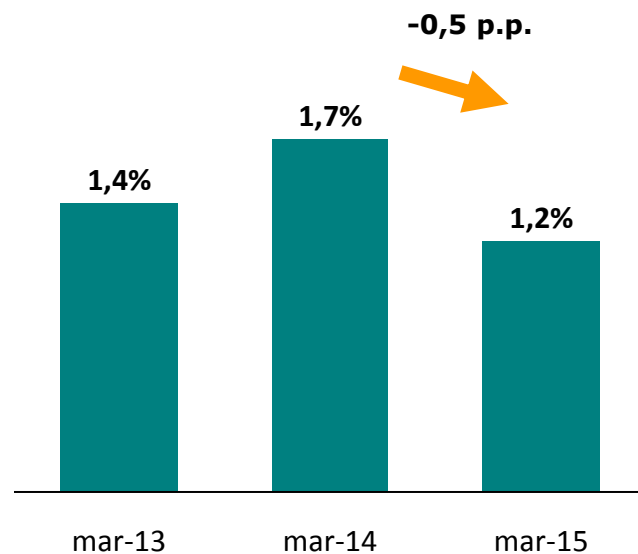


Arrecadação

TAXA DE ARRECADAÇÃO POR SEGMENTO
Trimestre



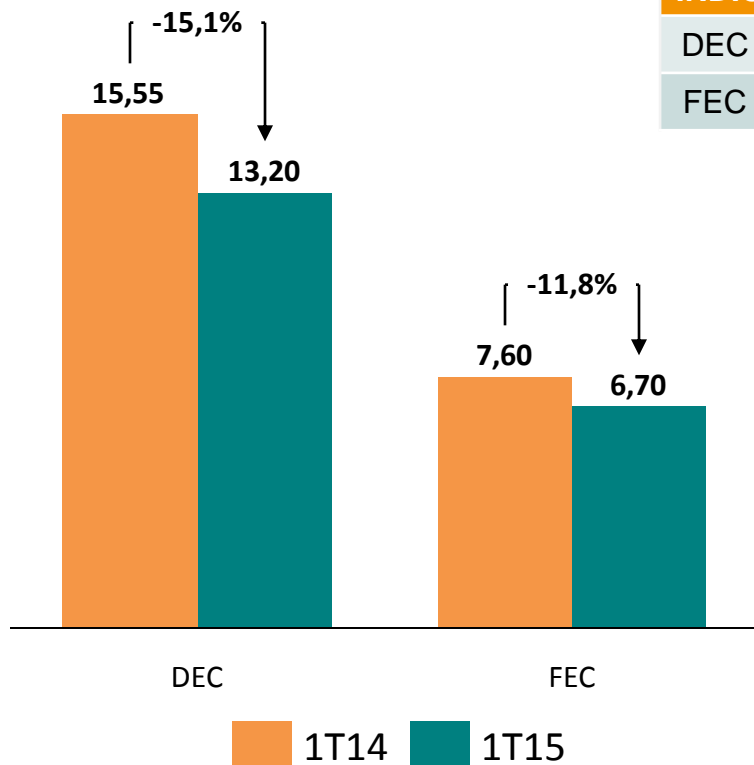
PCLD/ROB
FORNECIMENTO FATURADO – 12 meses



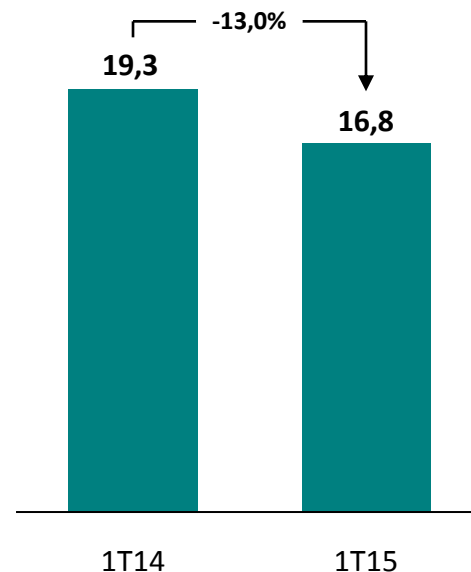
Indicadores de Qualidade

DEC e FEC - 12 Meses

INDICADOR	META Regulatória
DEC Global	8,96
FEC Global	6,84

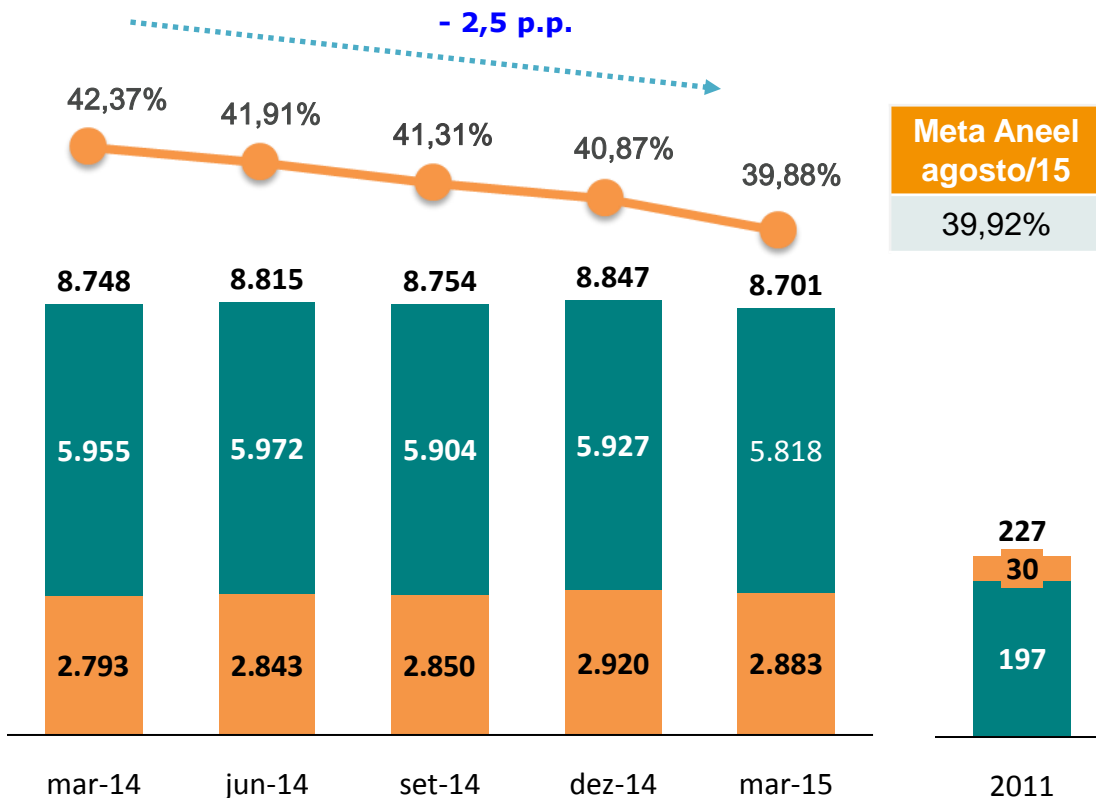


Compensação DIC/FIC (R\$MM)

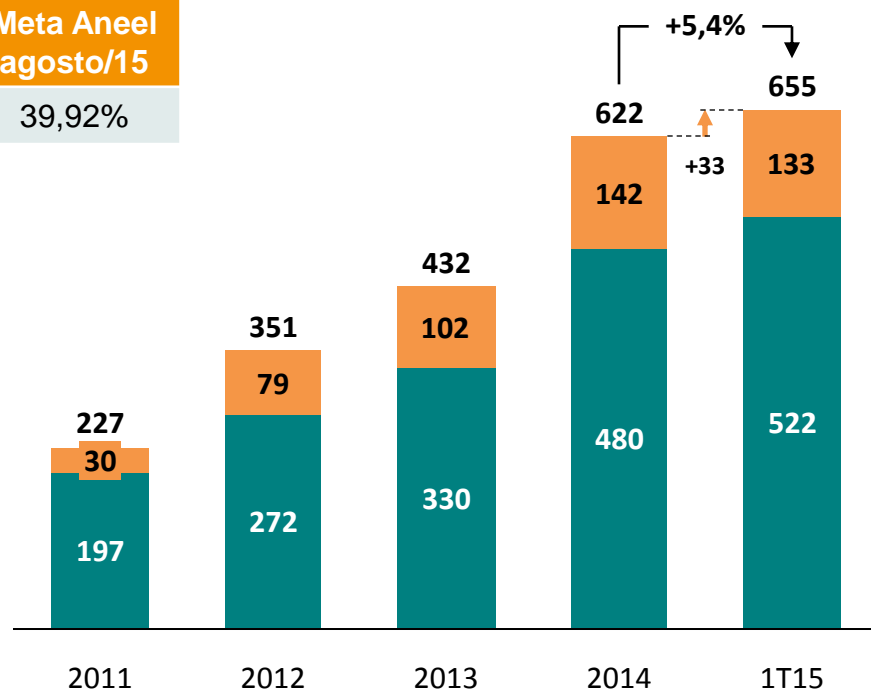


Combate às Perdas

EVOLUÇÃO DAS PERDAS (12 Meses)



MEDIDORES ELETRÔNICOS INSTALADOS (Unidades Mil)



Perda Não Técnica GWh Perda Técnica GWh

% Perda Não Técnica/Mercado BT faturado

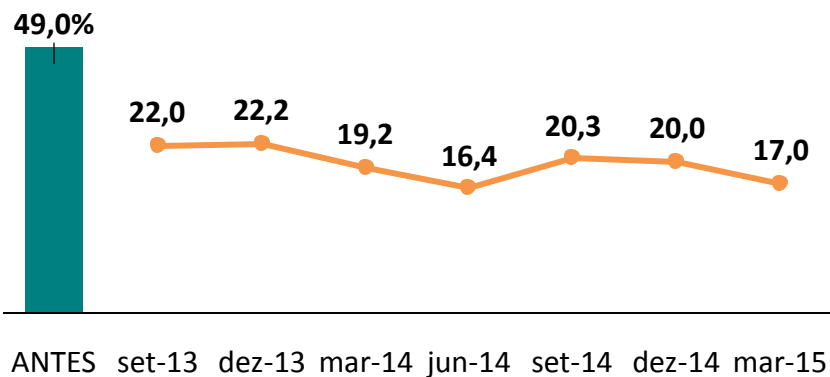
Comunidades

Fora de comunidades

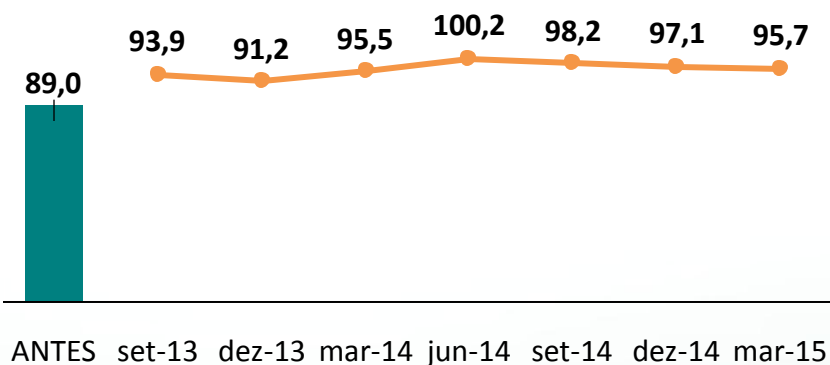
Resultados de Combate a Perdas nas APZs

Até dezembro, o programa cobria 661 mil clientes em 37 APZs, das quais 27 possuem resultados apurados:

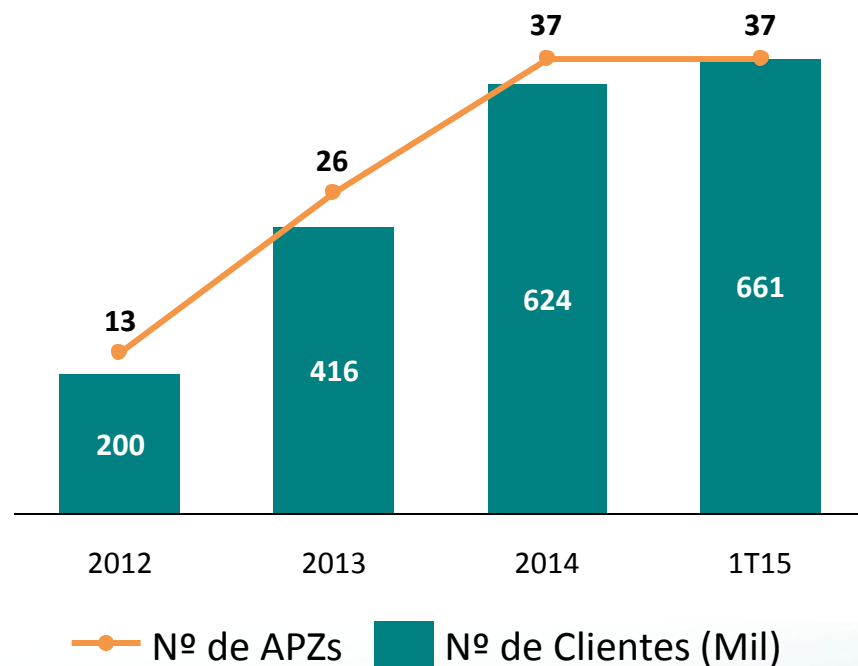
Perdas nas APZs



Taxa de Arrecadação das APZs



EVOLUÇÃO DAS APZs



Resultados de Combate a Perdas nas APZ

Localidade	Ano de Implementação	Número de clientes	Perdas Não Técnicas/Carga Fio *		Arrecadação		Área de UPP
			Antes	Atual	Antes	Atual	
Curicica	2010	13.534	38%	9%	95%	96%	N
Realengo/Batan	2010/2013	28.002	38%	10%	94%	97%	N/S
Cosmos 1	2012	22.328	49%	9%	92%	96%	N
Cosmos 2	2012	20.470	46%	9%	92%	101%	N
Sepetiba	2012	21.253	57%	31%	88%	95%	N
Caxias 1 e 2	2012	14.702	59%	37%	83%	93%	N
Belford Roxo 1 e 2	2013	22.213	63%	24%	88%	96%	N
Vigário Geral	2012	18.211	35%	9%	94%	95%	N
Caxias 3	2013	17.812	43%	13%	96%	95%	N
Nova Iguaçu 1	2013	20.472	49%	24%	90%	97%	N
Nova Iguaçu 2	2013	22.510	46%	15%	88%	96%	N
Nilópolis	2013	11.340	42%	20%	90%	95%	N
Mesquita + Nilópolis Convencional	2010	20.129	51%	15%	84%	97%	N
Ricardo de Albuquerque	2013	26.386	35%	7%	94%	95%	N
Cabritos/Tabajaras/Chapéu Mangueira/Babilônia/Santa Marta	2012	8.833	51%	31%	62%	96%	S
Coelho da Rocha	2013	19.851	68%	11%	92%	97%	N
Caxias 4	2013	20.245	41%	13%	90%	97%	N
Cidade de Deus	2011	20.596	52%	29%	84%	91%	S
Tomazinho	2013	12.789	43%	11%	87%	97%	N
Formiga/Borel/Macaco/Salgueiro/Andaraí	2012	18.449	51%	17%	50%	92%	S
Monte Líbano	2014	11.509	36%	8%	92%	97%	N
Caxias 5	2014	22.833	49%	18%	94%	94%	N
Cordovil	2014	12.762	28%	12%	93%	94%	N
Éden	2014	18.034	55%	12%	86%	95%	N
Alemão	2014	13.329	63%	25%	91%	92%	S
Rio das Pedras	2014	16.569	83%	54%	75%	89%	N
Total		475.161	49%	17%	89%	96%	

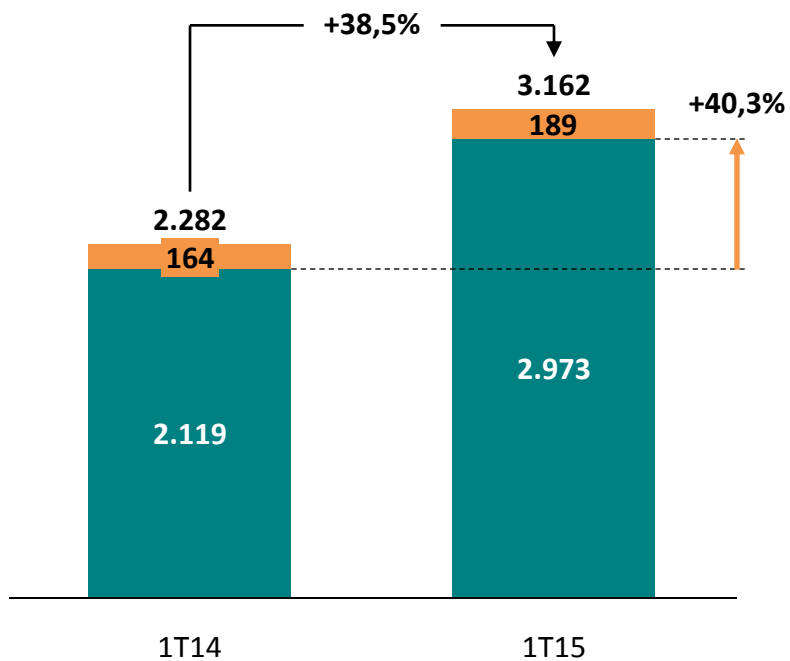
* O indicador reflete os resultados acumulados até Mar/14 a partir do início da implementação de cada APZ.



Legenda: N = Não / S = Sim.

- 10 APZ's em fase de implementação e ainda sem resultados contabilizados, totalizando 155 mil clientes.

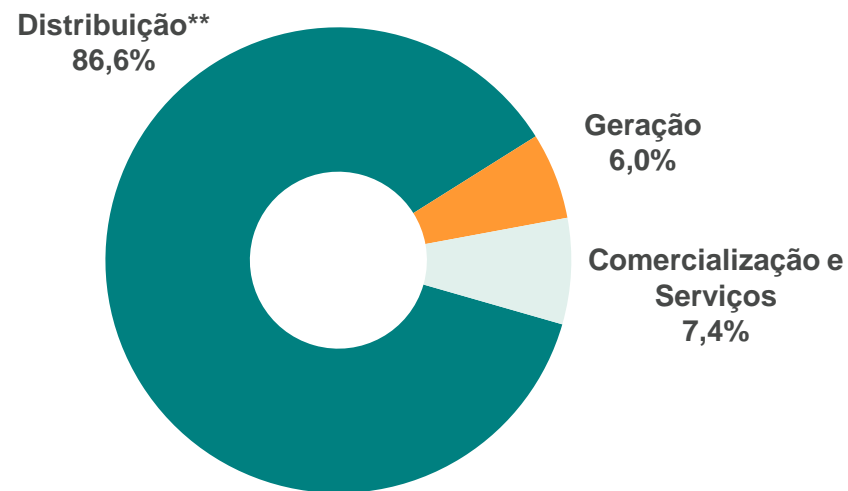
Receita Líquida

RECEITA LÍQUIDA (R\$MM)



 Receita de Construção
 Receita s/ construção

RECEITA LÍQUIDA POR SEGMENTO (1T15)*
R\$ MM

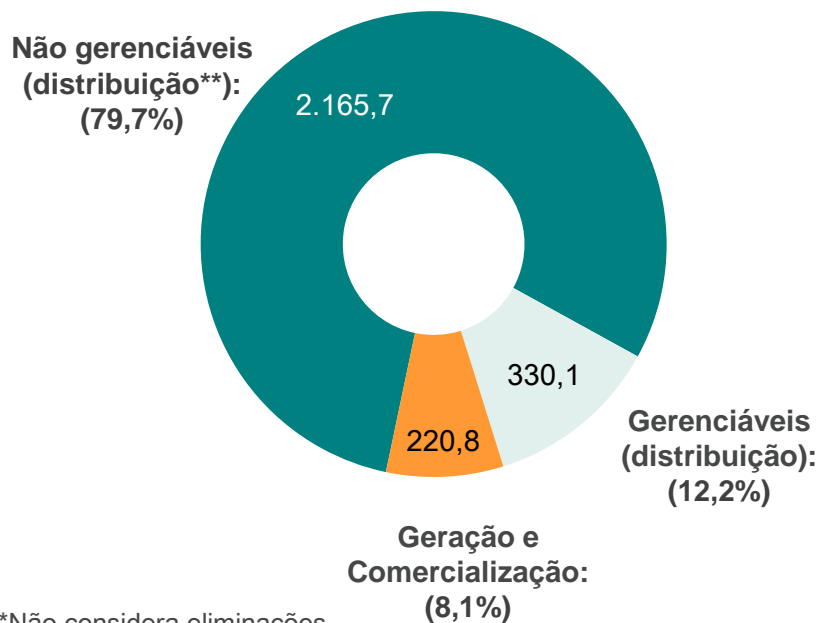


* Não considera eliminações

** Não considera Receita de Construção

Custos e Despesas Operacionais

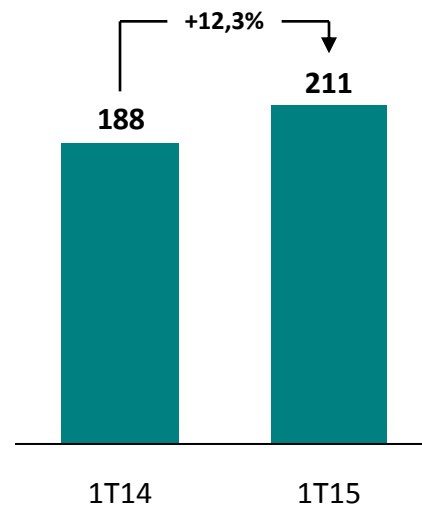
CUSTOS (R\$MM)*
1T15



*Não considera eliminações

** Não considera custo de construção

PMSO DA DISTRIBUIDORA (R\$MM)

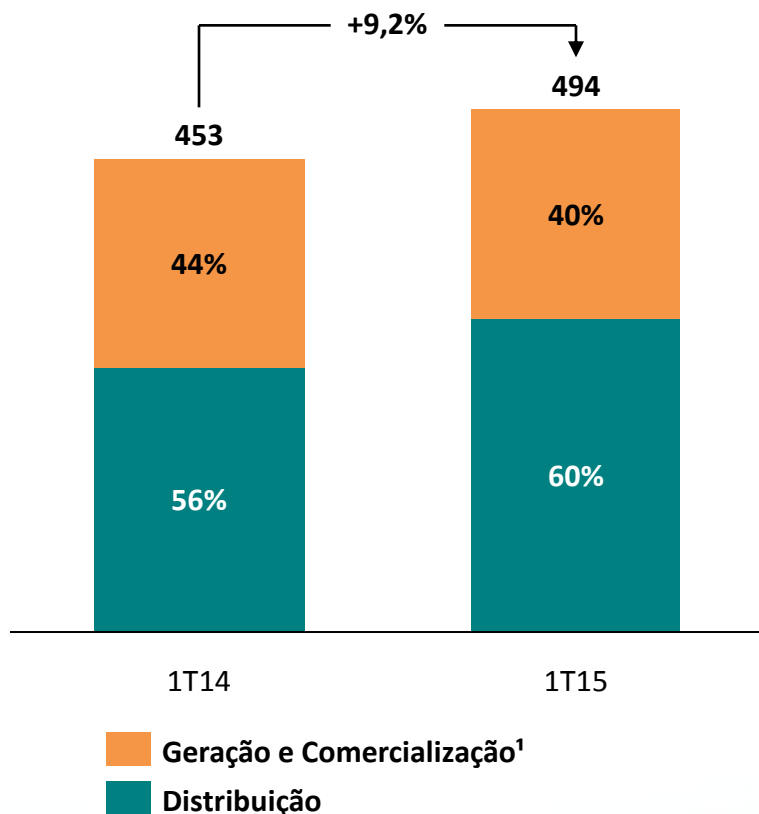


R\$ MM	1T14	1T15	Var.
PMSO	(187,8)	(210,9)	12,3%
Provisões	(65,3)	(10,3)	-84,2%
PCLD	(25,3)	(24,2)	-4,3%
Contingências	(40,0)	13,9	-
Depreciação e Amortização	(85,4)	(97,2)	13,8%
Outras Rec./Disp. Operacionais	(12,1)	(11,7)	-3,3%
Total	(350,6)	(330,1)	-5,8%

EBITDA

EBITDA POR SEGMENTO (R\$MM)

EBITDA - POR SEGMENTO

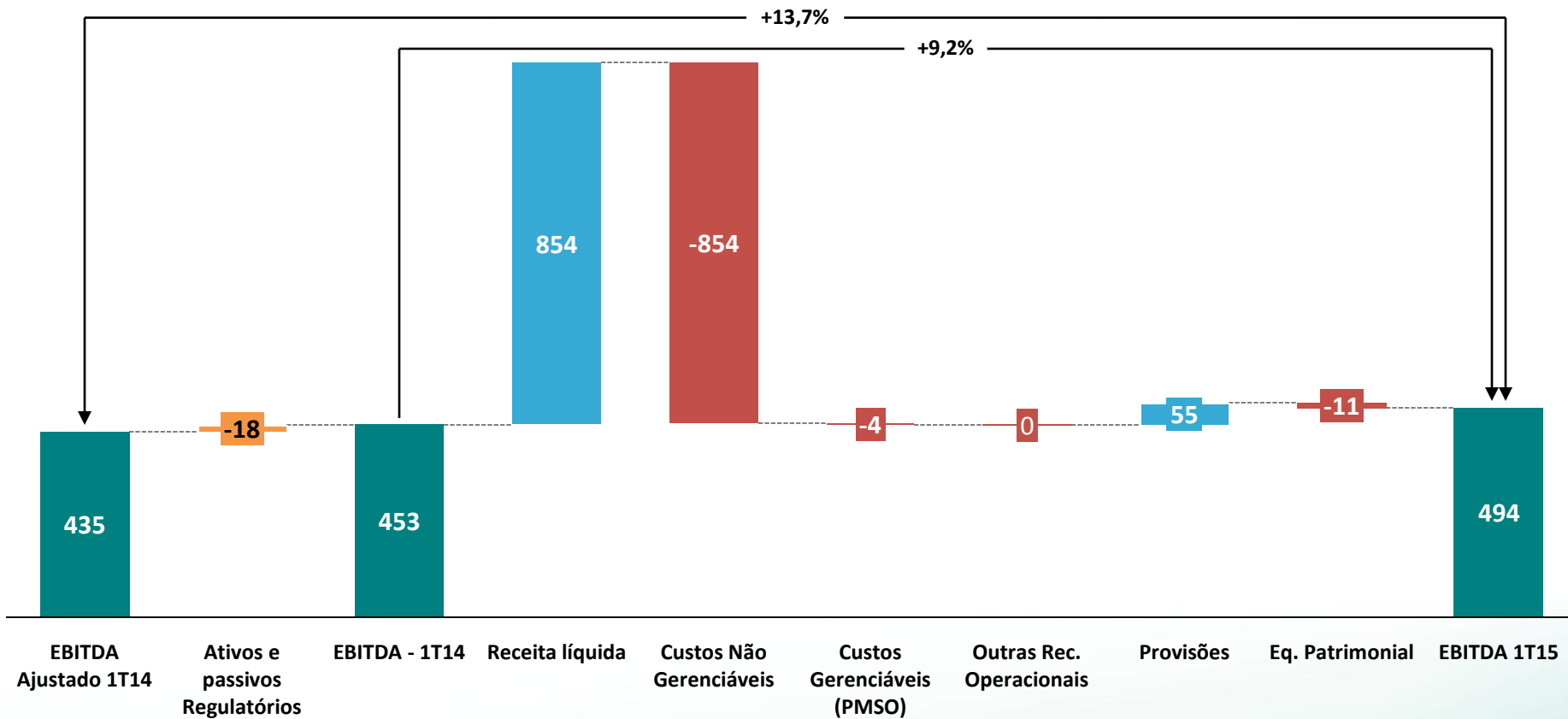


EBITDA Consolidado (R\$ MM)	1T14	1T15
Distribuição	254,8	300,2
<i>Margem EBITDA (%)</i>	14,6%	11,1%
Geração	182,8	162,2
<i>Margem EBITDA (%)</i>	86,5%	86,7%
Comerc. e Serviços	17,5	40,2
<i>Margem EBITDA (%)</i>	6,0%	17,5%
Outros e eliminações	(2,2)	(8,2)
Total Reportado	452,9	494,4
Margem EBITDA (%)	21,4%	16,6%

¹ Percentuais não considera as eliminações.

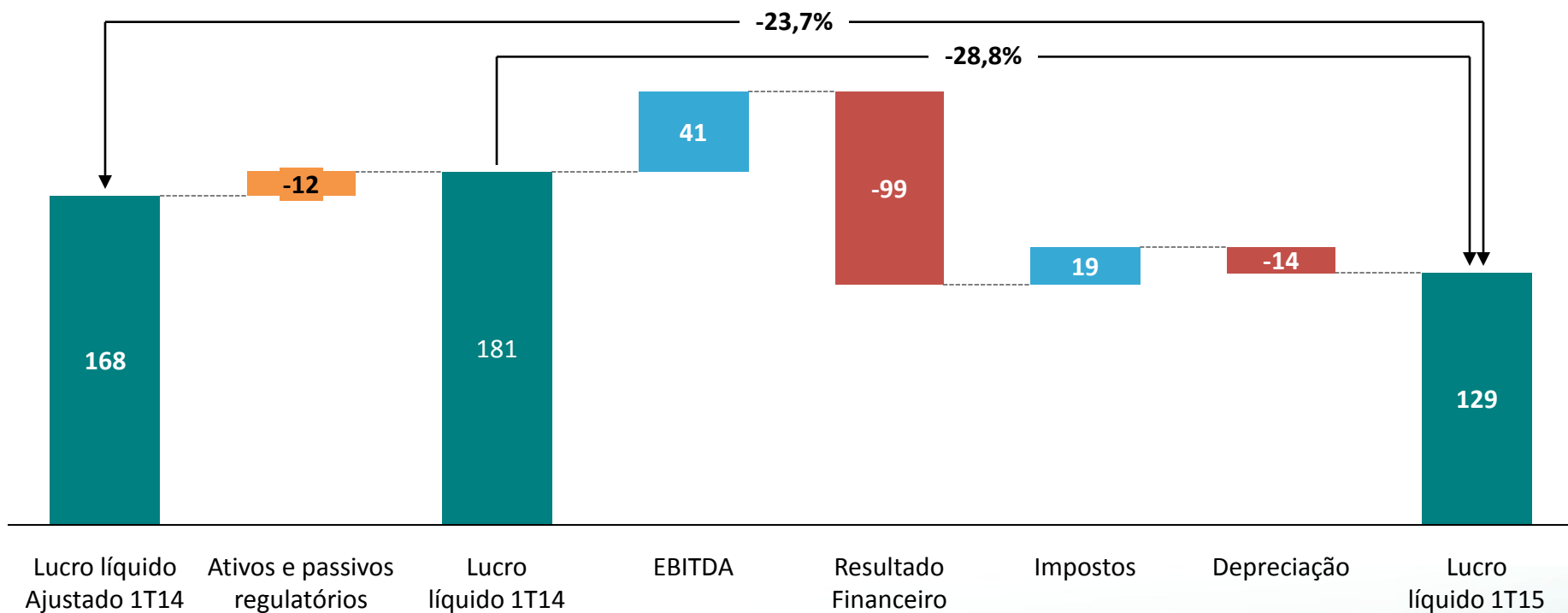
EBITDA

EBITDA e EBITDA Ajustado
1T14 / 1T15 - R\$ Milhões

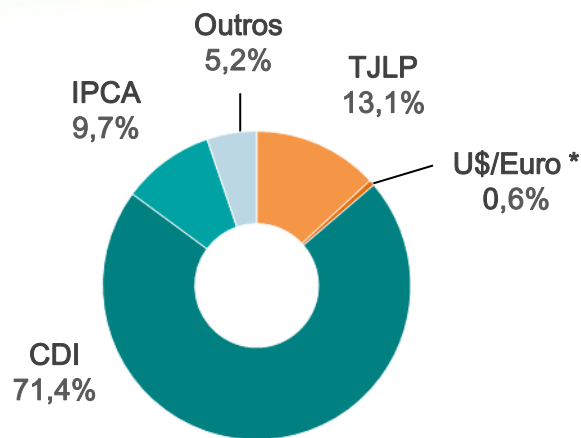


Lucro Líquido 1T15

LUCRO LÍQUIDO AJUSTADO
1T14 / 1T15 (R\$ MM)



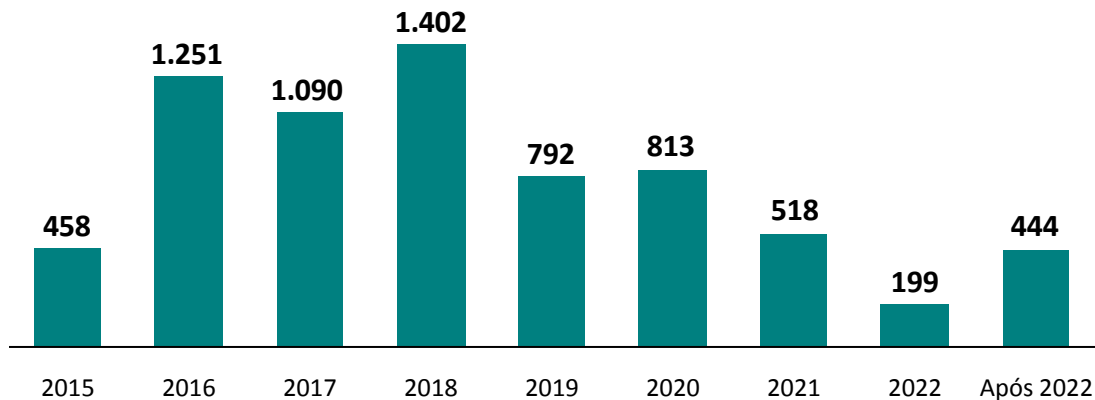
Endividamento



* Montante sem Hedge

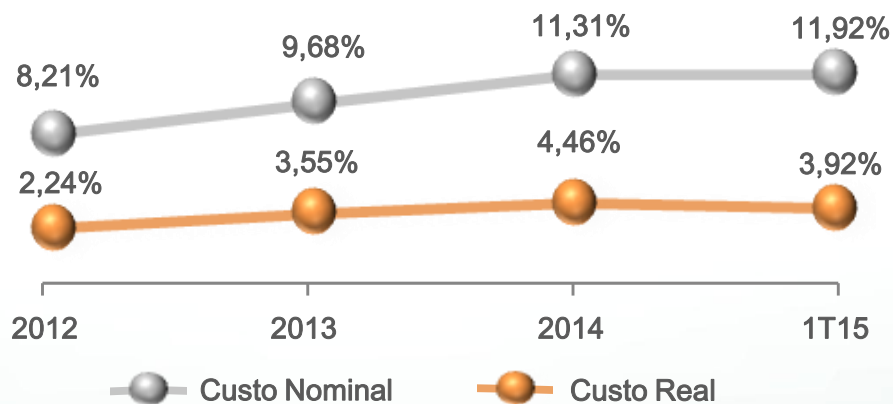
AMORTIZAÇÃO* (R\$ MM)

Prazo médio: 4,4 anos

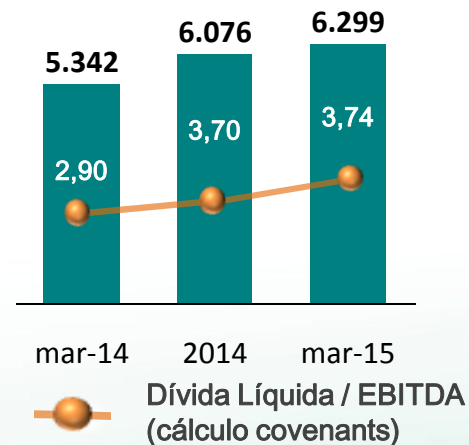


* Somente principal

EVOLUÇÃO DO CUSTO DA DÍVIDA



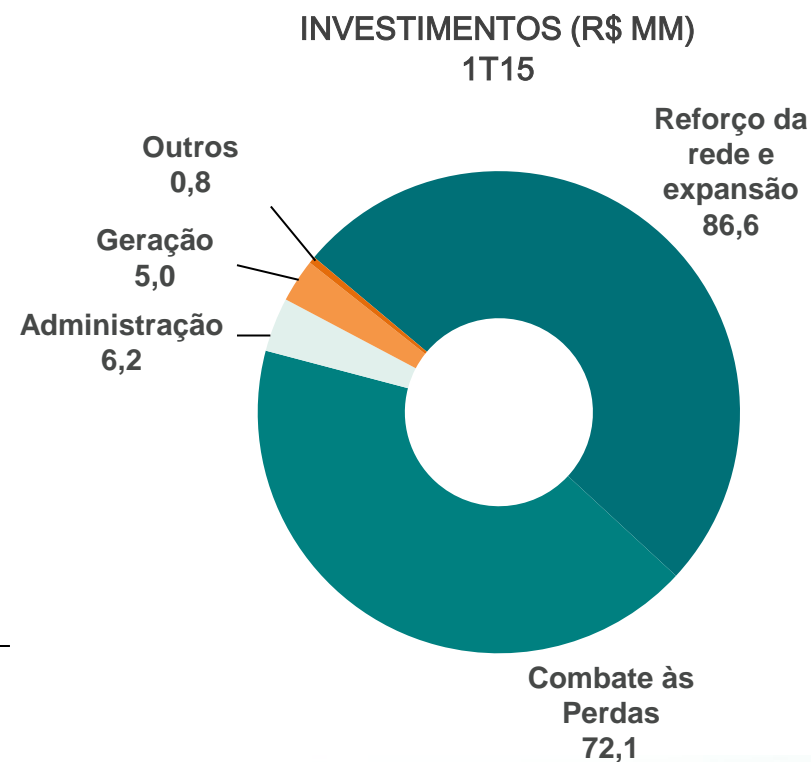
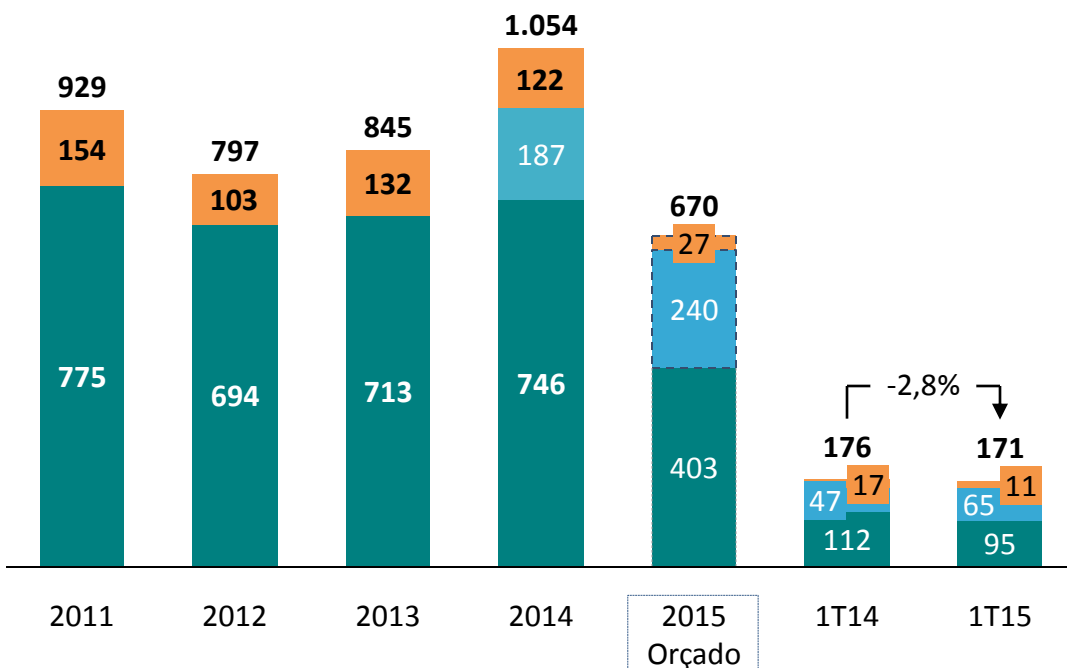
DÍVIDA LÍQUIDA



Dívida Líquida / EBITDA (cálculo covenants)

Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MM)



- Demais Investimentos
- Obrigações Especiais - Perdas
- Investimentos em Ativos Elétricos (Distribuição)

Leilão A-5: UHE Itaocara

Consórcio Light (51%) e Cemig (49%) recuperam a concessão do projeto

Características do projeto:

- ✓ Localização: Rio Paraíba do Sul
- ✓ Capacidade Instalada: 150 MW
- ✓ Garantia Física: 93,4 MWmédios
- ✓ Licença de Instalação já emitida
- ✓ Investimento: R\$ 1 bilhão (100%)
- ✓ Estrutura de capital:
 - Equity: 30%
 - Debt: BNDES 40% / Debêntures 30%
- ✓ Entrada em Operação: 2T2018
 - Venda da energia antecipadamente
- ✓ Projeto não é consolidado no BP das consorciadas (sem impacto nos *covenants*)

Leilão A-5:

- ✓ Energia Comercializada: 89,20 MWmédios
- ✓ Preço de venda no ACR: R\$ 154,99/MWh
- ✓ Início CCEAR: jan/2020
- ✓ Período CCEAR: 30 anos



Aviso Importante

Esta apresentação 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 Companhia de acordo com a sua experiência e o ambiente econômico e nas condições de mercado e nos eventos futuros esperados, muitos dos quais estão fora do controle da Companhia. 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 Companhia, 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, entre outros. Em razão desses fatores, os resultados reais da Companhia 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 Companhia 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 sobre 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 Companhia. 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.

Contatos

João Batista Zolini Carneiro

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Mariana da Silva Rocha

Gerente de Relações com Investidores

+ 55 21 2211 2814

mariana.rocha@light.com.br