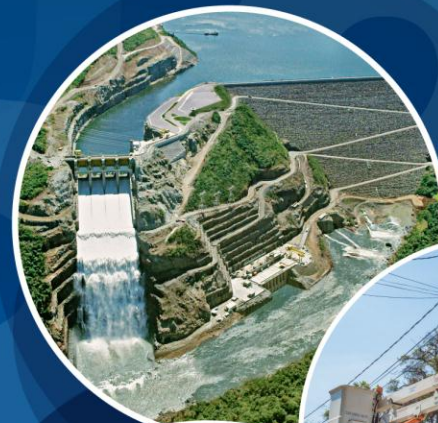


Resultados 1T15



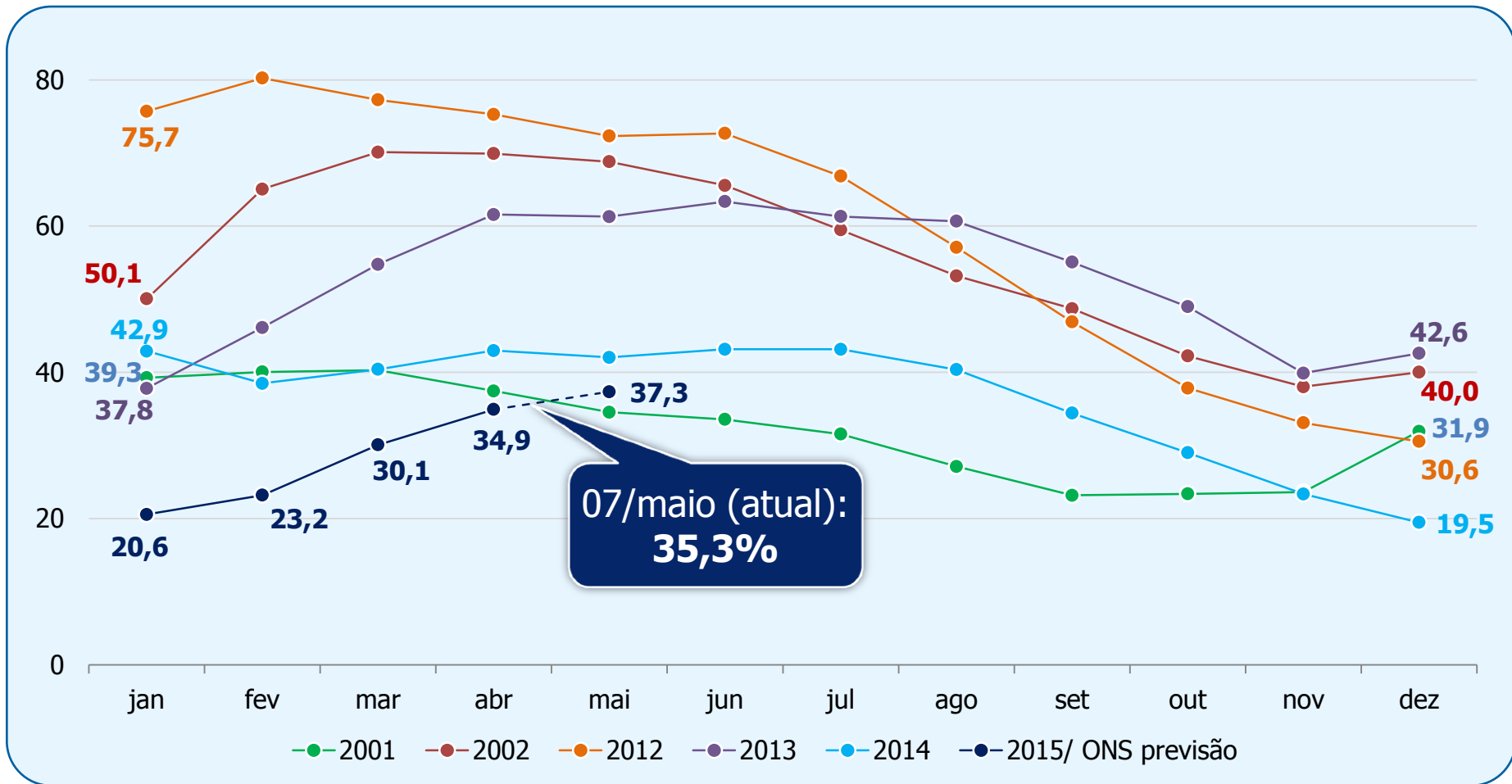
Esta apresentação pode incluir declarações que representem expectativas sobre eventos ou resultados futuros de acordo com a regulamentação de valores mobiliários brasileira e internacional. Essas declarações estão baseadas em certas suposições e análises feitas pela Companhia de acordo com a sua experiência e o ambiente econômico, as condições de mercado e os 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.

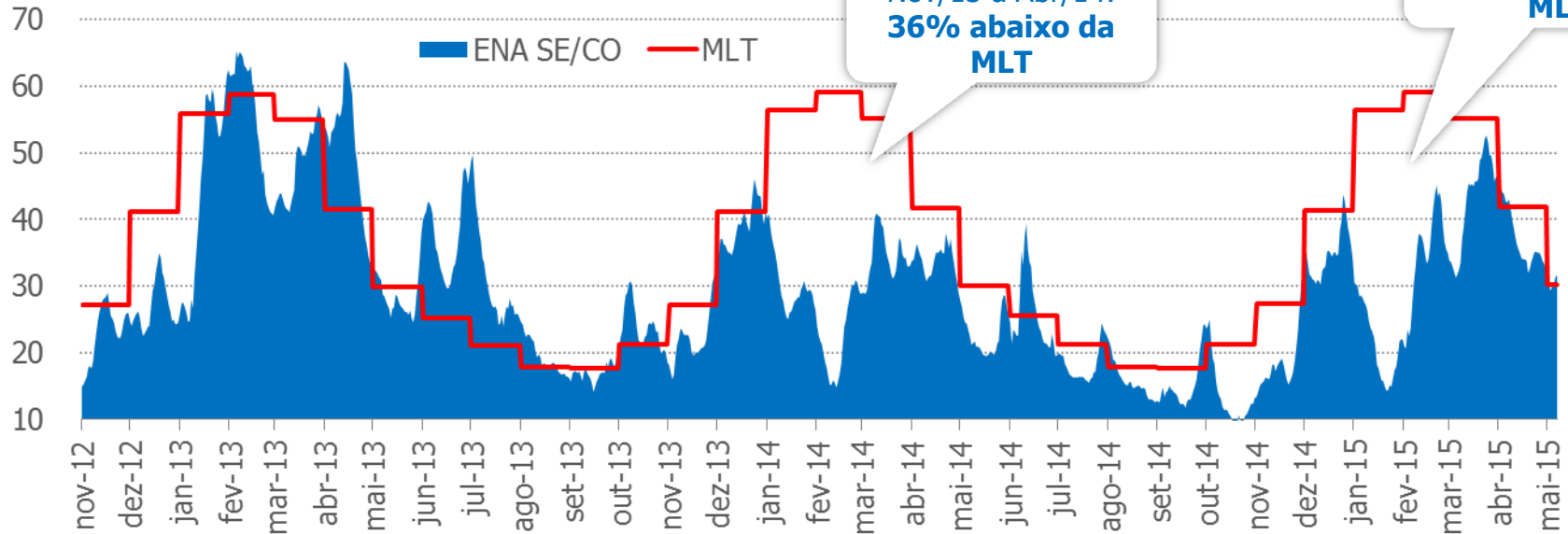
Este material inclui declarações sobre eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas, as quais baseiam-se nas atuais expectativas e projeções sobre eventos futuros e tendências que podem afetar os negócios da Companhia.

Essas declarações podem incluir projeções de crescimento econômico, demanda, 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.

► Nível de reservatórios no SIN | %



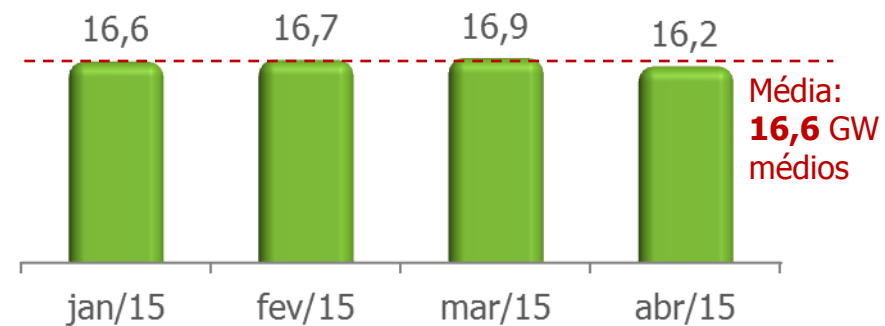
▶ Energia Natural Afluyente | SE/CO | GW médios



▶ ENA em 2014 e 2015 | % MLT

	2014	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai ¹
SE/CO	68%	39%	59%	78%	89%	100%
Sul	144%	215%	140%	114%	106%	107%
SIN	81%	54%	61%	73%	84%	97%

▶ Despacho de usinas térmicas | GW médios

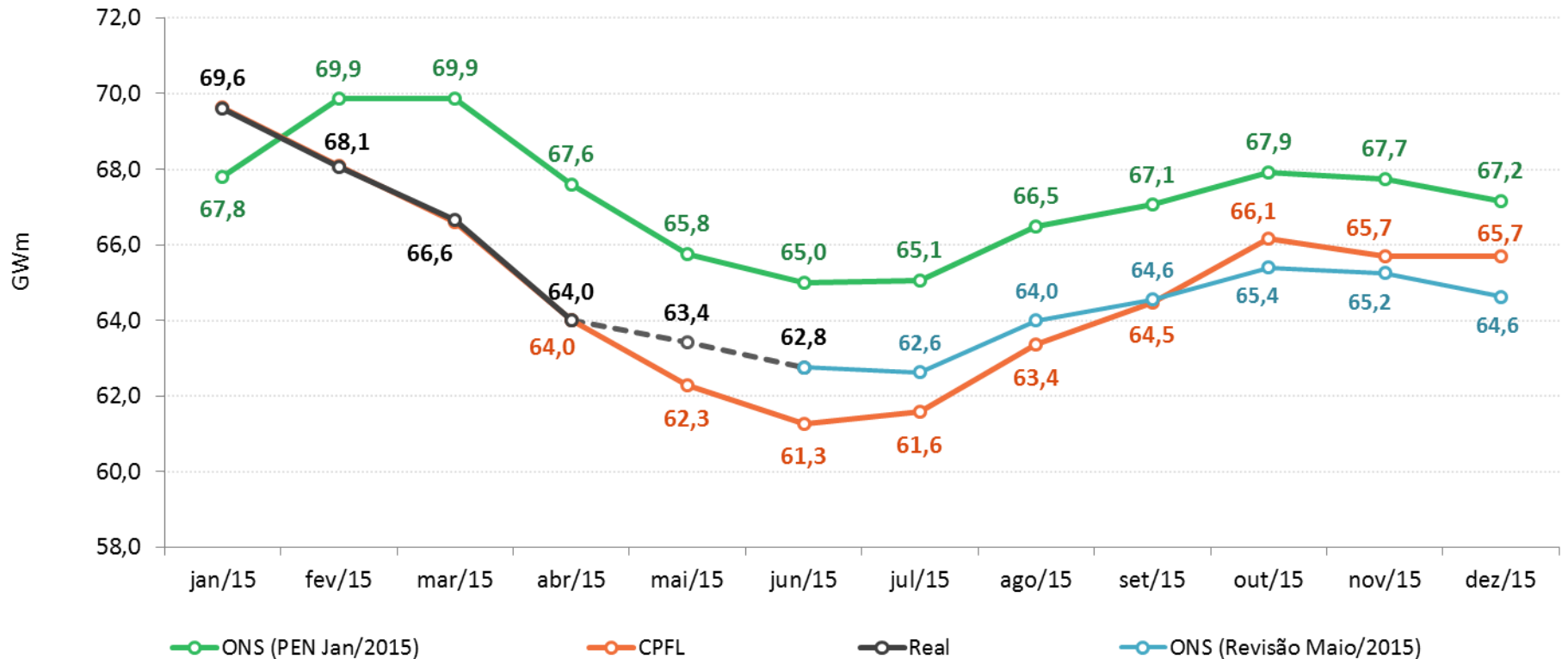


1) Previsão ONS para o mês de Maio – RV1

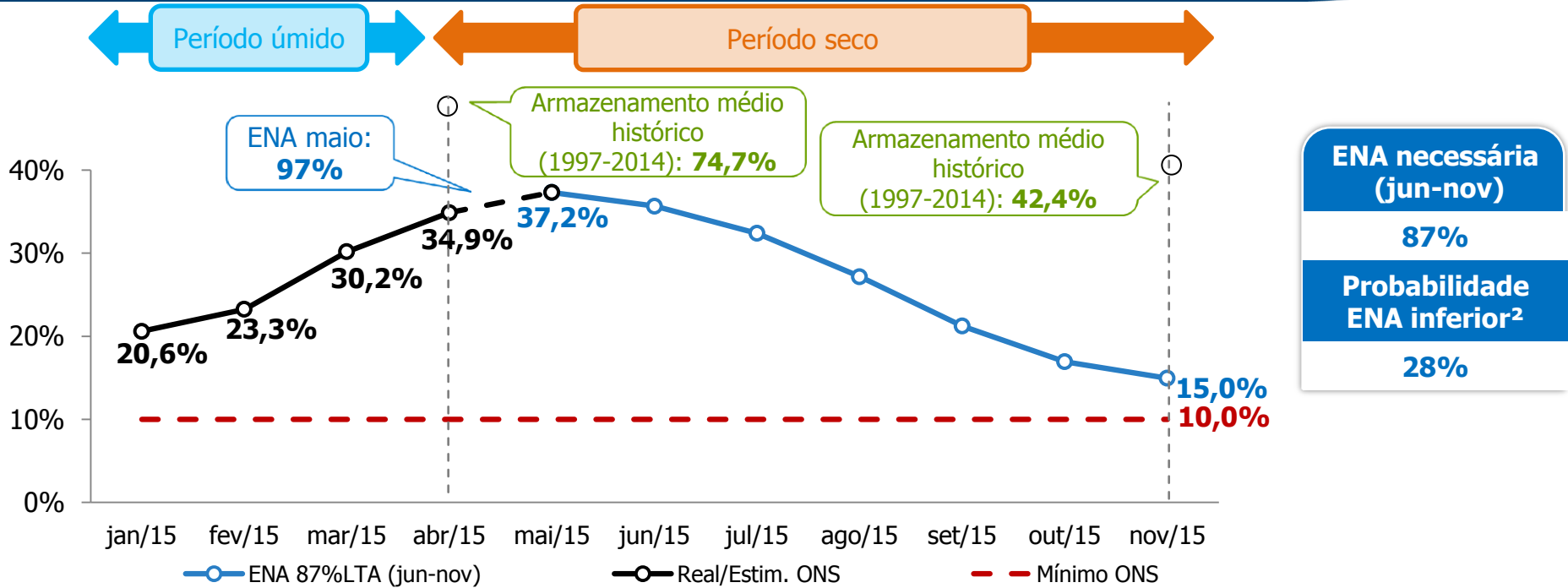
► Carga SIN 2015

Revisão do ONS (Maio/15) está alinhada com a projeção da CPFL Energia

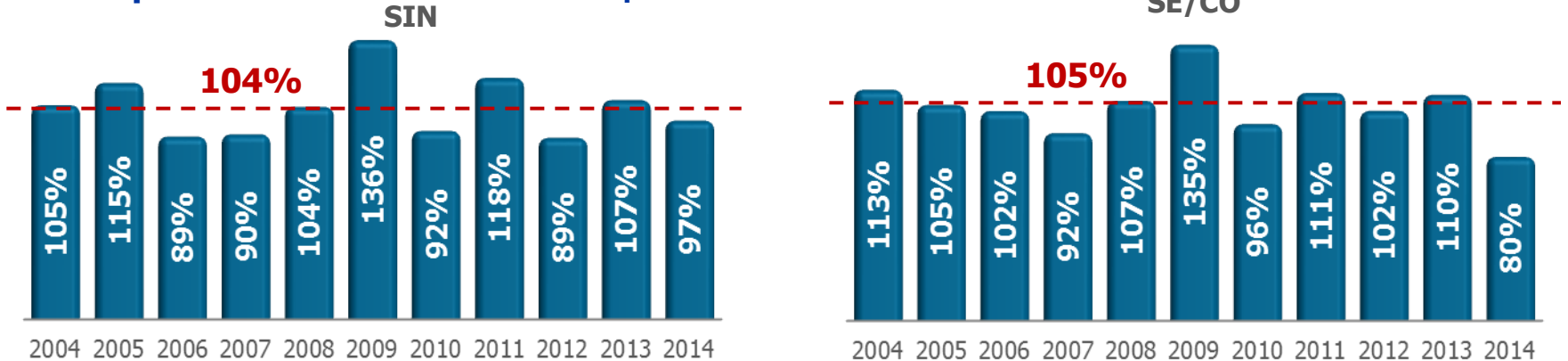
	GWm	%
2014	65,1	
ONS (PEN 2015)	67,3	+3,3%
Revisão ONS Maio/15 ¹	65,1	0,0%
CPFL	64,9	-0,3%



1) Incluído realizado de Jan-Abr/15



▶ ENA do período seco³ – 2004 a 2014 | % MLT



1) Considera a geração da UTE Uruguiana até maio/2015, voltando parcialmente a partir de agosto/2015, com 240 MW.

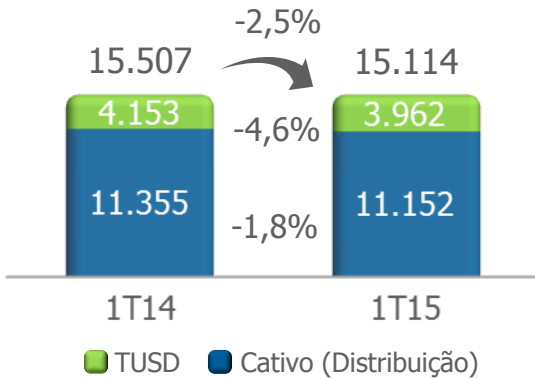
2) Probabilidade considera histórico. 3) Maio a novembro de cada ano.



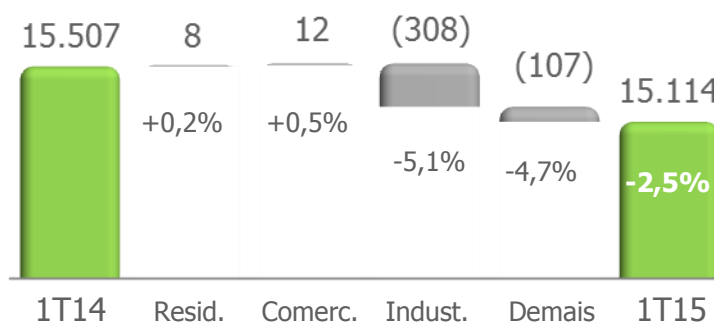
- Redução de 2,5% nas vendas na área de concessão - residencial (+0,2%), comercial (+0,5%) e industrial (-5,1%)
- Investimentos de R\$ 331 milhões no 1T15
- Antecipação da entrada em operação comercial do parque eólico Morro dos Ventos II – CPFL Renováveis (abr/15)
- Projeto da PCH Boa Vista II, com capacidade instalada de 26,5 MW e 14 MW médios de garantia física, foi vencedor no 21º LEN - Leilão A-5 (abr/15)
- Reajuste tarifário da CPFL Paulista, em abr/15, com um efeito médio de 4,67% a ser percebido pelos consumidores
- Definição da 2ª fase da Audiência Pública nº 23 (metodologia do 4º Ciclo de Revisão Tarifária) em abr/15
- Aprovação da proposta de aumento de capital por meio de bonificação de ações; novas ações distribuídas aos acionistas em 06/mai/15
- Variação das ações da CPFL Energia de +10,7% na BM&FBOVESPA e de -8,4% na NYSE no 1T15
- CPFL Energia divulgou, em 30/mar, seu Relatório Anual 2014, baseado nas diretrizes GRI G4 e, pela 1ª vez, na estrutura IIRC

Vendas de energia no 1T15

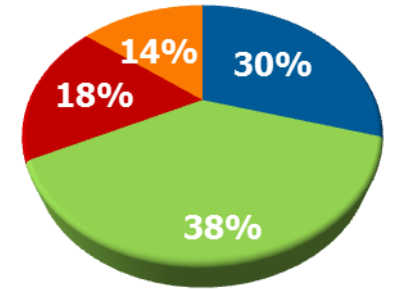
▶ Vendas na área de concessão | GWh



▶ Vendas por classe de consumo | GWh

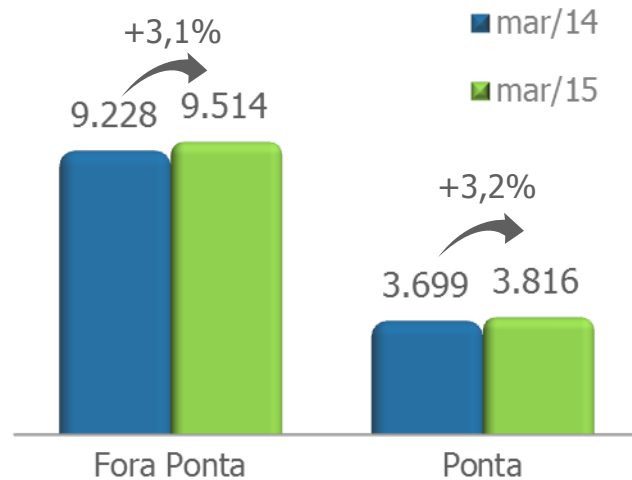


▶ Perfil do Mercado na área de concessão | 1T15

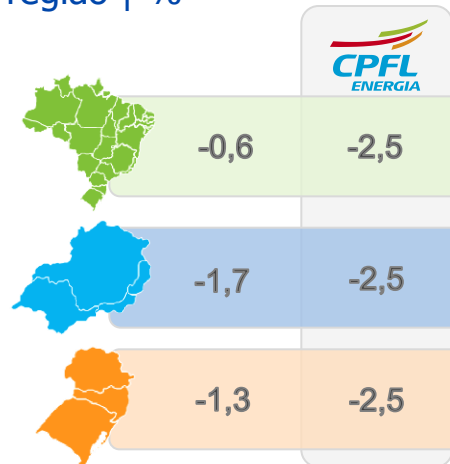


■ Residencial ■ Industrial
■ Comercial ■ Demais

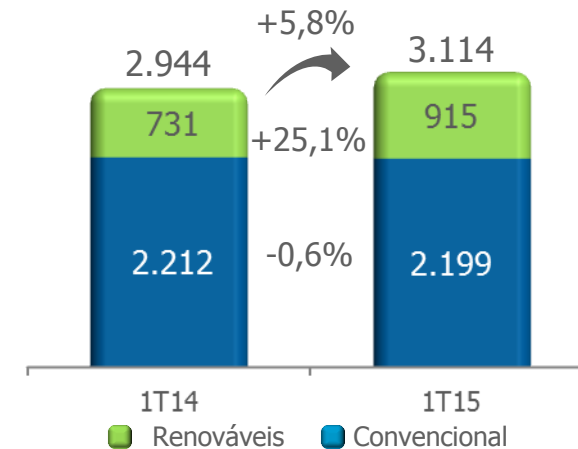
▶ Demanda Contratada | MW



▶ Crescimento na área de concessão | Comparativo por região | %



▶ Capacidade instalada de Geração¹ | MW

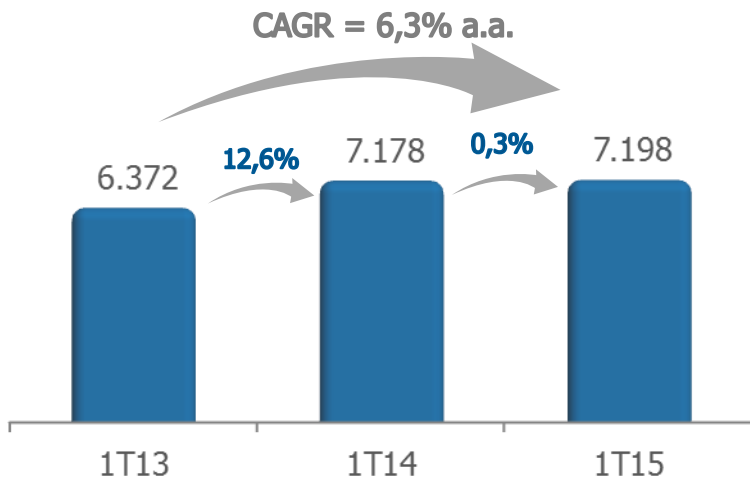


1) Considera 51,6% da CPFL Renováveis

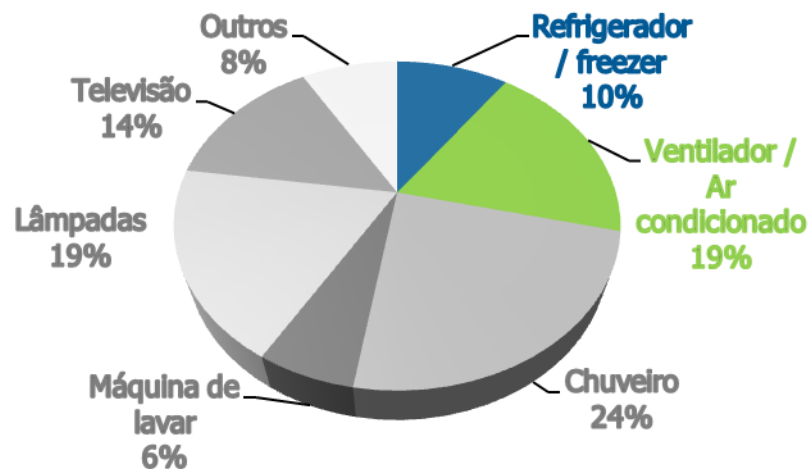
Classes Residencial e Comercial

Desconsiderando o recorde de temperatura de 2014, o crescimento médio mantém o ritmo de crescimento histórico

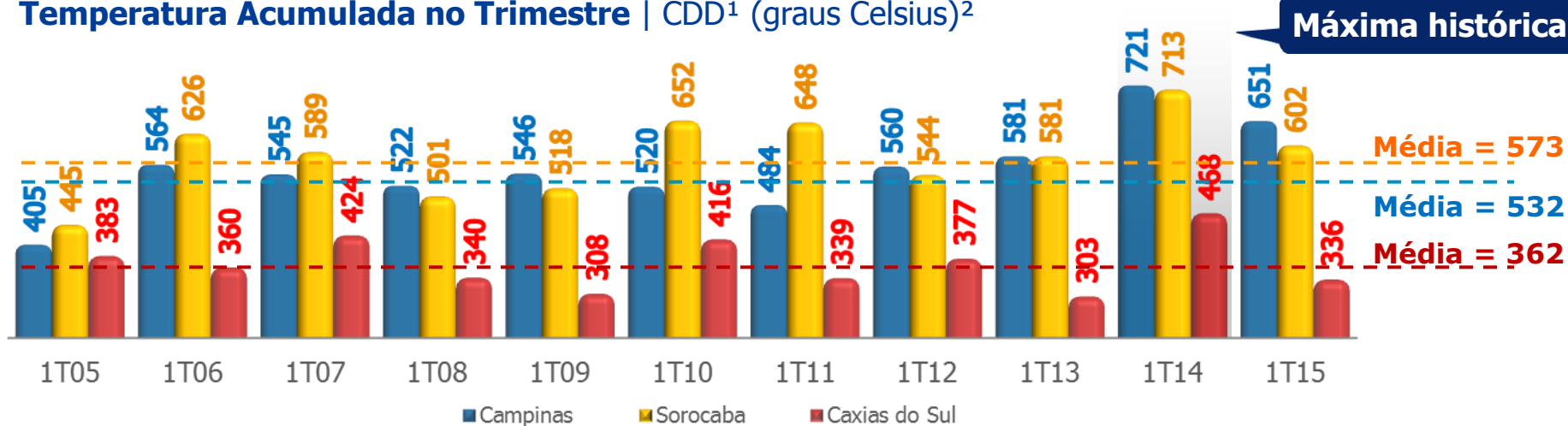
► Crescimento anual das Classes Residencial e Comercial | GWh



► Participação dos equipamentos elétricos no total do consumo residencial | CPFL Paulista e Piratininga (2014)



► Temperatura Acumulada no Trimestre | CDD¹ (graus Celsius)²



1) CDD - *Cooling degree days*. Índice adotado para mensurar a temperatura e seu efeito sobre o mercado de energia elétrica. Essa metodologia consiste em somar, dia a dia, os valores correspondentes à diferença positiva entre a temperatura média diária e o limiar de 18°C; 2) Fonte: Somar Meteorologia.

IFRS

Consolidação Proporcional
Geração + A/P Financeiros
Setoriais + Itens Não-
Recorrentes

Receita Líquida¹

35,3%
R\$ 1.321 milhões

1T14	1T15
R\$ 3.739	R\$ 5.059
milhões	milhões

30,6%
R\$ 1.179 milhões

1T14	1T15
R\$ 3.851	R\$ 5.030
milhões	milhões

EBITDA

23,5%
R\$ 185 milhões

1T14	1T15
R\$ 787	R\$ 972
milhões	milhões

5,5%
R\$ 60 milhões

1T14	1T15
R\$1.086	R\$ 1.146
milhões	milhões

Lucro Líquido

-18,4%
R\$ 32 milhões

1T14	1T15
R\$ 174	R\$ 142
milhões	milhões

-24,1%
R\$ 95 milhões

1T14	1T15
R\$ 396	R\$ 300
milhões	milhões

	EBITDA		Lucro Líquido	
	1T14	1T15	1T14	1T15
Consolidação proporcional da Geração (A)	25	12	5	26
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (B)	181		123	
GSF e Compra de Energia (CPFL Geração e CPFL Renováveis)	65	155	57	112
Realocação de custos com Perdas de Rede Básica - CCEE	14		9	
Ajuste da alíquota efetiva de PIS/Cofins	13	30	9	20
Marcação a Mercado Lei 4131 - Distribuição			17	
Subtotal Não-Recorrentes (C)	92	185	93	132
Total (A+B+C)	298	174	221	158

1) Exclui Receita de Construção.

EBITDA | R\$ Milhões



+ Aumento de 30,6% na Receita Líquida² (R\$ 1.179 milhões)

+ Distribuição (R\$ 1.283 milhões) **variação cambial de Itaipu: R\$ 75 milhões**

+ CPFL Renováveis (R\$ 45 milhões)

- Geração Convencional (R\$ 116 milhões) e Comerc./Serviços (R\$ 33 milhões)

- Aumento de 51,0% no Custo com Energia e Encargos (R\$ 1.111 milhões)

- Distribuição (R\$ 1.189 milhões) e CPFL Renováveis (R\$ 33 milhões)

+ Geração Convencional (R\$ 98 milhões) e Comercialização (R\$ 12 milhões)

- Aumento de 1,5% nas despesas de PMSO⁵ (R\$ 9 milhões)

- PMSO Serviços (R\$ 10 milhões)

+ Aquisição de óleo da EPASA (R\$ 9 milhões)

RECEITA ASSOCIADA

- Pessoal (R\$ 19 milhões) – acordo coletivo (R\$ 11 milhões), PLR (R\$ 3 milhões) e primarização de atividades (R\$ 4 milhões)

- Material e Serviços (R\$ 14 milhões)

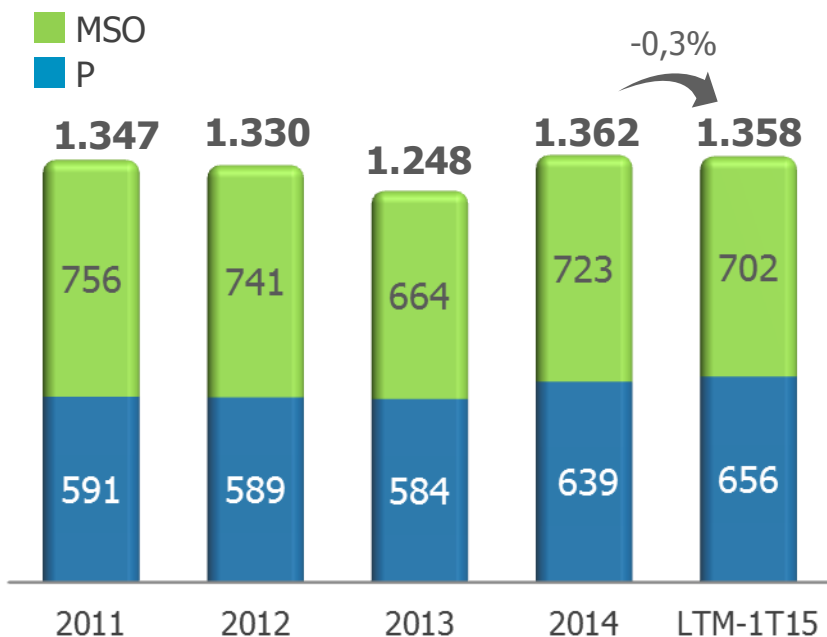
+ Outros (R\$ 30 milhões) – Baixa de ativos (R\$ 11 milhões), despesas legais e judiciais (R\$ 7 milhões), taxa de fiscalização (R\$ 6 milhões) e outros (R\$ 6 milhões)

Distribuição

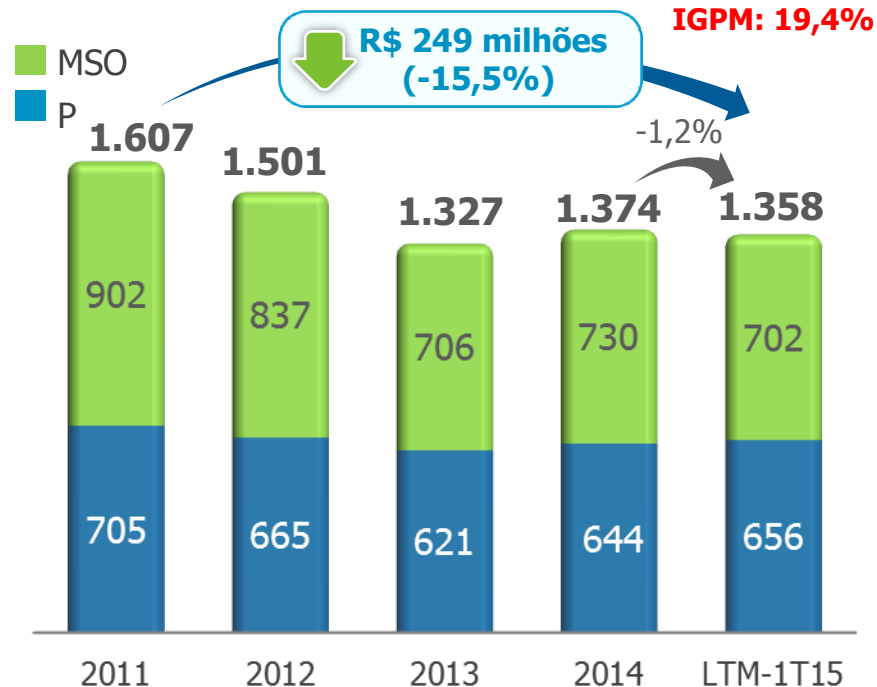
A&P financeiros setoriais	+ R\$ 536 MM
Bandeiras tarifárias	+ R\$ 307 MM
Efeito tarifa	+ R\$ 436 MM
Mercado	- R\$ 50 MM
Outros	+ R\$ 53 MM
Total	+ R\$ 1.283 MM

	1T14	1T15
PLD (R\$/MWh)³	674,63	388,48
R\$/US\$⁴	2,26	3,21

► PMSO Gerencial Nominal | R\$ Milhões



► PMSO Gerencial Real¹ | R\$ Milhões

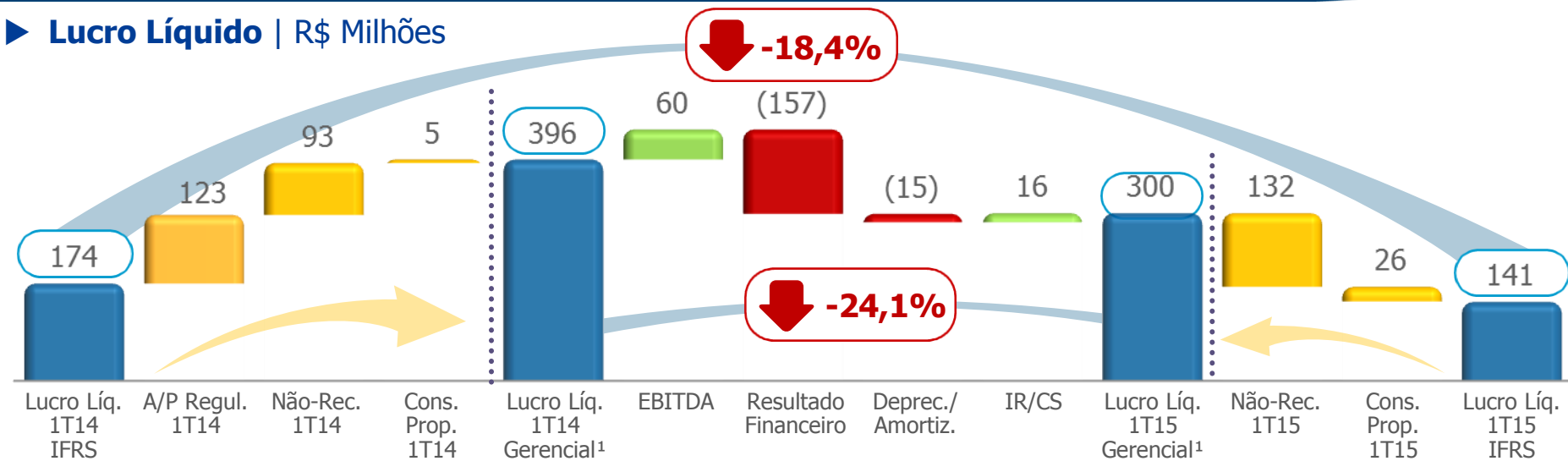


Redução de PMSO em 15,5% (R\$ 249 milhões) em bases reais

- Redução de Pessoal em **6,9%** (R\$ 49 milhões)
- Redução de MSO em **22,2%** (R\$ 200 milhões)

1) Valores de mar/15. Variação do IGP-M no período 2015 x 2011 = 19,4%; 2015x2012 = 12,8% e 2015 x 2013 = 6,3% e 2015 x 2014 = 0,9%. PMSO sem Entidade Previdência Privada. Exclui efeitos não recorrentes, aquisição de óleo combustível para EPASA, PMSO do segmento de Serviços e CPFL Renováveis, Despesas Legais e Judiciais e capitalização de custos de pessoal em investimento a partir de janeiro de 2014, seguindo nova metodologia estabelecida pela ANEEL.

► Lucro Líquido | R\$ Milhões



	1T14	1T15
CDI	10,3% a.a.	12,1% a.a.
R\$/US\$²	2,26	3,21

+ Aumento de 5,5% no EBITDA (R\$ 60 milhões)

+ R\$ 1.086 milhões no 1T14 para R\$ 1.146 milhões no 1T15

- Aumento de R\$ 157 milhões no Resultado Financeiro Líquido Negativo

- Aumento do CDI e do estoque da dívida (R\$ 120 milhões)

- Variação cambial de Itaipu (R\$ 75 milhões)

compensada pelos ativos financeiros setoriais (Receita)

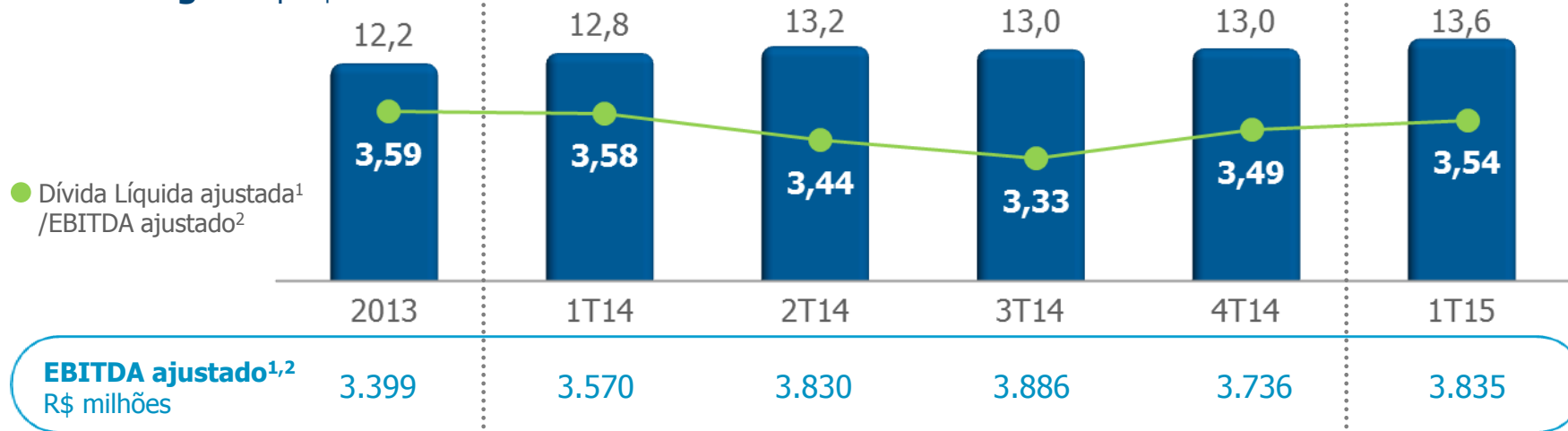
+ Efeito na marcação a mercado – operações 4131 – não caixa (R\$ 34 milhões)

+ Outros (R\$ 5 milhões)

- Aumento de 5,6% em Depreciação e Amortização (R\$ 15 milhões)

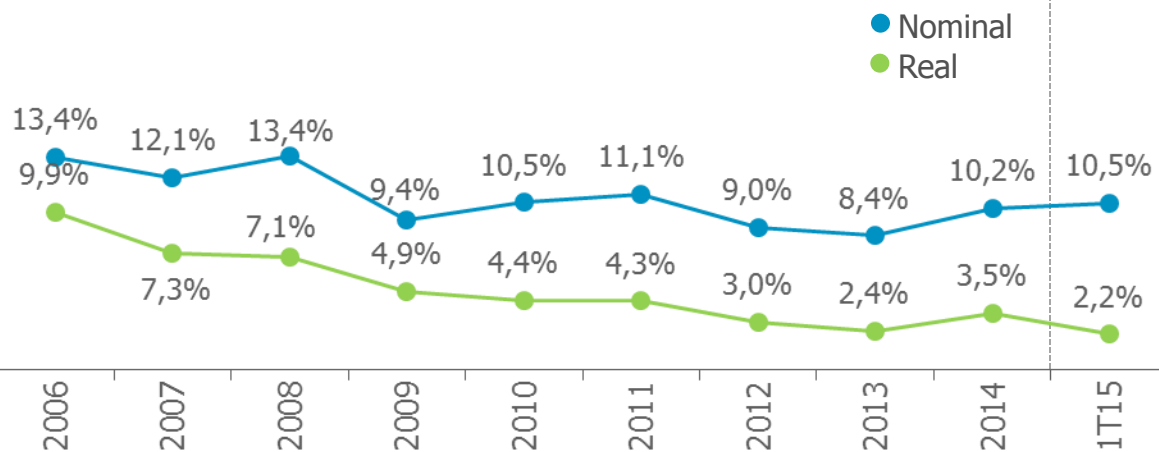
+ Redução de Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 16 milhões)

▶ Alavancagem¹ | R\$ bilhões

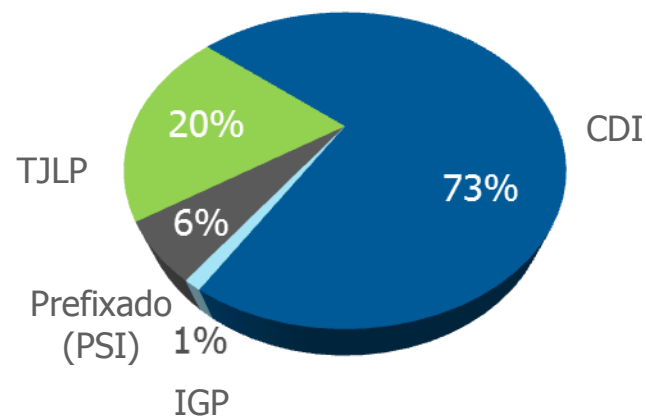


Entrada das Bandeiras Tarifárias e da RTE irá trazer melhorias no capital de giro das distribuidoras

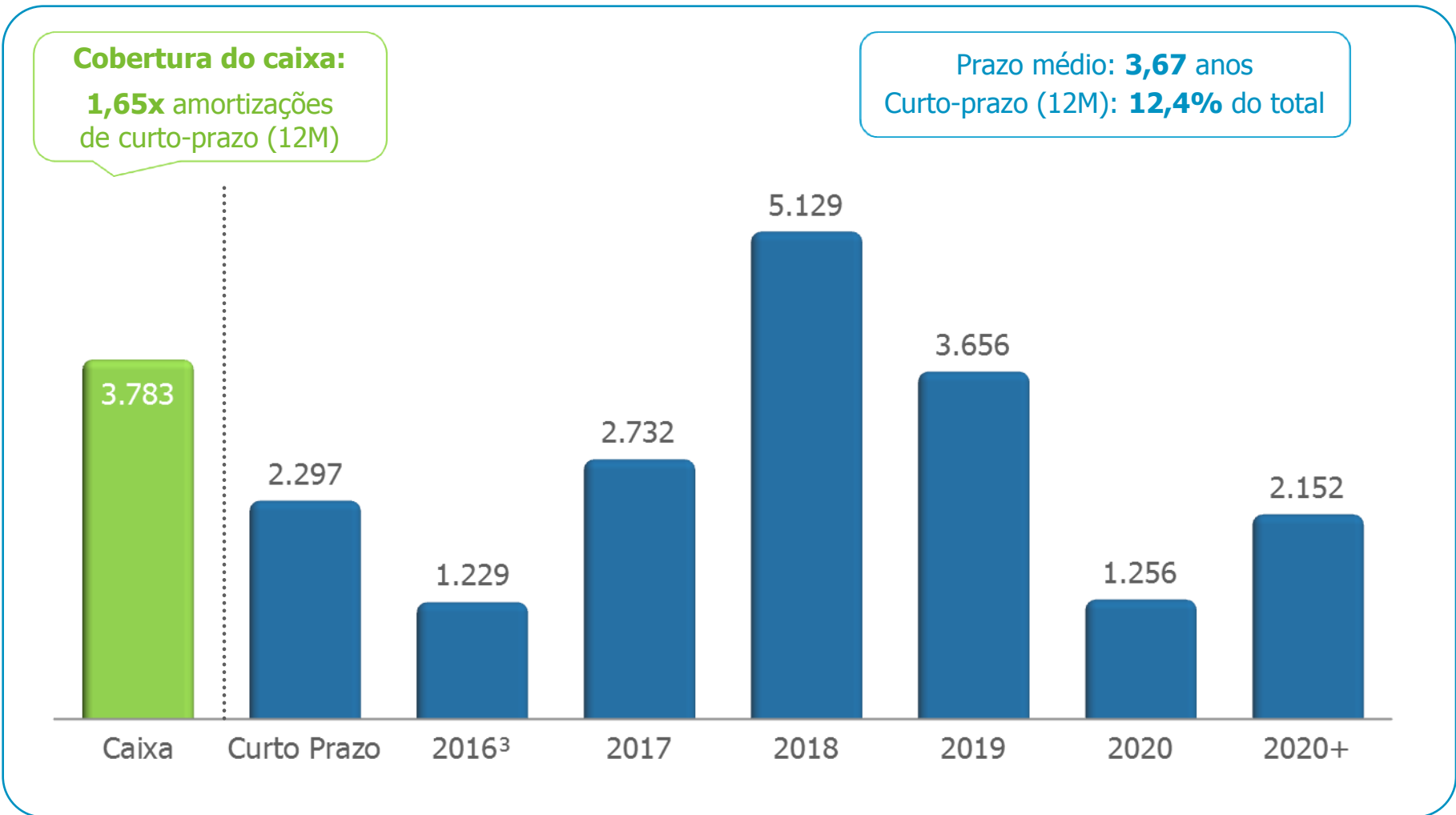
▶ Custo da dívida bruta^{3,4} | últimos 12 meses



▶ Composição da dívida bruta por indexador | 1T15^{1,4}



► Cronograma de amortização da dívida^{1,2} | mar/15 | R\$ milhões



1) Considera apenas o principal da dívida; 2) Critério Covenants; 3) Considera amortização a partir de Abril/2016.

Parque Eólico Morro dos Ventos II



Localização	João Câmara - Rio Grande do Norte
Início da operação comercial	abr/15 ²
Capacidade Instalada	29,2 MW
Garantia Física	15,3 MW médios
PPA	13º LEN 2011 (Leilão A-5) – R\$ 133,20/MWh ³ – até 2035
Receita Anual Estimada¹	R\$ 17,9 MM (a partir de 2016)
Financiamento	BNDES (aprovado em out/14)

1) Baseada na obrigação contratual da planta; 2) A energia gerada será injetada no sistema e vendida no mercado de curto prazo até o início do contrato de venda de energia que passa a vigorar a partir de janeiro de 2016; 3) Preço (R\$/MWh) valor constante de mar/15.

Entrada em operação em **2016-2020(e)**

333 MW de capacidade instalada

174 MWmédios de energia assegurada



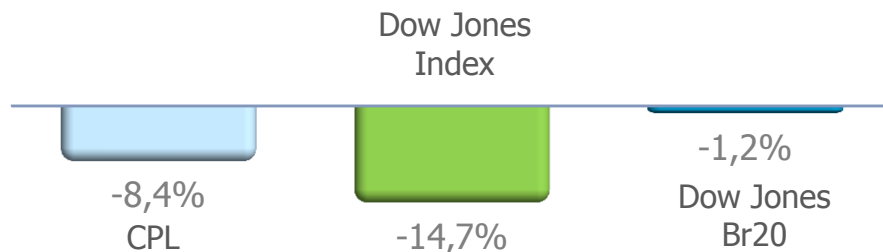
	Complexo Campo dos Ventos e Complexo São Benedito	PCH Mata Velha	Complexo Pedra Cheirosa	PCH Boa Vista II
Entrada Operação	2016 ¹	2016 ¹	2018 ²	2020
Capacidade Instalada	231,0 MW	24,0 MW	51,3 MW	26,5 MW
Energia Assegurada	120,9 MWmédios ³	13,1 MWmédios	26,1 MWmédios ³	14,0 MWmédios
PPA⁴	ACL 20 anos	16º LEN 2013 ⁵ R\$ 143,30/MWh até 2047	18º LEN 2014 R\$ 133,00/MWh até 2037	21º LEN 2015 R\$ 207,64/MWh até 2049
Financiamento	BNDES (sendo estruturado)	BNDES (em análise)	BNDES (a ser estruturado)	A ser estruturado

1) Entrada em operação gradual a partir do 2T16; 2) Entrada em operação gradual a partir do 1S18; 3) Energia assegurada calculada no P90; 4) Moeda Constante (mar/15); 5) Com a antecipação do trabalho, um contrato bilateral (Mercado Livre) será cumprido entre 2016 e 2018, quando o fornecimento do LEN 2013 será iniciado.

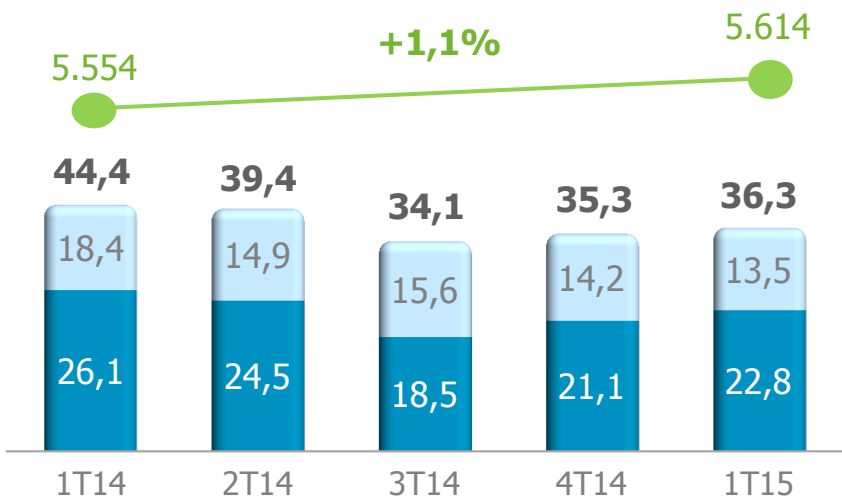
▶ Desempenho das ações na BM&FBovespa | 1T15^{1,2}



▶ Desempenho dos ADRs na NYSE | 1T15^{1,2}



▶ Volume médio diário na BM&FBovespa + NYSE² | R\$ milhões



▶ CPFL Energia presente nos principais índices

IBOVESPA Índice Brasil
IBRX Índice Brasil
IEE Índice de Energia Elétrica
ISE Índice de Sustentabilidade Empresarial

DOW JONES BRAZIL TITANS 20 ADR
MEMBER OF Dow Jones Sustainability Indices
 In Collaboration with RobecoSAM
 Emerging markets
MSCI Indexes

IGC Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada
IGCT Índice de Governança Corporativa Trade
ITAG Índice de Ações com Top Alvo Diferenciado

CPFE3 LISTED NYSE
NOVO MERCADO BOVESPA BRASIL

No dia 30 de março, a CPFL Energia divulgou seu Relatório Anual 2014, baseado nas diretrizes GRI G4 e, pela 1ª vez, na estrutura IIRC



Essa abordagem **correlaciona** as **principais informações** da empresa com a sua estratégia empresarial, os seus resultados financeiros e as atividades operacionais

As informações estão organizadas com base nos conceitos de:

- ✓ Capital Humano
- ✓ Capital Social e de Relacionamento
- ✓ Capital de Infraestrutura
- ✓ Capital de Conhecimento e Competências
- ✓ Capital Natural
- ✓ Capital Financeiro

Fatores positivos



- **WACC: 8,09%**
- Incluída remuneração sobre **obrigações especiais**
- **Custos operacionais** – simplificação do modelo e inclusão de contingências trabalhistas
- Compartilhamento de **Outras Receitas** – simplificação da metodologia
 - **60%** para atividades já consolidadas
 - **30%** para atividades que demandam “curva de aprendizado”
- **Perdas não técnicas** – regra de exceção para empresas com perdas baixas
 - CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE: **média dos últimos 4 anos civis** (sem trajetória)
- **Fator Xq** – inclusão de indicadores comerciais (gradualmente até 2019)

Fatores negativos



- Não foi incluída a remuneração sobre **ativos 100% depreciados**
- **Perdas não técnicas** - falta de incentivo para empresas eficientes
- **Fator Xpd: 1,53%** + ajustes mercado/unidades consumidoras
- **Receitas Irrecuperáveis:** aumento do *aging* para 49 a 60 meses

De maneira geral, o resultado da AP023 é positivo, se comparado às regras vigentes no 3º ciclo de Revisão Tarifária

► Índice de competitividade global¹

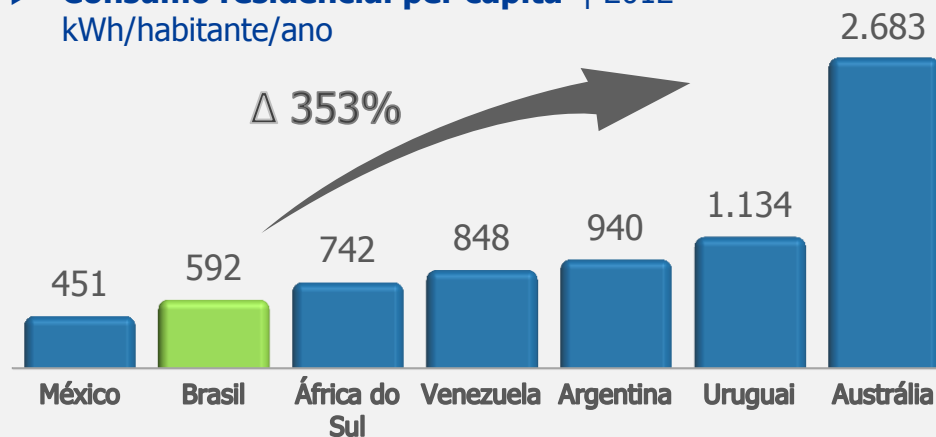


Diferenciais de mercado²

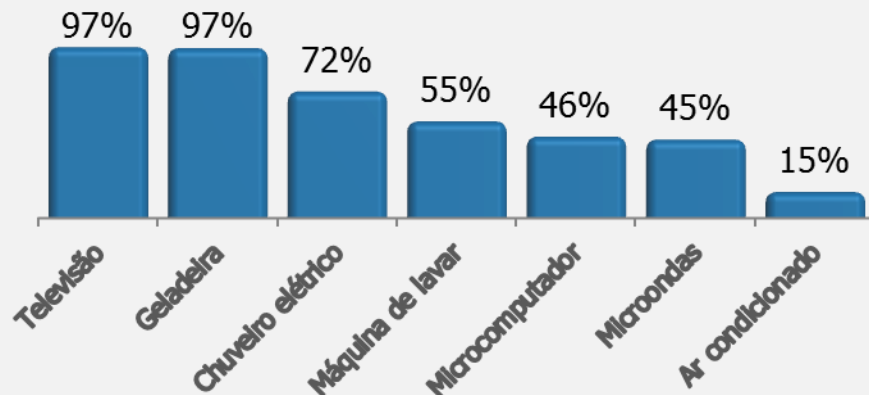
- ✓ Líder mundial nas exportações do agronegócio (café, soja, açúcar, etanol, frango e suco de laranja)
- ✓ 4º maior em energia limpa e renovável
- ✓ 3º maior mercado de computadores
- ✓ 5º maior mercado para telefones e celulares, automóveis e aparelhos de TV
- ✓ 5º país que mais recebe investimentos estrangeiros (IED)

Potencial no setor elétrico

► Consumo residencial per capita | 2012³ kWh/habitante/ano



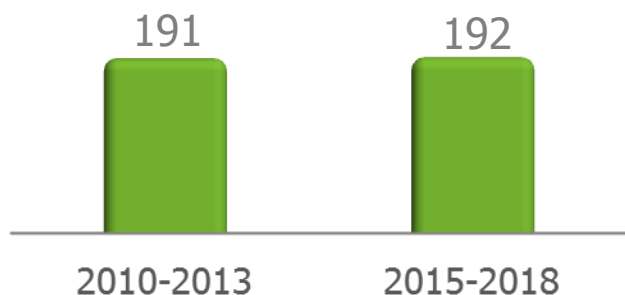
► Posse de equipamentos nas residências brasileiras 2012⁴



1) Fonte: World Economic Forum, Global Competitiveness Report; (*) América Latina e Caribe. 2) McKinsey & Company. O Ambiente Empresarial no Brasil; 3) Fonte: IEA; 4) Fontes: Censo IBGE, PNAD, estimativas CPFL Energia.

▶ Investimentos no Setor Elétrico¹

R\$ bilhões



No histórico recente cerca de **10% a 15%** dos investimentos no setor elétrico foram financiados via **debêntures de infraestrutura³**

Necessidade de ampliar complementaridade entre financiamento público e privado

Investimentos programados para o Setor Elétrico em 2015²



- **Distribuição:** ≈R\$ 13 bilhões
- **Geração:**
 - ✓ LFA (biomassa e eólicas) | Abr/15 → R\$ 3,4 bi
 - ✓ A-5 (térmicas, PCH e UHE) | Abr/15 → R\$ 6,1 bi
 - ✓ A-3 (térmicas, PCH e eólica) | Jul/15
 - ✓ 1º LER (solar) | Ago/15
- **Transmissão:**
 - ✓ 3.953 km | Jun/15 → R\$ 4,4 bi
 - ✓ 2.878 km | Jul/15 → R\$ 4,8 bi
 - ✓ 3.586 km | Set/15 → R\$ 4,6 bi
- **Micro e cogeração:**
 - ✓ Ampliação de capacidade

Situação ideal / Melhores práticas

- **Governo**
 - ✓ Estabilidade regulatória
 - ✓ Maior previsibilidade nas regras dos projetos
 - ✓ Melhoria na seleção de empreendedores
 - ✓ Taxa interna de retorno condizente com riscos
 - ✓ Melhoria nos prazos e no processos de licenciamento ambiental
- **Empresas**
 - ✓ Maior eficiência na execução dos projetos
 - ✓ Cumprimento dos prazos estabelecidos

1) Fonte: Perspectivas do Investimento 2015-18 (BNDES); 2) Fonte: Ministério do Planejamento; 3) Wajnberg, D. "Debêntures de infraestrutura: emissões realizadas e perspectivas". Revista do BNDES (jun/14).



CPFL
ENERGIA