



Resultados 1T13

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.

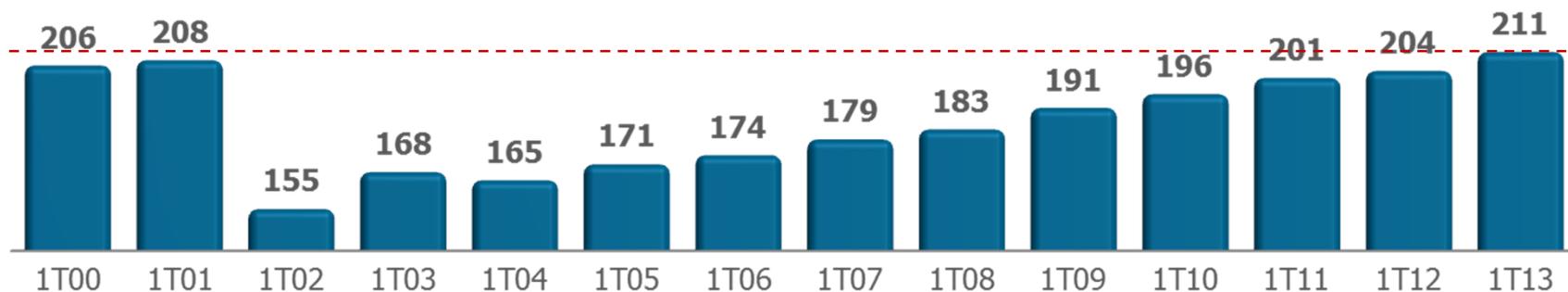
Este material inclui declarações sobre eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas, as quais baseiam-se nas atuais expectativas e projeções sobre eventos futuros e tendências que podem afetar os negócios da Companhia.

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.

Após 12 anos, o consumo por consumidor residencial da CPFL Energia volta ao patamar do período pré-acionamento em 2001



▶ CPFL Energia | Consumo por consumidor residencial (kWh/mês)¹



Indicadores de consumo²

Macroeconômicos

	2004	2012	Variação
Taxa de desemprego (média do período) - %	11,5	5,5	-6,0 p.p.
Massa de renda (dessazonalizada) - R\$ bilhões	322	504	57%
Salário mínimo - R\$ constantes	396	628	59%
Concessões de crédito (média por dia útil dessaz.) - R\$ milhões constantes	2.410	3.917	63%
Taxa de urbanização (%)	82,7	85,0 ⁵	+2,3 p.p.
Índice de Gini (concentração de renda)	0,535	0,520 ³	-3%
Indicadores de Posse - Geladeira (% domicílios)	87,3	93,4 ⁴	+6,1 p.p.
Indicadores de Posse - Televisão (% domicílios)	90,3	95,7 ⁴	+5,4 p.p.
Indicadores de Posse - Máquina de lavar roupa (% domicílios)	34,3	44,3 ⁴	+10,0 p.p.

Demografia

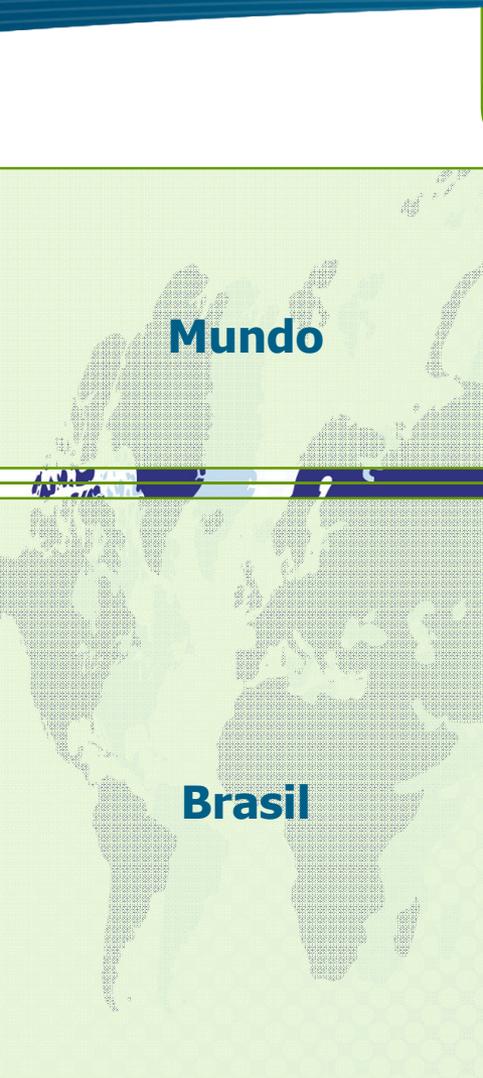
Densidade domiciliar (hab/domicílio)	3,5	3,1	-0,4 hab
--------------------------------------	-----	-----	----------

Eficiência Energética

Geladeira (kWh/ano)	433	345	-20%
Máquina de lavar roupas (kWh/ano)	72	67	-7%

1) Fonte: CPFL Energia. 2) Fontes: IBGE, Bacen, PNAD, EPE – PDEE 2021 e Ministério das Cidades. 3) 2010 – último dado disponível. 4) 2009 – último dado disponível. 5) 2011- último dado disponível

Alterações no contexto econômico nos últimos anos favoreceram os países emergentes...



Virada do século

- Atores principais: economias desenvolvidas
- Crises afetam rápida e drasticamente os países periféricos
- Volatilidade financeira

- Juros elevados (Selic): **19,5% a.a.**²
- Risco-país em alta: **1.525 pontos**²
- Dívida pública elevada: **60,4% do PIB**¹
- Baixo nível de reservas internacionais: **US\$38 bi**²
- Pouca atratividade para capital estrangeiro
- 20% mais ricos: **63,7% da renda**⁵
- Crise energética

PIB 1991-2000: **2,7% a.a.**

Conjuntura atual

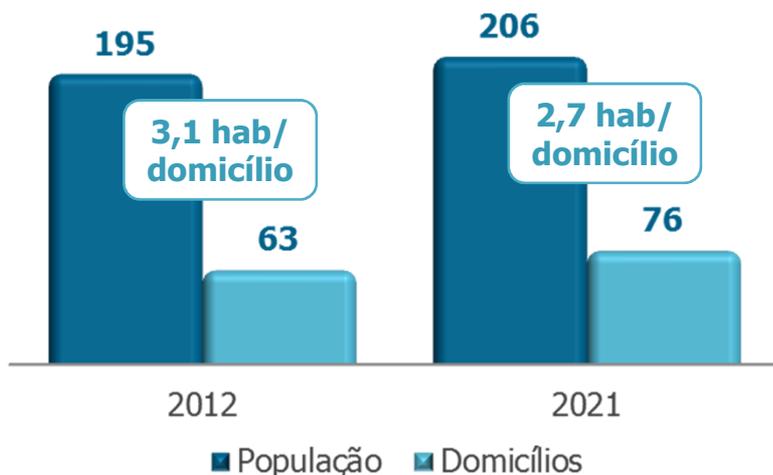
- Atores principais: economias emergentes
- Crises afetam principalmente países centrais
- Países emergentes tem maior autonomia

- Mercado doméstico robusto
- Juros baixos e estáveis (Selic): **7,25% a.a.**⁴
- Risco-país em baixa: **147 pontos**⁴
- Redução da dívida pública: **35,2% do PIB**³
- Reservas internacionais: **US\$379 bi**³
- Desconcentração regional
- Intensificação das políticas sociais
- 20% mais ricos: **57,7% da renda**⁶
- Políticas de incentivo ao investimento
- Investimentos em infraestrutura: **R\$ 204,4 bilhões** apenas no **PAC 2**³

PIB 2003-2012: **3,6% a.a.**

Perspectivas são positivas: consumo por consumidor residencial continuará crescendo

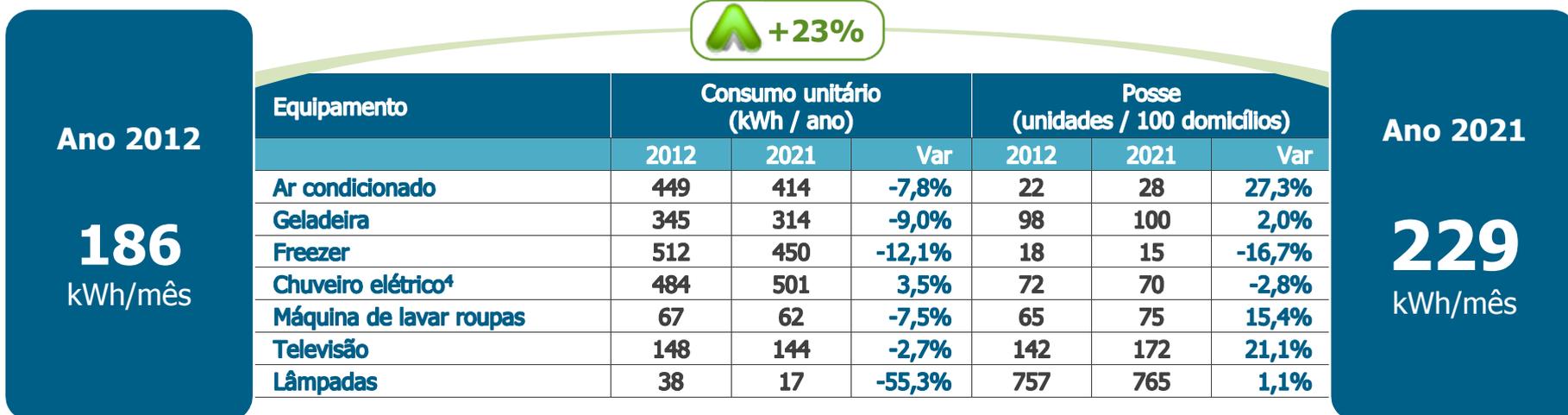
Demografia¹ | milhões



Maiores economias² | PIB em US\$ trilhões

		2012		2030 - Estimativa	
1	EUA	15,7	China	73,5	
2	China	8,3	EUA	38,2	
3	Japão	6,0	Índia	30,3	
4	Alemanha	3,4	Brasil	12,2	
5	França	2,6	Indonésia	9,3	
6	Reino Unido	2,4	Japão	8,4	
7	Brasil	2,0	Alemanha	8,2	
8	Itália	2,0	Itália	6,6	

Eficiência energética, posse de eletrodomésticos e consumo por domicílio no Brasil³



1) Fonte: EPE. 2) Fonte: FMI, Roland Berger e Standard Chartered Bank. 3) Fonte: EPE. PDEE 2021 e Nota Técnica DEA 16/12 - Avaliação da Eficiência Energética para os próximos 10 anos (2012-2021). 4) Corresponde ao número de domicílios que utilizam exclusivamente o chuveiro elétrico.

PLD está sendo alterado para melhor refletir o risco hidrológico e aumentar a segurança do sistema

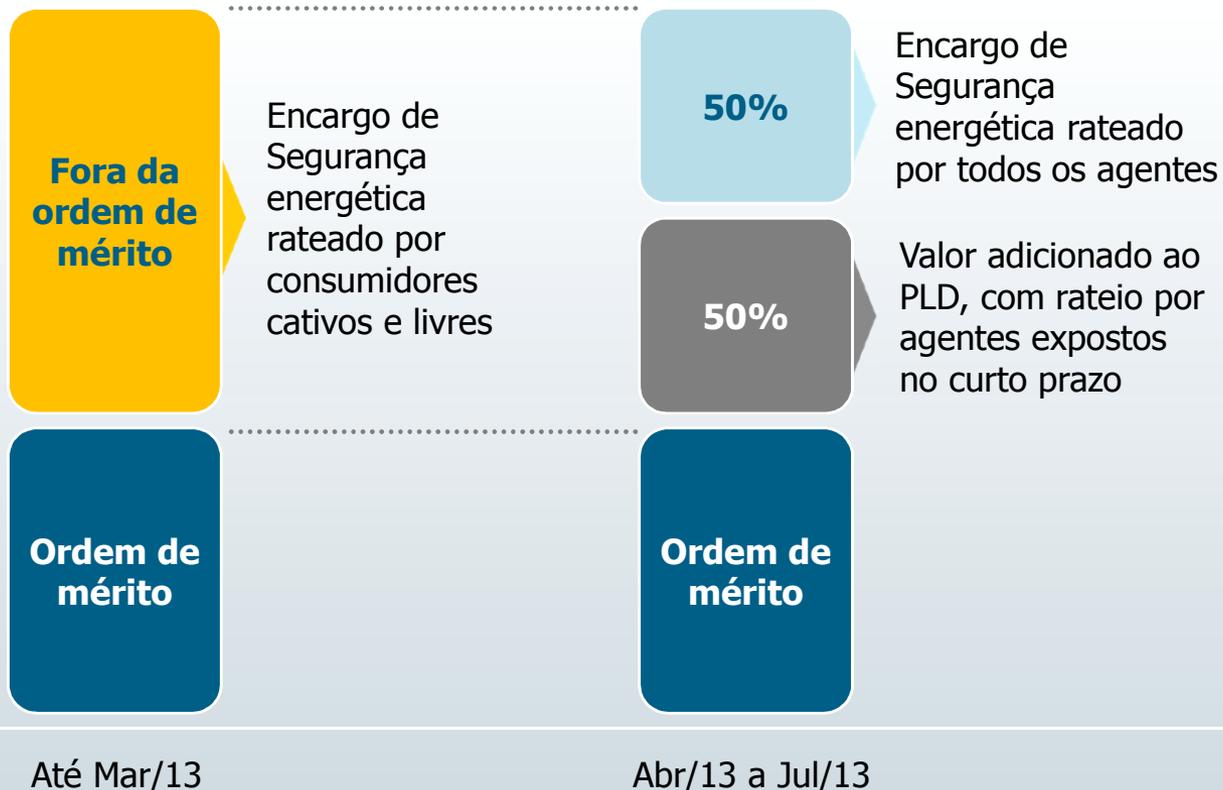
**Fora da
ordem de
mérito**

Encargo de
Segurança
energética
rateado por
consumidores
cativos e livres

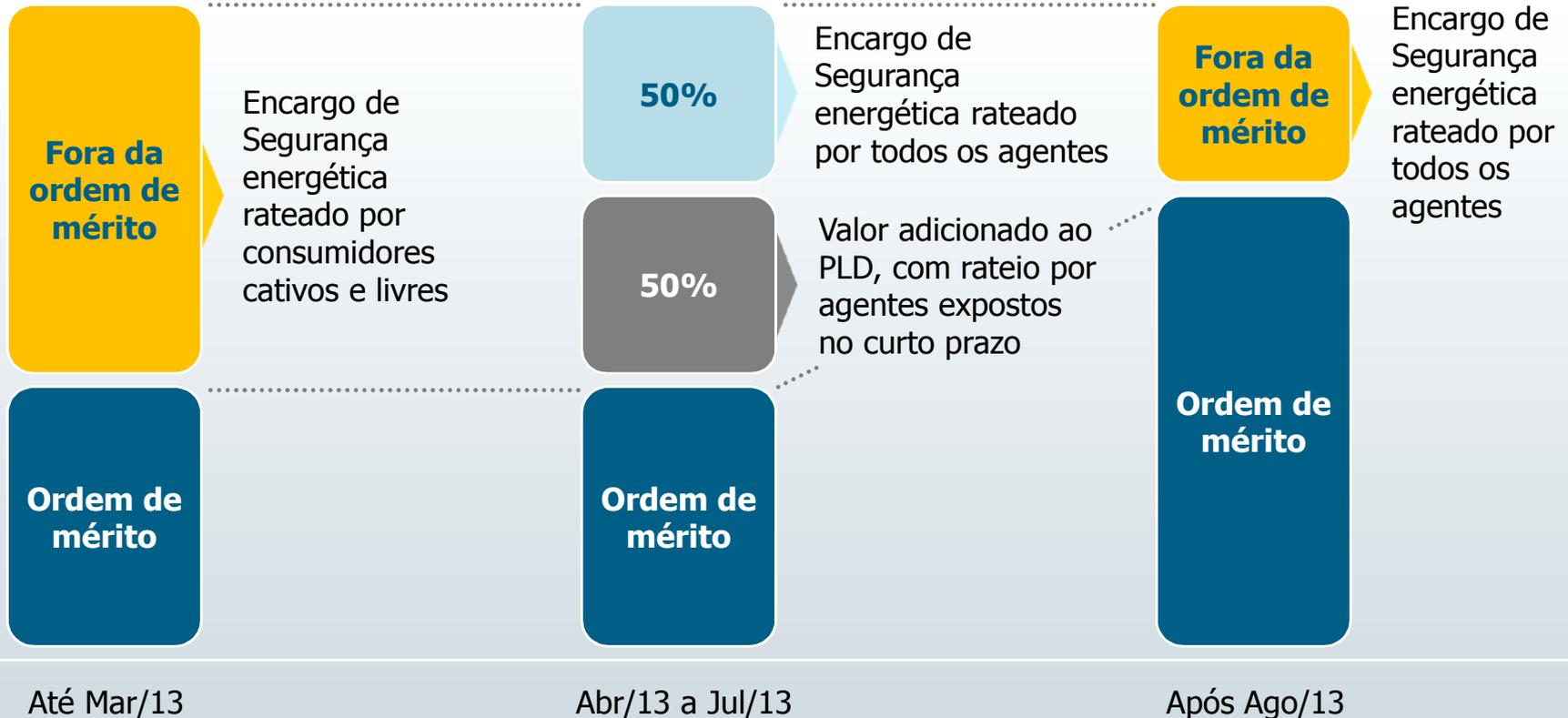
**Ordem de
mérito**

Até Mar/13

PLD está sendo alterado para melhor refletir o risco hidrológico e aumentar a segurança do sistema



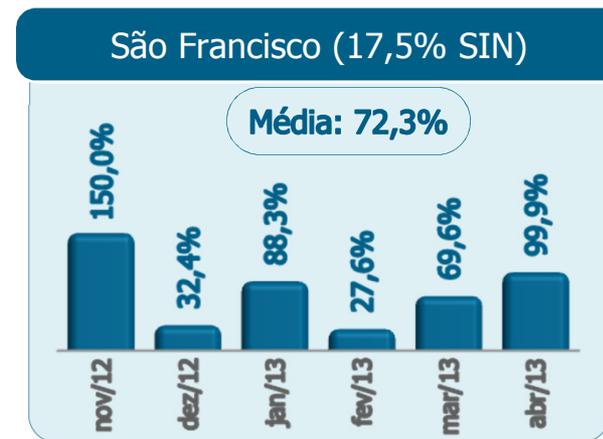
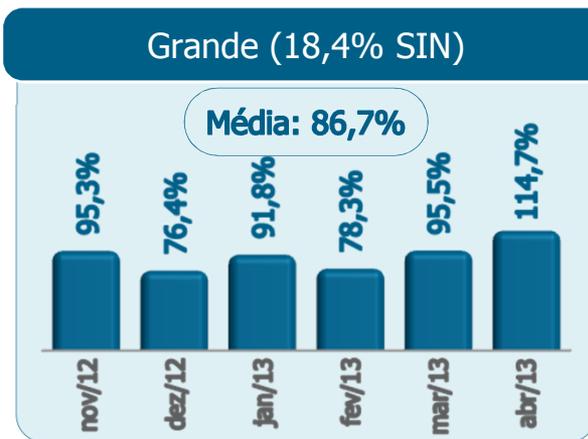
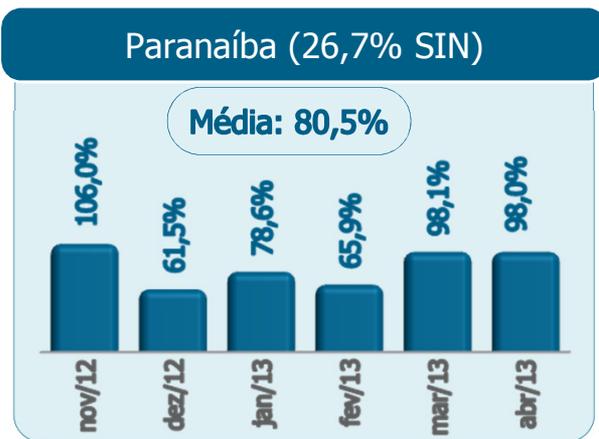
PLD está sendo alterado para melhor refletir o risco hidrológico e aumentar a segurança do sistema



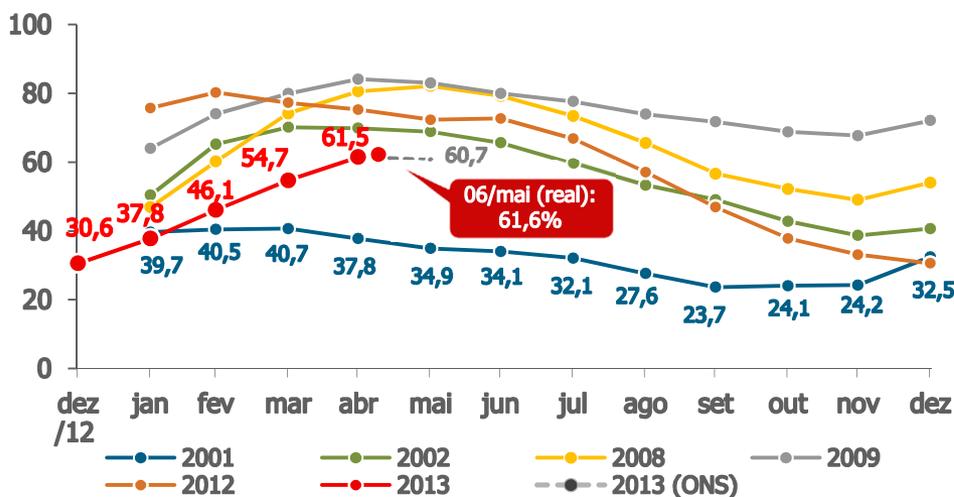
Redução do custo do ESS 2013¹: R\$ 900 milhões
(de R\$ 6 bi para R\$ 5,1 bi)

Condições Energéticas do Sistema | Volume de chuvas próximo à média histórica em abril e risco de racionamento em 2013 afastado

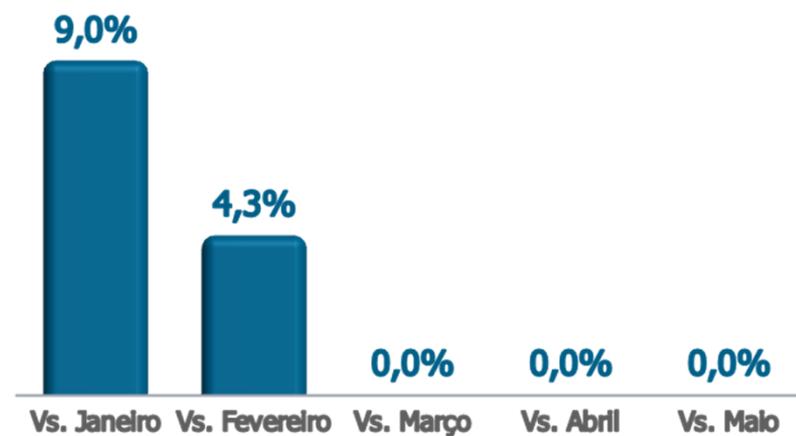
Precipitações nas bacias hidrográficas | % MLT



Nível dos reservatórios no SIN | % volume útil



Risco de Racionamento de Energia em 2013¹ PSR



1) Considera todas termelétricas acionadas até final de abril. ENA do SIN projetada: 68% MLT (jan), 89% MLT (fev), 77% MLT (mar), 91% MLT (abr) e 96% MLT (mai). Nos cálculos de fev-mai foi considerada uma redução de 1,0 GW na capacidade térmica devido à falha de algumas usinas.



- Crescimento de **4,0%** nas vendas na **área de concessão**
 - Conclusão da **revisão tarifária da CPFL Paulista** em abr/13, com reposicionamento tarifário de **5,48%**
 - Aporte de **CDE**, segundo decreto 7.945/13, no valor de **R\$ 698 milhões**
 - Investimentos de **R\$ 532 milhões**
 - Pagamento de **dividendos complementares** de 2012, no valor de **R\$ 456 milhões**
- Aumento de **8,3%** no **volume médio diário** negociado das ações (BM&FBovespa + NYSE), atingindo R\$ 38,4 milhões
- **CPFL Santa Cruz** foi vencedora do **IASC 2012** – Índice Aneel de Satisfação do Consumidor – entre as distribuidoras das Regiões Sul e Sudeste com até 400 mil consumidores
- **CPFL Santa Cruz** figura em 1º lugar no **Ranking de Qualidade do Serviço da Aneel**
- **CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE** também foram reconhecidas pela **qualidade dos serviços prestados**, ficando entre as 12 melhores do país no ranking da Aneel
- **1º lugar** no setor de Utilities no **prêmio Sector Leader Award 2013**, organizado pela *Environmental Tracking Global Carbon Rankings*

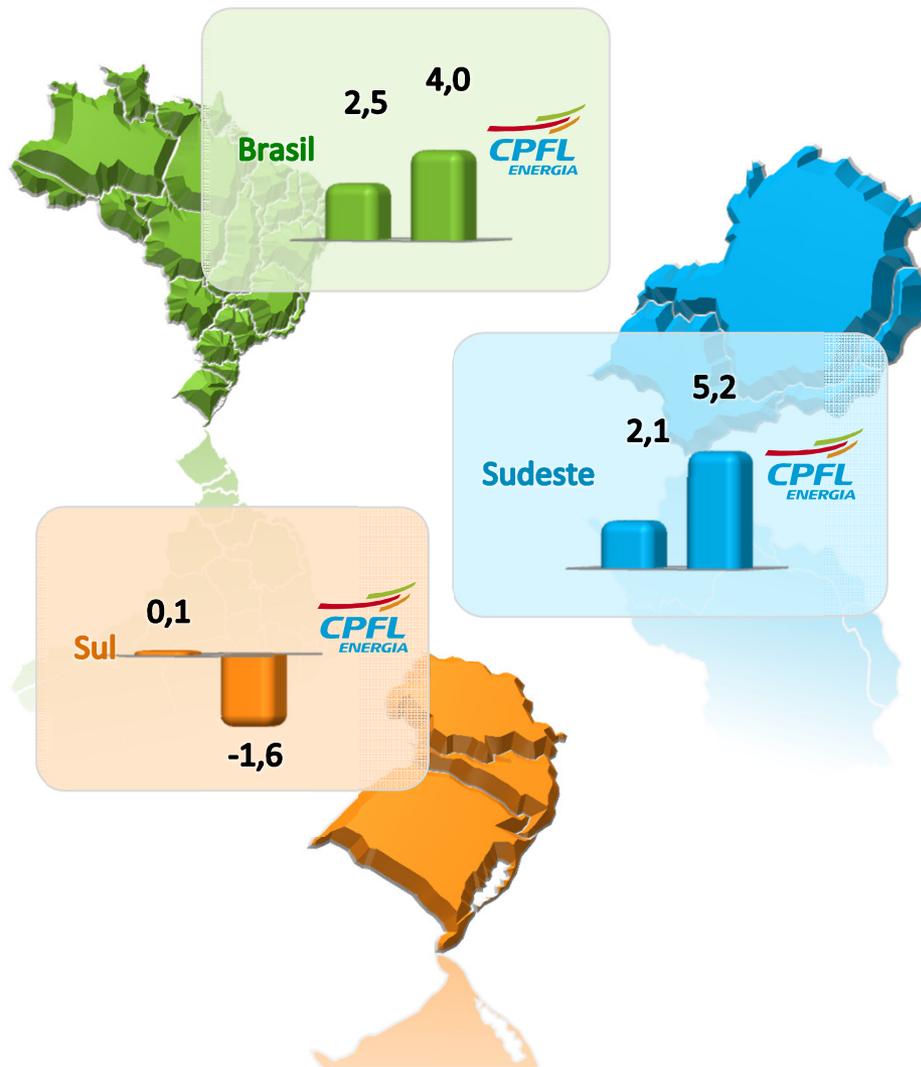
▶ Vendas na área de concessão (GWh)



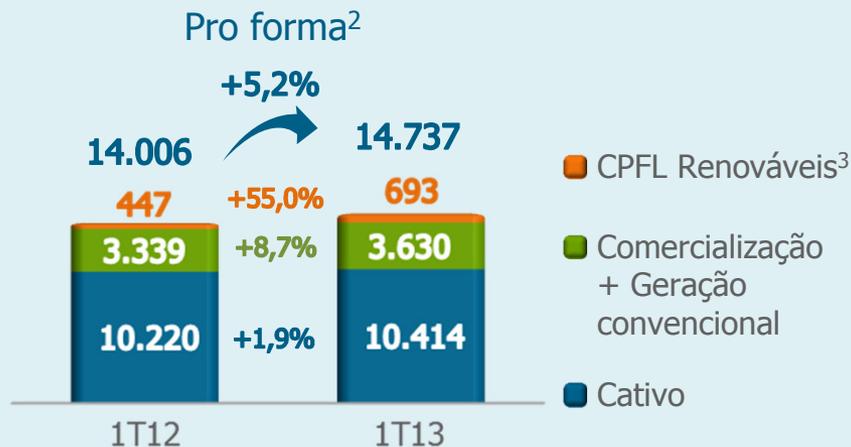
▶ Vendas na área de concessão Classe de consumo | GWh



▶ Crescimento na área de concessão Comparativo por região | %



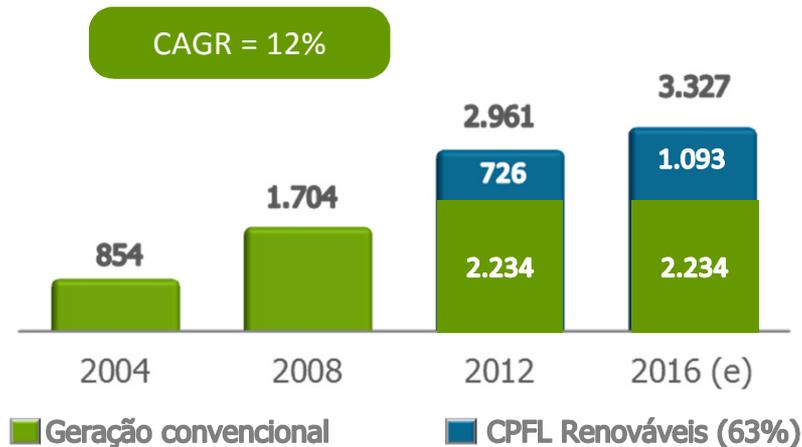
▶ Vendas totais de energia¹ (GWh)



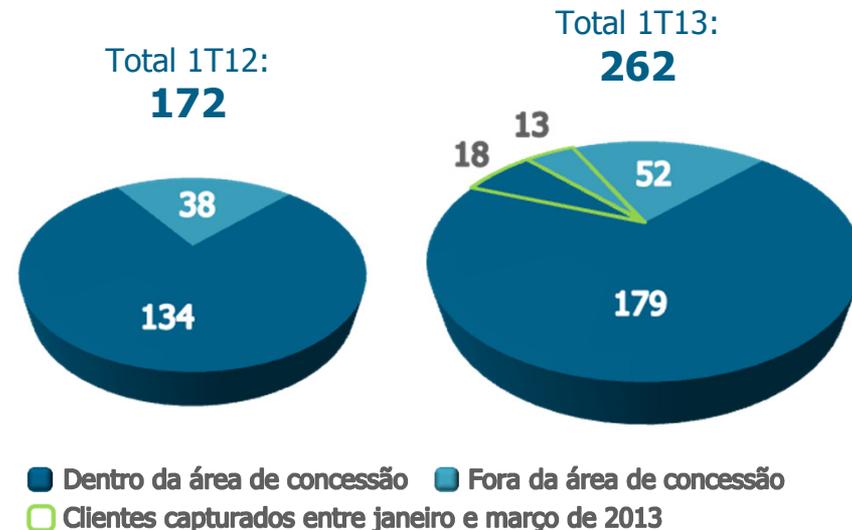
Destaques

- Despacho da EPASA por segurança energética
- Expansão da CPFL Renováveis
 - Complexo Eólico Santa Clara
 - Complexo Eólico Bons Ventos
 - PCH Salto Góes
- Maior volume de vendas a clientes livres no segmento de Comercialização

▶ Capacidade instalada | MW



▶ CPFL Brasil | número de clientes



1) Exclui CCEE e vendas a partes relacionadas. 2) Inclui Foz do Chapecó, Baesa, Enercan e Epasa, que de acordo com a norma IFRS 11 são consolidadas por equivalência patrimonial. 3) Considera 100% da CPFL Renováveis (IFRS).

IFRS

Receita Líquida¹

+10,7%

1T12	1T13
R\$ 3.123	R\$ 3.457
milhões	milhões

+18,5%

1T12	1T13
R\$ 3.042	R\$ 3.604
milhões	milhões

EBITDA

+7,8%

1T12	1T13
R\$ 979	R\$ 1.055
milhões	milhões

+6,8%

1T12	1T13
R\$ 1.059	R\$ 1.131
milhões	milhões

Lucro Líquido

-1,8%

1T12	1T13
R\$ 413	R\$ 405
milhões	milhões

+2,8%

1T12	1T13
R\$ 399	R\$ 410
milhões	milhões

IFRS + Consolidação
Proporcional Geração²
+ A/P Regulatórios
- Itens Não-Recorrentes

Consolidação proporcional da Geração Convencional (A)

Ativos e Passivos Regulatórios (B)

Despesas legais e judiciais e outras contingências

Exposição no MRE (GSF)

Inventário físico de ativos nas Distribuidoras

Baixa de Ativos na Epasa

Subtotal Não-Recorrentes (C)

Total (A+B-C)

	EBITDA		Lucro Líquido	
	1T12	1T13	1T12	1T13
Consolidação proporcional da Geração Convencional (A)	+96	+71		
Ativos e Passivos Regulatórios (B)	-21	-147	-16	-95
Despesas legais e judiciais e outras contingências		-73		-48
Exposição no MRE (GSF)		-66		-44
Inventário físico de ativos nas Distribuidoras	-5		-3	
Baixa de Ativos na Epasa		-13		-8
Subtotal Não-Recorrentes (C)	-5	-152	-3	-100
Total (A+B-C)	+80	+76	-13	+5

1) Exclui Receita de Construção. 2) Foz do Chapecó, Baesa, Enercan e Epasa.

Cobertura integral pela CDE por meio de **repasses mensais**

Efeitos da MP 579

- 1 Exposição involuntária**
Alocação de quotas foi menor que a necessidade das distribuidoras, que ficaram expostas ao PLD

Cobertura integral pela CDE por meio de **repasses mensais**

Efeitos da MP 579

- 1 Exposição involuntária**
Alocação de quotas foi menor que a necessidade das distribuidoras, que ficaram expostas ao PLD
- 2 Risco hidrológico**
Distribuidoras assumiram risco hidrológico associado às quotas de energia renovadas

Cobertura integral pela CDE por meio de **repasses mensais**

Efeitos da MP 579

- 1 Exposição involuntária**
Alocação de quotas foi menor que a necessidade das distribuidoras, que ficaram expostas ao PLD
- 2 Risco hidrológico**
Distribuidoras assumiram risco hidrológico associado às quotas de energia renovadas

Despacho de térmicas

- 3** Despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito a partir de Jan-13 que elevam o **ESS**

Cobertura integral pela CDE por meio de **repasses mensais**

Efeitos da MP 579

- 1 Exposição involuntária**
Alocação de quotas foi menor que a necessidade das distribuidoras, que ficaram expostas ao PLD
- 2 Risco hidrológico**
Distribuidoras assumiram risco hidrológico associado às quotas de energia renovadas

Despacho de térmicas

- 3** Despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito a partir de Jan-13 que elevam o **ESS**

Antecipação (à vista) total ou parcial do **saldo de CVA**, para limitar o impacto do evento tarifário ao consumidor em 3%¹

Custos acumulados não cobertos pela tarifa (CVA)

- 4** CCEARs por disponibilidade sujeitos à variação do PLD e despacho fora da ordem de mérito que **não estavam cobertos pela tarifa** até Dez-12 (parcela A)

1) RTP da RGE: jun/13 e RTA da CPFL Piratininga: out/13.

Cobertura integral pela CDE por meio de **repasses mensais**

**Efeitos da
MP 579**

R\$ 105 milhões (1T13)

**Despacho de
térmicas**

R\$ 222 milhões (1T13)

Antecipação (à vista) total ou parcial do **saldo de CVA**, para limitar o impacto do evento tarifário ao consumidor em 3%¹

**Custos
acumulados
não cobertos
pela tarifa (CVA)**

**Homologação tarifária da
CPFL Paulista (Abr-13)**

R\$ 371 milhões

1) RTP da RGE: jun/13 e RTA da CPFL Piratininga: out/13.

Cobertura integral pela CDE por meio de **repasses mensais**

**Efeitos da
MP 579**

R\$ 105 milhões (1T13)

**Despacho de
térmicas**

R\$ 222 milhões (1T13)

Antecipação (à vista) total ou parcial do **saldo de CVA**, para limitar o impacto do evento tarifário ao consumidor em 3%¹

**Custos
acumulados
não cobertos
pela tarifa (CVA)**

R\$ 243 milhões (CVA Compra Energia 2012)

R\$ 44 milhões (ESS 2012)

R\$ 84 milhões (CVA Compra Energia Jan-13)

1) RTP da RGE: jun/13 e RTA da CPFL Piratininga: out/13.

Cobertura integral pela CDE por meio de **repasses mensais**

Efeitos da MP 579	R\$ 105 milhões (1T13)
Despacho de térmicas	R\$ 222 milhões (1T13)

Antecipação (à vista) total ou parcial do **saldo de CVA**, para limitar o impacto do evento tarifário ao consumidor em 3%¹

Custos acumulados não cobertos pela tarifa (CVA)	R\$ 243 milhões (CVA Compra Energia 2012)
	R\$ 44 milhões (ESS 2012)
	R\$ 84 milhões (CVA Compra Energia Jan-13)

Contabilização redutor de despesa

Compra de energia
R\$ 432 milhões

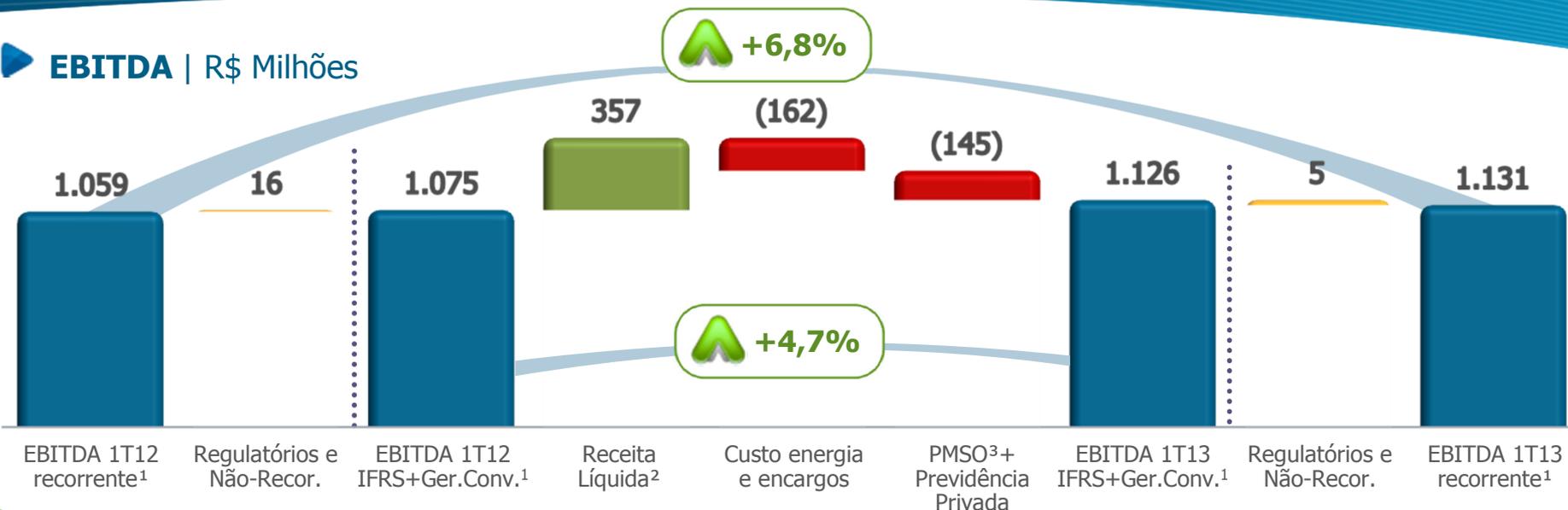


Encargos de uso do sistema
R\$ 266 milhões

Total 1T13
R\$ 698 milhões

1) RTP da RGE: jun/13 e RTA da CPFL Piratininga: out/13.

EBITDA | R\$ Milhões



+ Aumento de 11,3% na Receita Líquida² (R\$ 357 milhões)

- Distribuição (-R\$ 463 milhões): Reajuste tarifário médio de -12,6% (- R\$ 503 milhões no mercado cativo e - R\$ 83 milhões na TUSD livre), mercado cativo/mix (+R\$ 101 milhões) e Outros (+ R\$ 22 milhões)
- + CPFL Renováveis (R\$ 101 milhões), Geração Convencional (R\$ 72 milhões) e Comercialização e Serviços (R\$ 168 milhões)
- + Deduções da Receita: redução de encargos setoriais e impostos (R\$ 361 milhões) + Aporte CDE (R\$ 118 milhões)

- Aumento de 9,7% no Custo com Energia e Encargos (R\$ 162 milhões)

- Aumento líquido de 28,3% em custo com energia comprada (R\$ 374 milhões) **Aporte CDE: R\$ 432 milhões**
- Exposição no MRE (GSF) (R\$ 66 milhões) **NÃO RECORRENTE**
- + Redução líquida de 60,9% em encargos setoriais (R\$ 212 milhões) **Aporte CDE: R\$ 266 milhões**

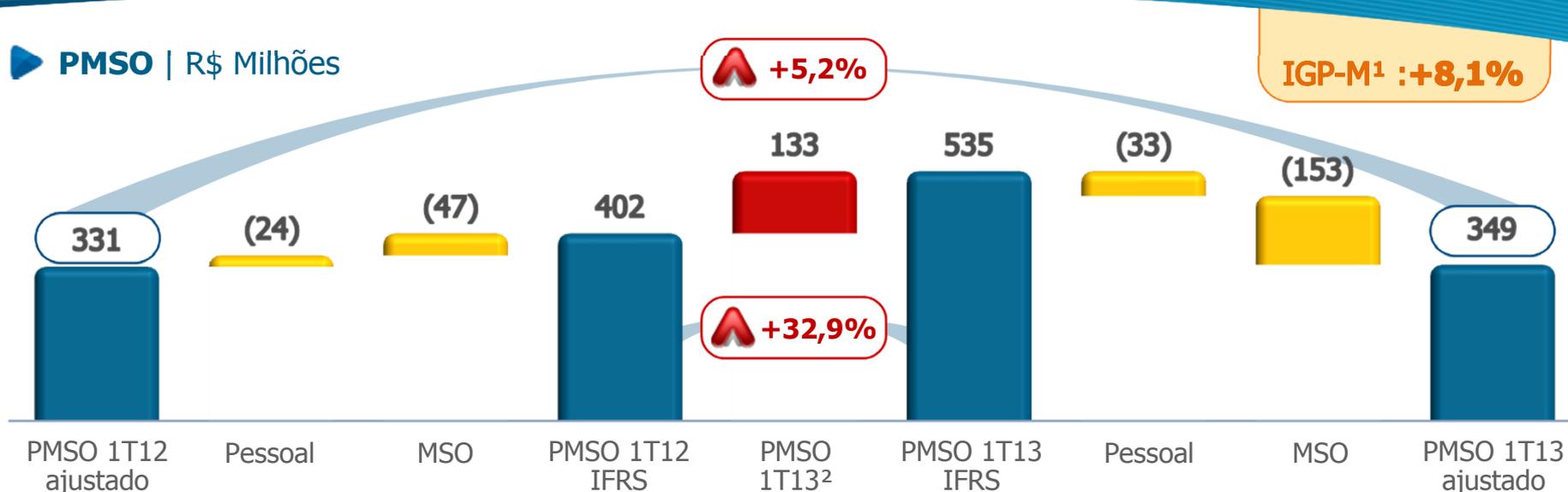
- Aumento de 35,2% nas despesas de PMSO³ (R\$ 145 milhões)

- Compra de óleo para despacho térmico das usinas da EPASA (R\$ 17 milhões)
- CPFL Renováveis e Serviços (R\$ 17 milhões)
- Despesas legais e judiciais e outras contingências (R\$ 73 milhões) e baixa de ativos na EPASA (R\$ 13 milhões) **NÃO RECORRENTE**

PLD (R\$/MWh)⁴
R\$/US\$

	1T12	1T13
PLD (R\$/MWh) ⁴	124,97	339,75
R\$/US\$	1,76	2,00

▶ PMSO | R\$ Milhões



P

Reconciliação	1T12	1T13	%
Reportado	159	180	+13,6
CPFL Renováveis	-9	-13	
CPFL Serviços	-15	-20	
Total ajustes	-24	-33	
Ajustado nominal	135	148	+9,6
Ajustado real ¹	146	148	+1,4

MSO

Reconciliação	1T12	1T13	%
Reportado	243	354	+45,6
Despesas legais e judiciais		-73	
CPFL Renováveis	-23	-32	
CPFL Serviços	-17	-16	
Óleo EPASA	-2	-20	
Outros	-5	-12	
Total ajustes	-47	-153	
Ajustado nominal	197	201	+2,2
Ajustado real ¹	213	201	-5,4

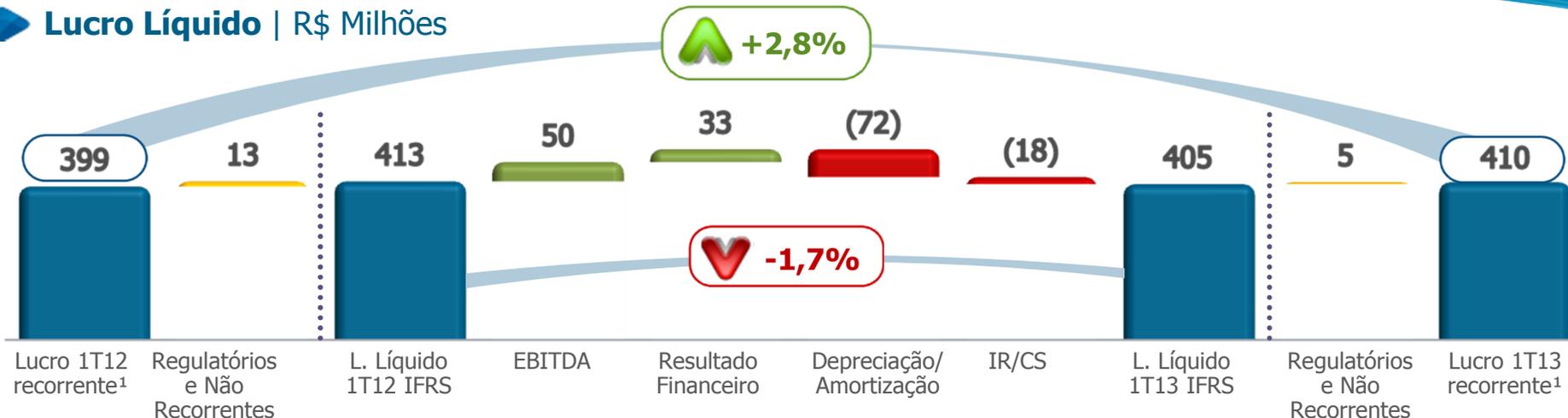
PMSO 113 (real):

Redução de R\$ 10 milhões (-2,7%)

Pessoal: +R\$ 2 milhões (+1,4%)

MSO: -R\$ 12 milhões (-5,4%)

Lucro Líquido | R\$ Milhões



+ Aumento de 4,7% no EBITDA (R\$ 50 milhões)

+ Redução de 15,3% no Resultado Financeiro Líquido Negativo (R\$ 33 milhões)

- + Atualização financeira do ativo financeiro nas distribuidoras (R\$ 31 milhões)
- + Redução de encargos de dívidas (R\$ 46 milhões)
- + Redução nas atualizações monetárias e cambiais (R\$ 10 milhões)
- Redução de renda de aplicações financeiras (R\$ 16 milhões)
- Consolidação da CPFL Renováveis (R\$ 43 milhões)
- + Outros (R\$ 5 milhões)

- Aumento de 33,0% em Depreciação e Amortização (R\$ 72 milhões)

- Depreciação dos projetos de geração da CPFL Renováveis (R\$ 37 milhões)
- Depreciação dos ativos de Distribuição (R\$ 39 milhões)

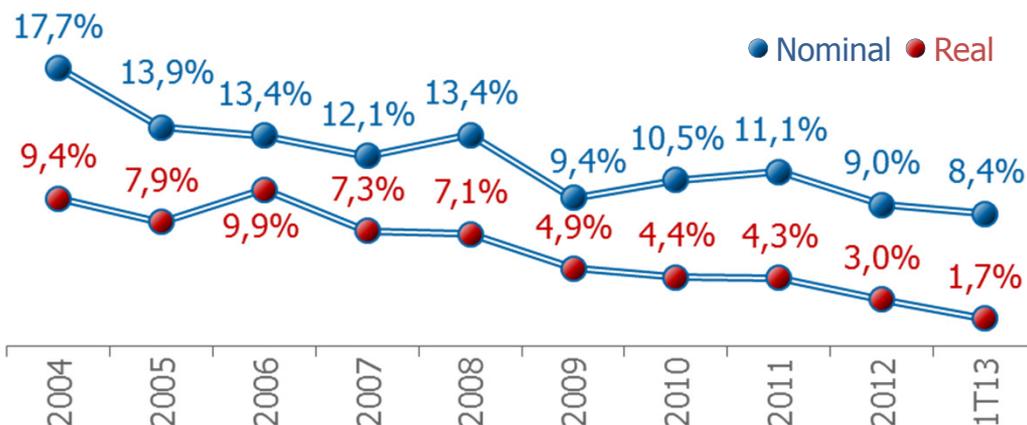
- Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 18 milhões)

	1T12	1T13
CDI	11,4% a.a.	7,5% a.a.
TJLP	6,0% a.a.	5,5% a.a.

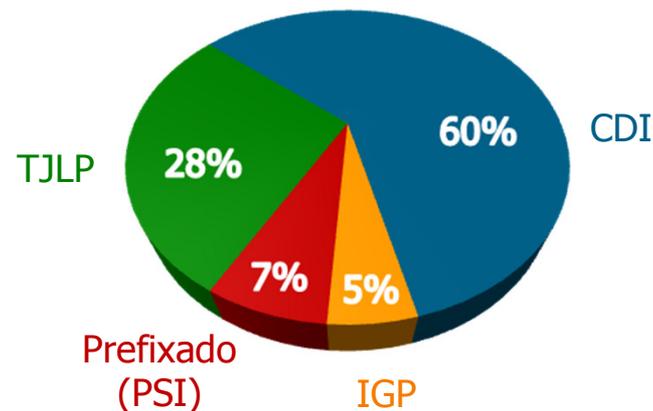
▶ Alavancagem¹ | R\$ bilhões



▶ Custo da dívida bruta³ | últimos 12 meses



▶ Composição da dívida bruta³



1) Critério dos *covenants* financeiros, ajustado pelo aporte de CDE de R\$ 371 milhões para a CPFL Paulista em Mai-13. 2) EBITDA recorrente últimos 12 meses (critério dos *covenants*). 3) Dívida financeira (+) entidade de previdência privada (-) *hedge* (considerando consolidação proporcional).

▶ Cronograma de amortização da dívida¹ (mar/13) | R\$ milhões



1) Desconsidera encargos de dívidas (CP = R\$ 288 milhões; LP = R\$ 41 milhões), *hedge* (efeito líquido positivo de R\$ 439 milhões) e Marcação a Mercado (R\$ 66 milhões). 2) Considera amortização a partir de 01/abr/13. 3) Aporte de CDE para a CPFL Paulista em Mai-13.

IFRS

Receita Líquida

70,0%
R\$ 94 milhões

1T12	1T13
R\$ 135 milhões	R\$ 229 milhões

EBITDA

76,4%
R\$ 61 milhões

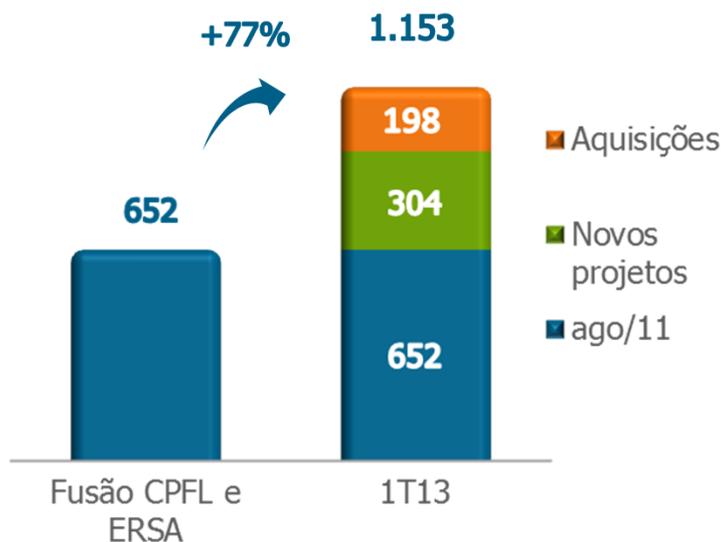
1T12	1T13
R\$ 80 milhões	R\$ 140 milhões

Lucro (Prejuízo) Líquido

R\$ 26 milhões

1T12	1T13
R\$ 11 milhões	(R\$ 15) milhões

▶ Evolução da capacidade instalada¹ MW



▶ Destaques

• Aquisições (198 MW):

- ✓ Complexo Eólico Bons Ventos – 158 MW (jun/12)
- ✓ UTE biomassa Ester – 40 MW (out/12)

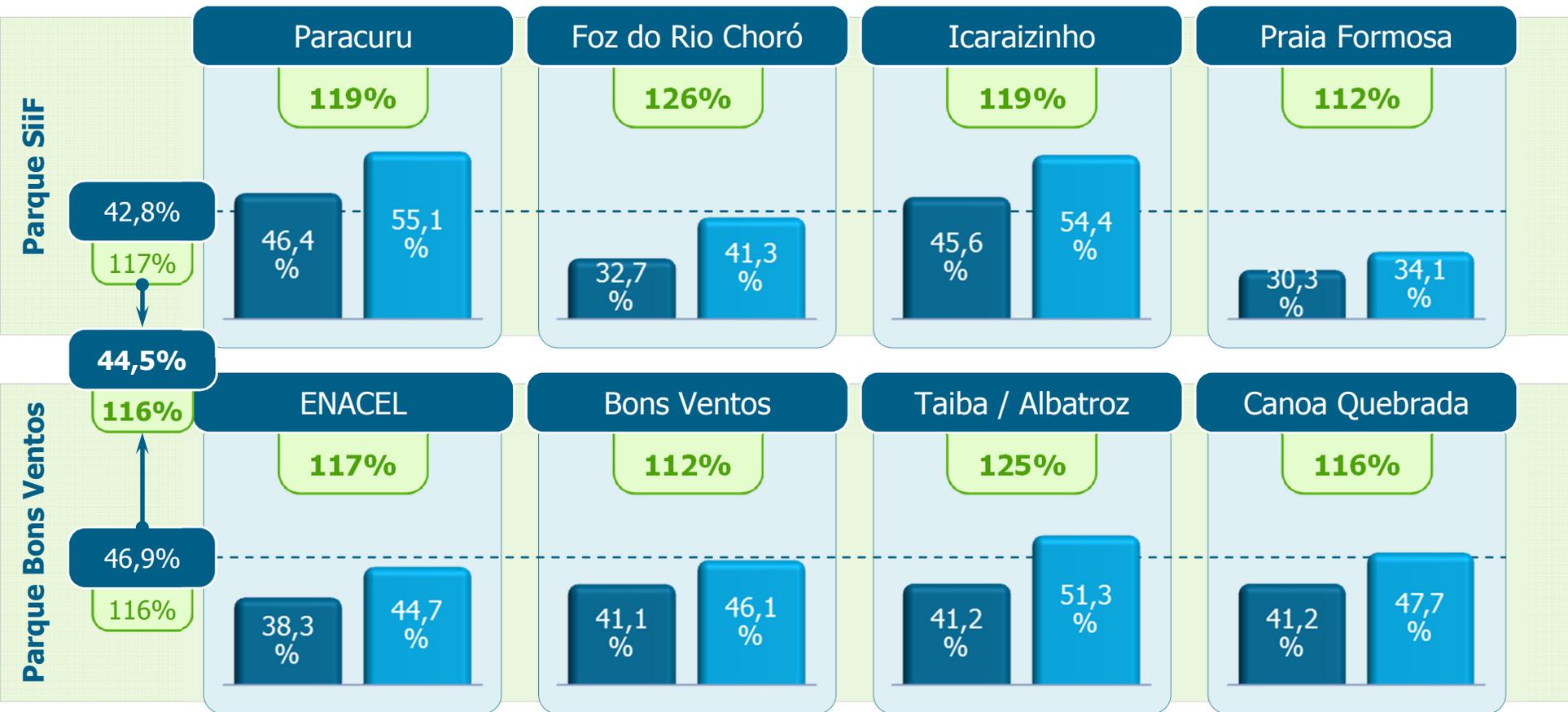
• Entrada em operação (304 MW):

- ✓ UTE Bio Ipê – 25 MW (mai/12)
- ✓ UTE Bio Pedra – 70 MW (mai/12)
- ✓ Complexo Eólico Santa Clara – 188 MW (jul/12)
- ✓ Usina solar de Tanquinho – 1 MWp (nov/12)
- ✓ PCH Salto Góes – 20 MW (dez/12)

• Impactos lucro líquido 1T13:

- ✓ maior endividamento para suporte do plano de expansão
- ✓ maior despesa de depreciação/amortização dos novos projetos
- ✓ sazonalidade típica do início do ano para biomassa e eólicas

CPFL Renováveis apresenta um histórico com alta taxa de eficiência. A produção real dos últimos 12 meses é superior ao fator de capacidade certificado.



■ Fator de Capacidade Certificado

■ Fator de Capacidade Real (últimos 12 meses)¹

□ Taxa de Eficiência (últimos 12 meses)¹

--- Fator de Capacidade Consolidado (últimos 12 meses)¹

1) 12 meses findos em fev/13.

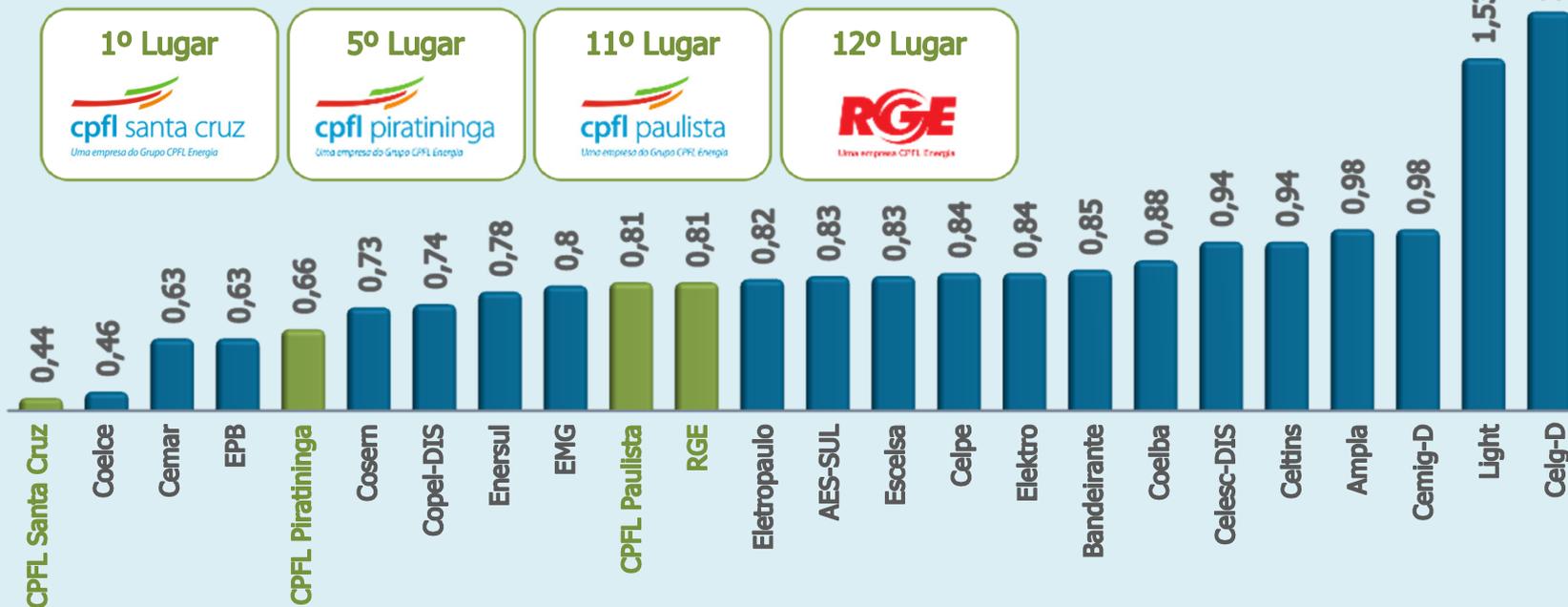
Entrada em operação em **2013-2016(e)** | **582 MW / 270 MW médios**

	Entrada em Operação (e)	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW médios)	Estrutura de capital (e)	PPA	
UTE Coopcana	2T13	50	18,0	Financiamento BNDES (contratado e parcialmente desembolsado)	ACL	81% concluída
UTE Alvorada	2T13	50	18,0	Financiamento BNDES (contratado e parcialmente desembolsado)	ACL	79% concluída
Complexo Macacos I¹	3T13	78,2	37,5	Financiamento BNDES (parte contratado e desembolsado, longo prazo em análise)	LFA ago/10 R\$ 152,6 ³	59% concluída
Complexo Atlântica²	3T13	120	52,7	Financiamento BNDES (em análise)	LFA 2010 R\$ 154,8 ³	58% concluída
Campo dos Ventos II	3T13	30	15,0	Financiamento BNDES (em análise)	LER ago/10 R\$ 142,5 ³	42% concluída
Complexo Campo dos Ventos⁴	3T16	82,0	40,2	Financiamento BNDES (em estruturação)	ACL	10% concluída
Complexo São Benedito⁵	3T16	172,0	89,0	Financiamento BNDES (em estruturação)	ACL	8% concluída

1) Macacos, Pedra Preta, Costa Branca e Juremas; 2) Atlântica I, II, IV e V; 3) Moeda constante (dez/12); 4) Campo dos Ventos I, III, V; 5) Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica, Santa Úrsula São Domingos e Ventos de São Martinho

Grandes Distribuidoras²

Ranking de Qualidade do Serviço da Aneel Indicador de Desempenho Global de Continuidade¹



Pequenas Distribuidoras



Índice Aneel de Satisfação do Consumidor
Percepção do consumidor sobre a qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias de distribuição (acima de 30 mil até 400 mil unidades consumidoras)



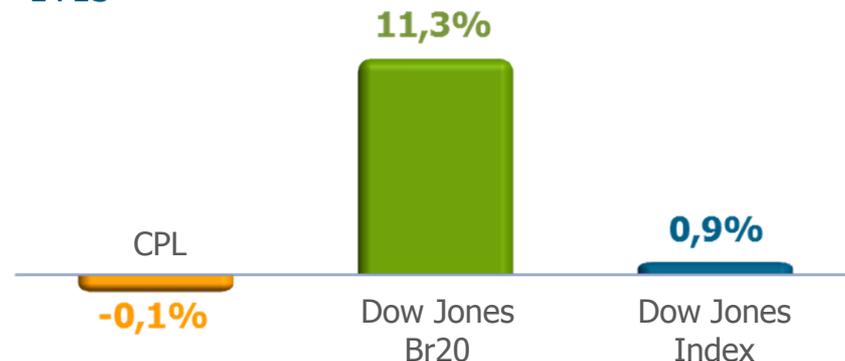
Vencedora Sul e Sudeste 2012

1) O DGC (Indicador de Desempenho Global de Continuidade) consiste na média aritmética simples das razões entre os valores apurados e os limites anuais dos indicadores DEC e FEC. Valores e Ranking elaborados e divulgados pela Aneel. 2) Mercado maior que 1 TWh

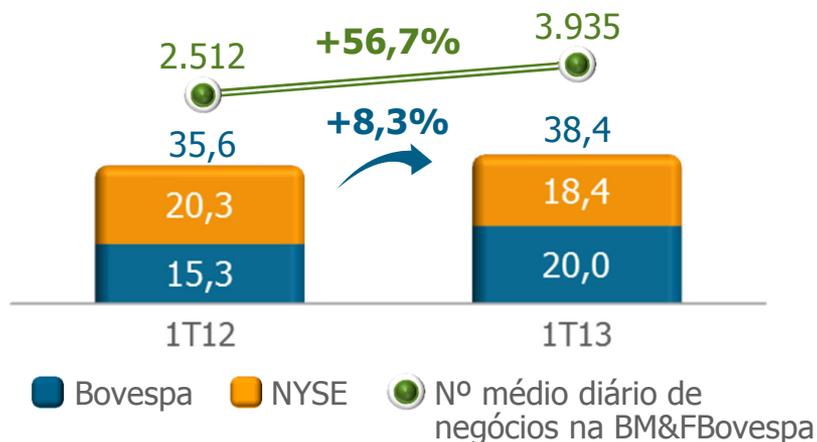
▶ Desempenho das ações na BM&Fbovespa 1T13



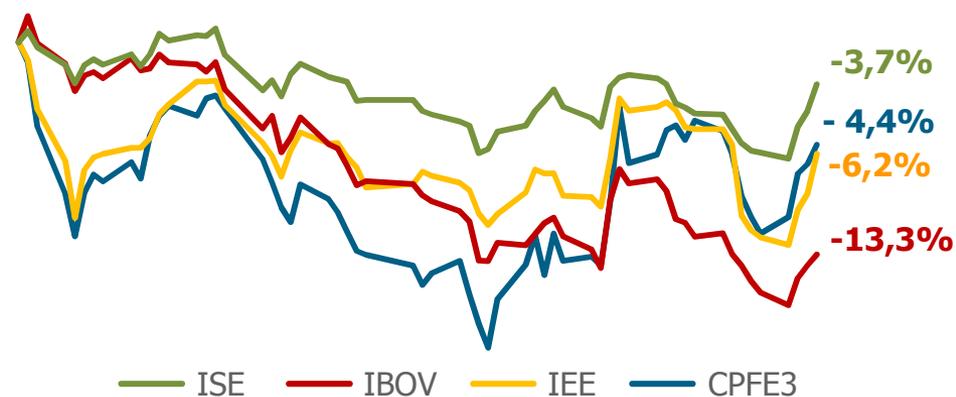
▶ Desempenho dos ADRs na NYSE 1T13



▶ Volume médio diário na BM&Fbovespa + NYSE | R\$ milhões



▶ Desempenho das ações Acumulado 2013 (até 26/abr)



100 anos
GERANDO
HISTÓRIAS

