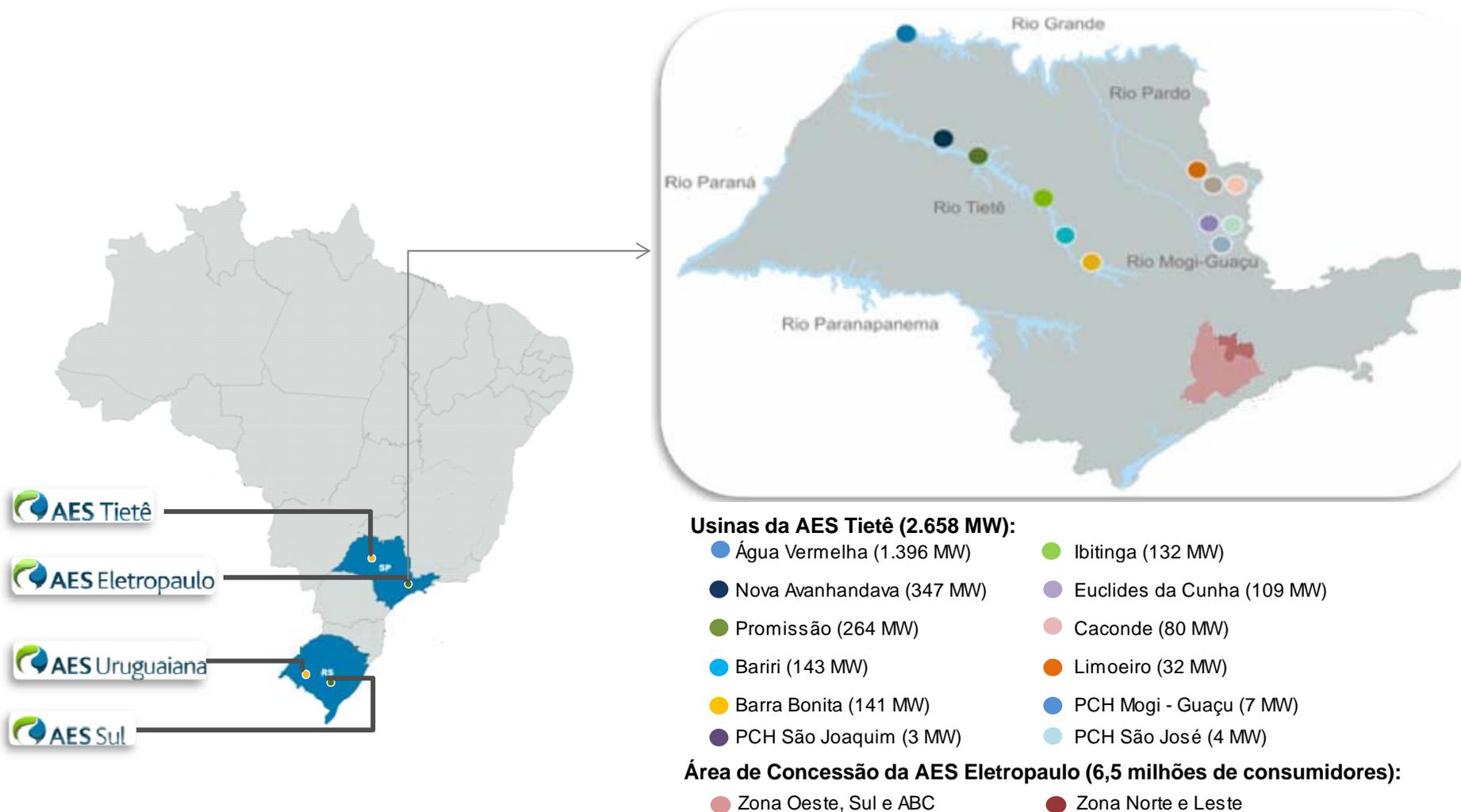




AES Eletropaulo
AES Sul
AES Tietê
AES Uruguaiana

Conferência HSBC Utilities CEO Roundtable

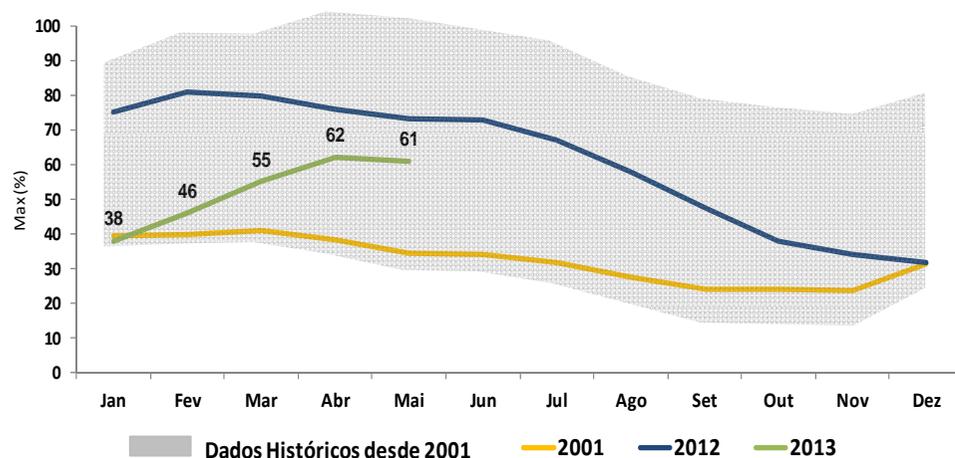
**Britaldo Soares
São Paulo – 4 de Junho de 2013**



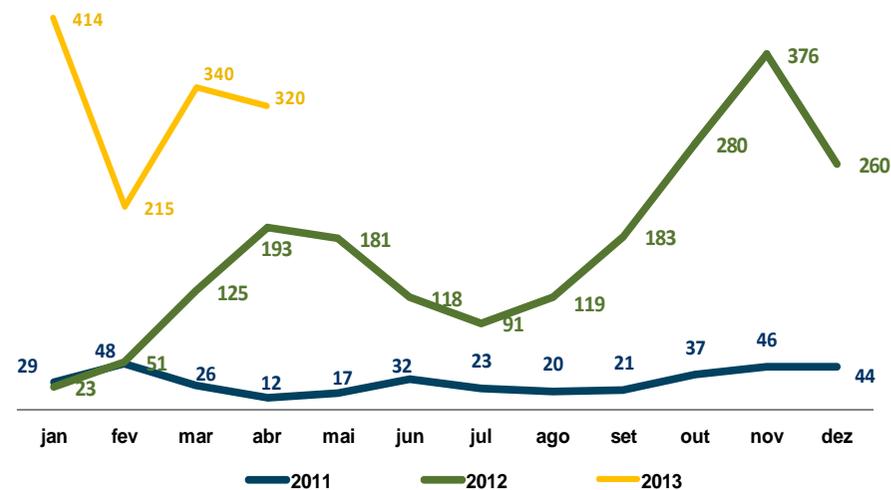
- Confiabilidade operacional: geração de 124% da energia assegurada ao longo dos últimos 3 anos
 - Certificação Internacional PAS-55 de manutenção e gestão de ativos
- Energia totalmente contratada com a Eletropaulo (11GWh) até dezembro de 2015 (R\$182/MWh, reajustado anualmente por IGP-M)
- Estratégia após 2015: contratar energia no mercado livre com grandes consumidores
 - Preços atuais para entrega em 2016: R\$104-R\$114/MWh (reajustado anualmente por IGP-M e direcionados pela oferta e demanda)
- Investimentos previstos para modernização das usinas entre 2013-2017 de ~R\$ 719 milhões
- Disciplina nos investimentos com estratégia de crescimento focada em térmica (greenfield) e eólica (M&A)

Melhores condições hidrológicas Baixo risco de racionamento

Nível dos Reservatórios¹ (%)



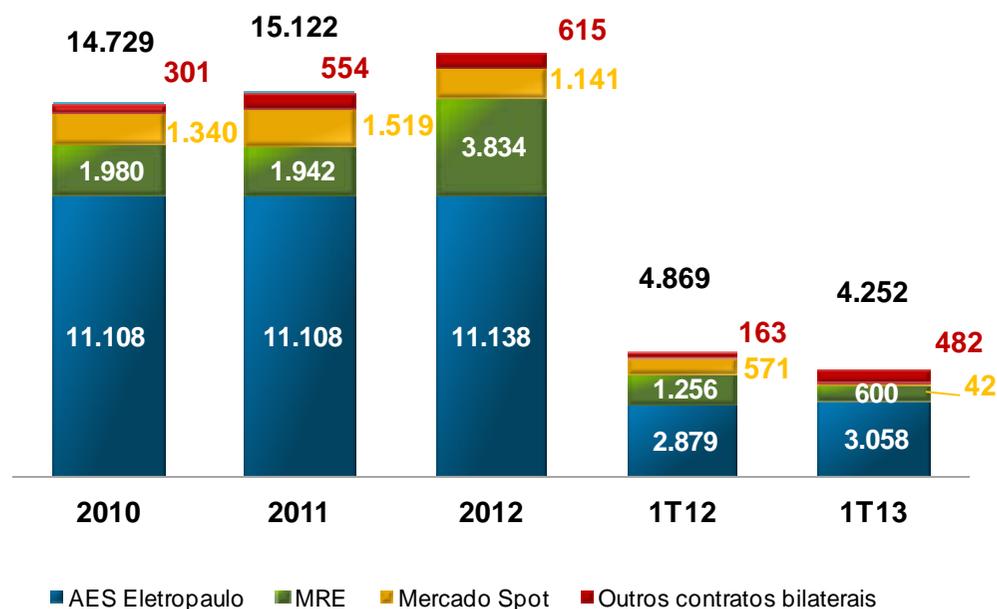
Evolução Mensal do PLD (R\$/MWh) – Submercado SE/CO



- Capacidade térmica disponível para despacho: 14 GW em 2013 vs. 4 GW em 2001
- Termelétricas como provedoras de estabilidade operacional - despachabilidade
- Para 2013, estimativa de rebaixamento médio da garantia física entre 4 a 9%, com despacho térmico de 9,5 a 13 GW. Custo anual com compra de energia seria de R\$231 a 441 milhões (663 a 1.163 GWh)

1. níveis médios dos reservatórios no país (porcentagem da capacidade máxima de armazenamento)

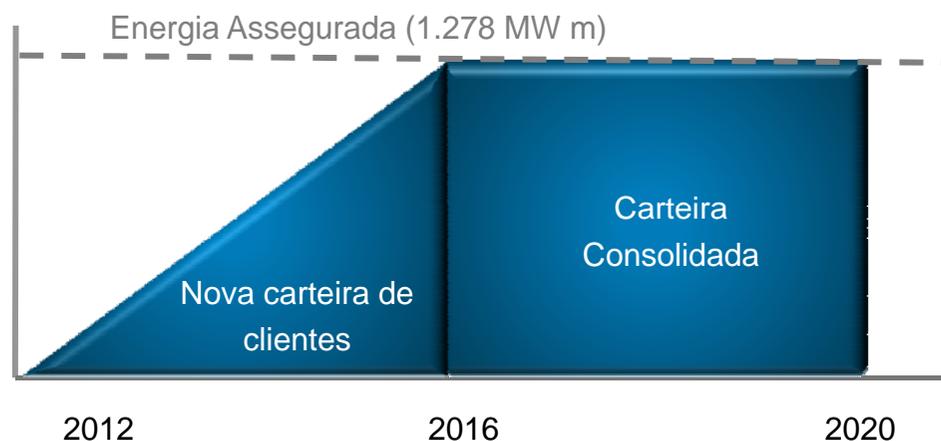
Energia Faturada



- Vendas de energia por meio de outros contratos bilaterais, totalizou 482GWh no 1T13. Montante 196% superior ao 1T12, dentro da estratégia de ampliação da carteira com novos clientes
- Portfólio de contratos bilaterais no mercado livre de 307 MWm no 1T13, sendo 143MWm para após 2016

Estratégia de composição e estruturação de carteira de clientes

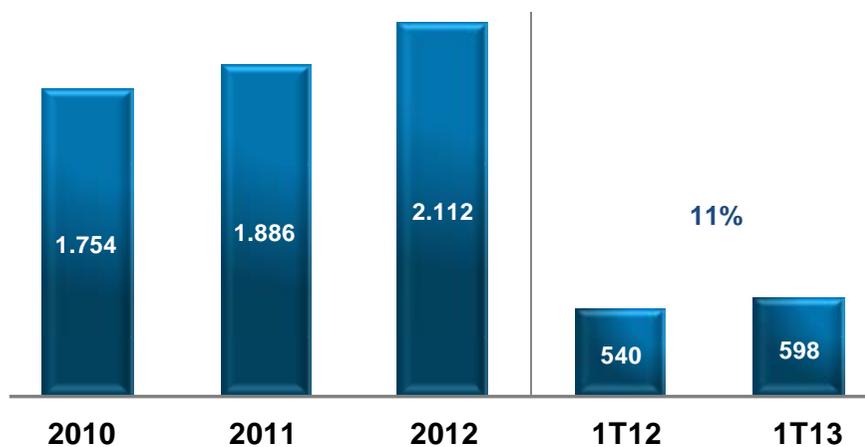
Evolução da carteira de clientes



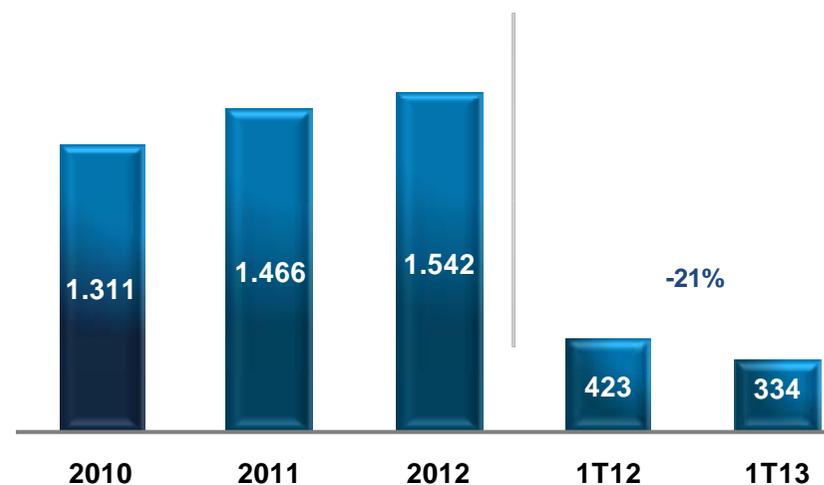
- Ampliar e diversificar a carteira de clientes até o final de 2015
- Destinar a maior parte da energia assegurada para o mercado livre
- Preços no mercado livre para 2016 ainda atrativos e com viés de alta (R\$ 104-114/MWh)
- Carteira já conta com 45 clientes
- Oportunidade para negociação da energia proveniente de projetos que a Companhia venha a desenvolver nos próximos anos

Principais Indicadores Financeiros

Receita Líquida



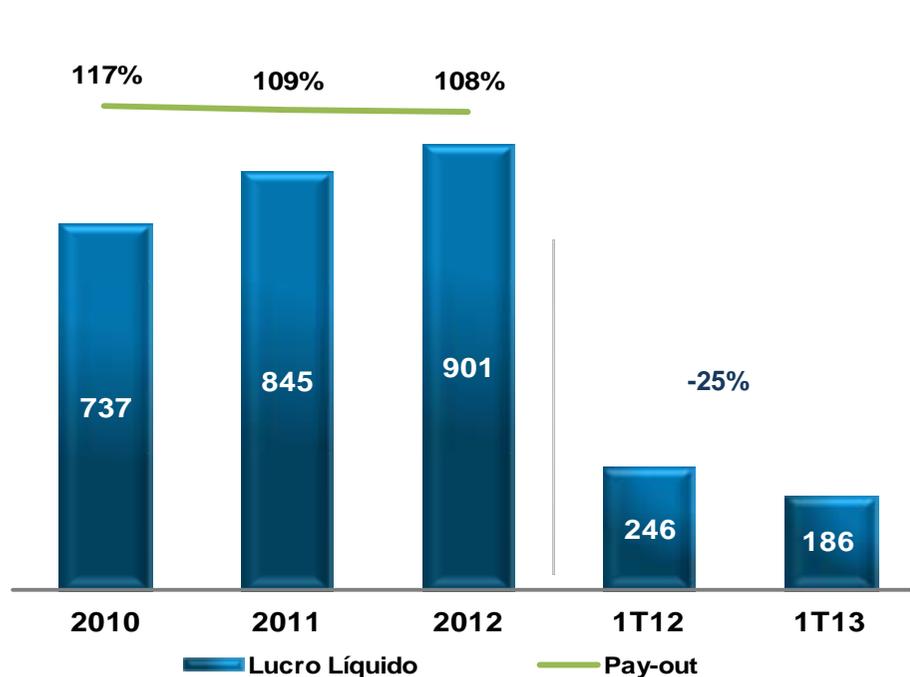
Ebitda



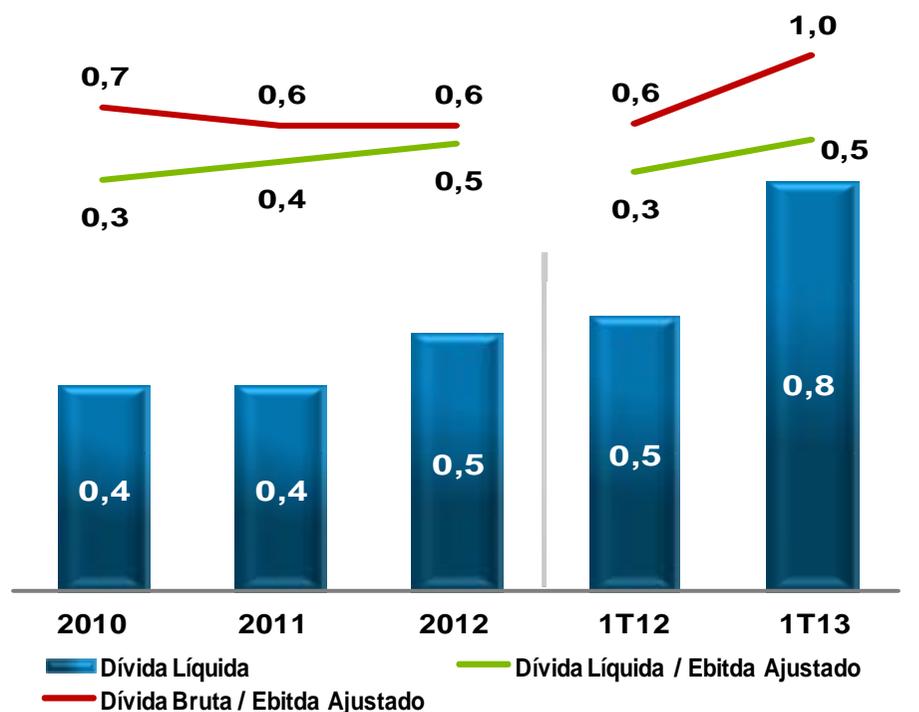
- Receita líquida de R\$598 milhões no 1T13, um aumento de 11% em relação ao 1T12
- Maior custo com energia comprada no mercado spot, reduziu Ebitda em 21%. Margem Ebitda alcançou 56% no 1T13

Principais Indicadores Financeiros

Lucro Líquido



Dívida Líquida



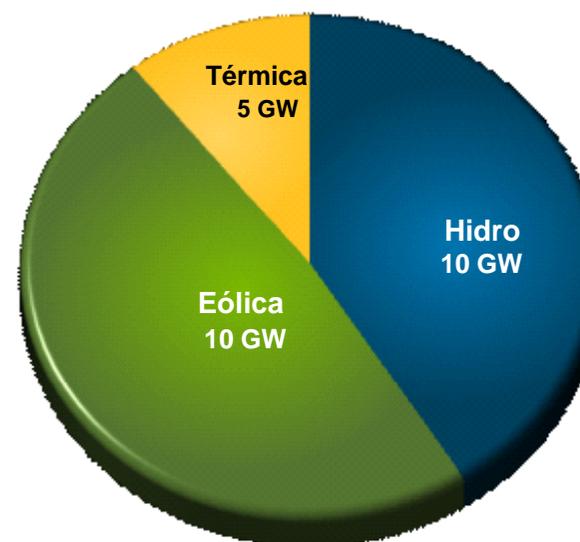
- Aumento no saldo da dívida devido à 1ª emissão de notas promissórias realizada em 6 de Março 2013
- Maior custo com energia comprada no mercado spot, reduziu o lucro líquido em 25% no 1T13

Mercado Crescente com Capacidade para a Expansão

Capacidade Instalada (GW)



Crescimento por Fonte de Energia



- Crescimento anual do PIB de ~3% ao longo dos últimos 5 anos
- Crescimento da demanda anual de ~4% até 2021, o que significa 60 GW de capacidade adicional necessária – dos quais 35 GW já foram leiloados
- Oportunidade para investimentos dentro da estratégia de crescimento da Companhia

Projeto “Termo São Paulo” (550 MW)

- Usina termoeétrica à gás natural de ciclo combinado
- Licença prévia concedida em outubro de 2011 e válida por 5 anos
- Pendente de fornecimento de gás
- Próximos passos: obter licença de instalação



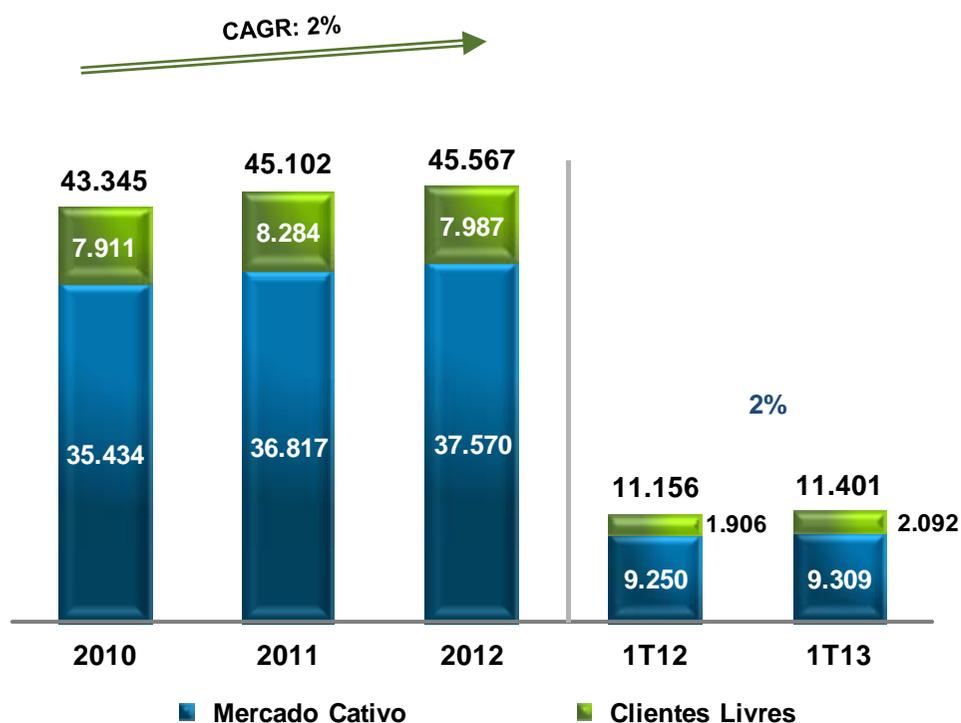
Projeto “Termo Araraquara” (579 MW)

- Usina termoeétrica à gás natural de ciclo combinado
- Opção de compra celebrada em março de 2012
- Pendente de fornecimento de gás
- Próximos passos: Obter licença de instalação

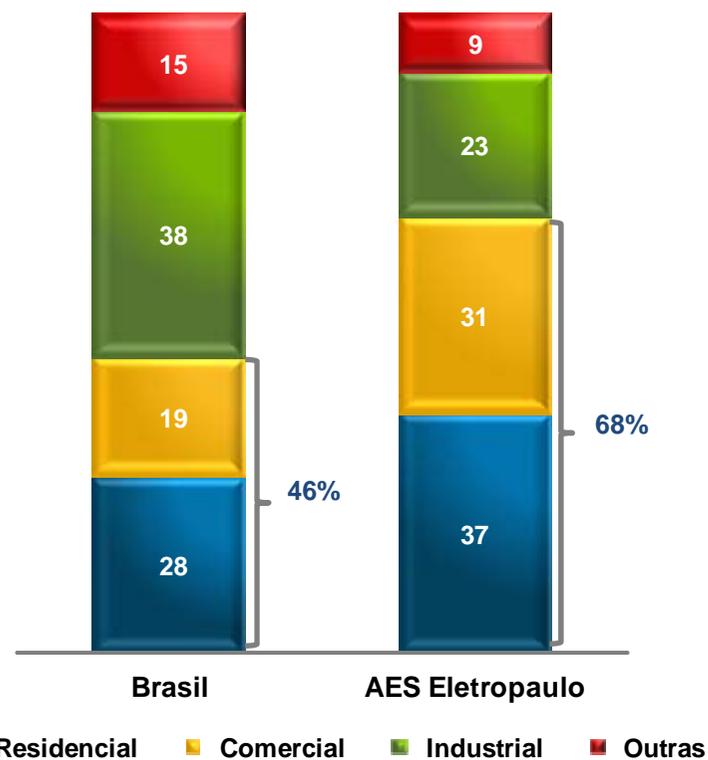


- Crescimento do PIB regional de 3,3% (média de 5 anos)
- Expectativa de crescimento do PIB de 3% para 2013 e 3,5% em 2014-2015
- Terceira revisão tarifária aplicada em julho de 2012. Próxima revisão em julho de 2015
- Recurso administrativo ANEEL: resultado esperado para julho de 2013
- Qualidade dos serviços: DEC/FEC ~28% melhor do que os níveis de 2009
- Foco em eficiência (reestruturação, melhorias nos processos etc.)
- Investimentos previstos entre 2013-2017 de ~R\$ 3.2 bilhões

Mercado Total¹ (GWh)



Consumo por classe – 1T13 (%)



1 – Consumo próprio não considerado

Investimentos proporcionaram a queda do nível de perdas

Investimentos



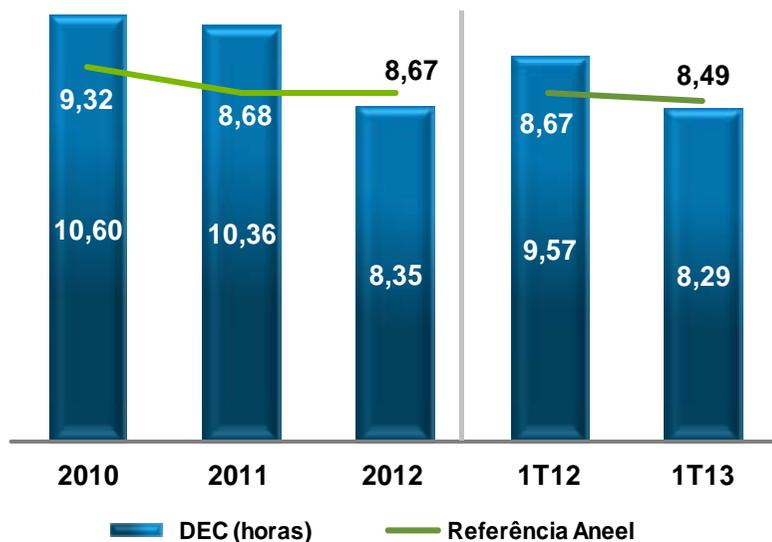
Perdas (últimos 12 meses)



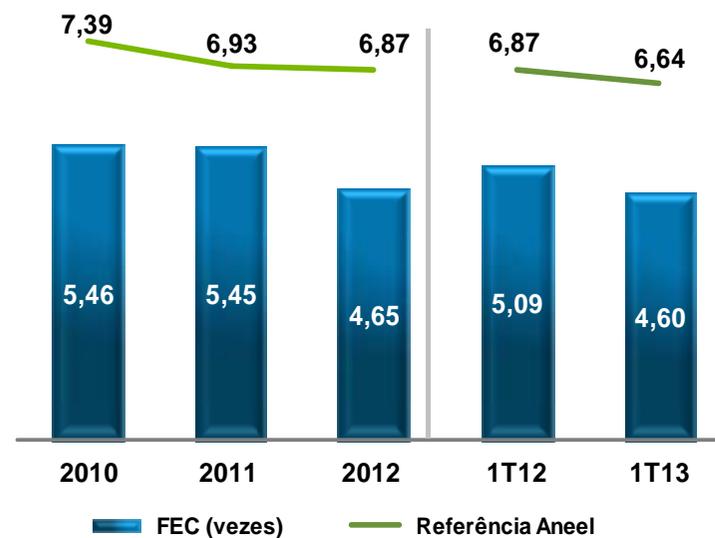
- Investimentos direcionados à expansão do sistema, manutenção e qualidade dos serviços ao cliente
- Nível de perdas dentro do referencial regulatório para o 3º Ciclo de Revisão Tarifária

Investimentos proporcionaram a melhoria na qualidade dos serviços

DEC (últimos 12 meses)



FEC (últimos 12 meses)

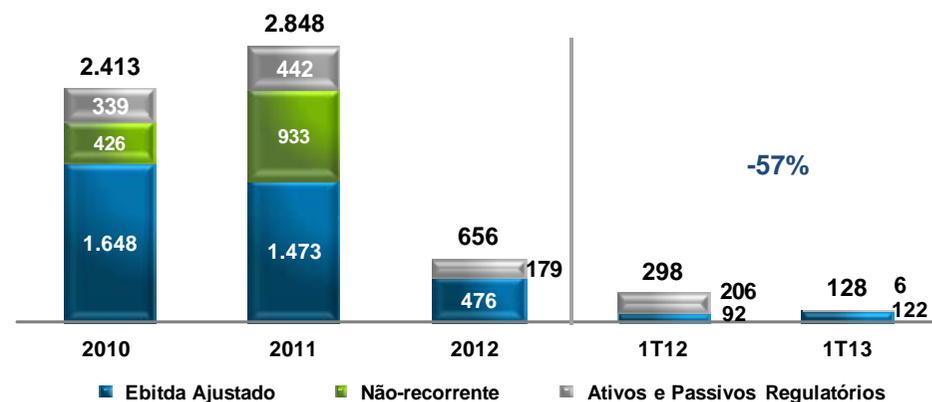


- Redução de 13% no DEC e de 10% no FEC em comparação ao 1T12

Receita Bruta

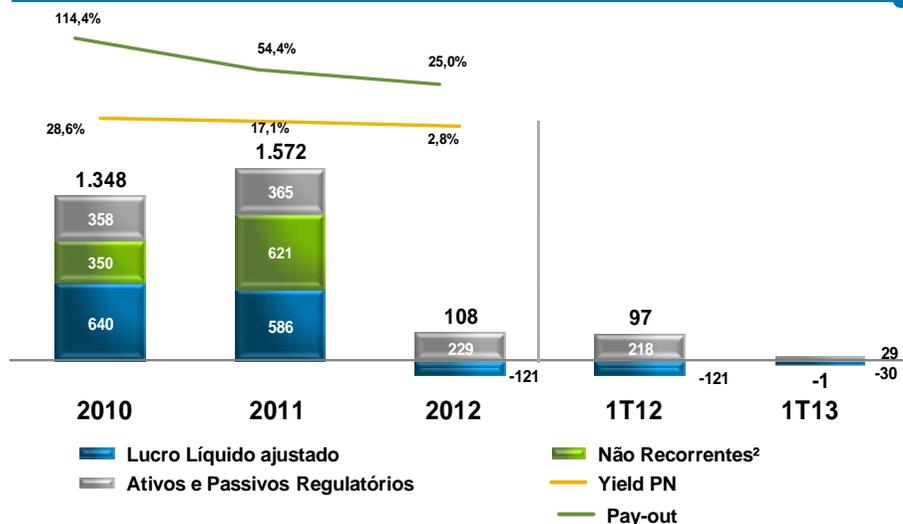


Ebitda

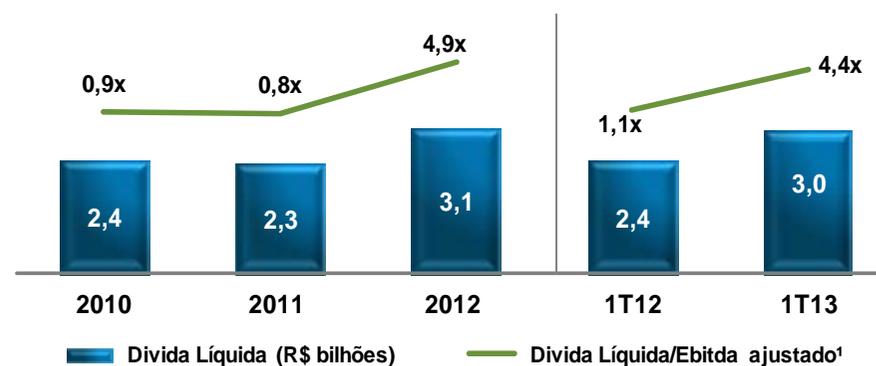


- Receita bruta reflete o impacto da redução da tarifa decorrente da Lei n.º 12.783/2013
- Redução do Ebitda reflete principalmente a revisão e reajuste tarifários sobre a Parcela B

Lucro (Prejuízo) Líquido e payout¹



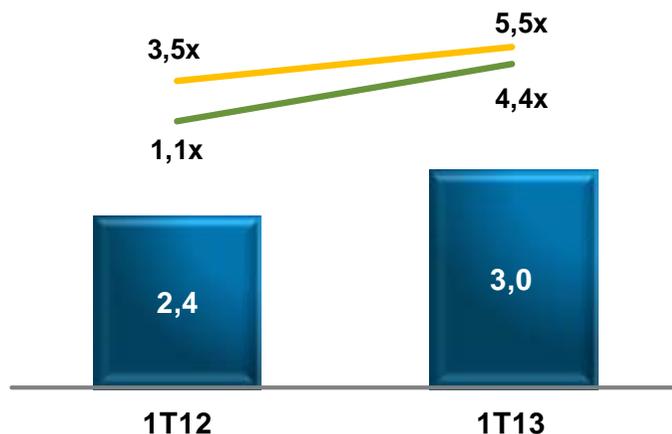
Endividamento



- Companhia apresentou um prejuízo líquido de R\$ 0,8 milhão, sobretudo devido ao impacto negativo da revisão e reajuste tarifários sobre a Parcela B
- Saldo da dívida líquida impactado principalmente pelo menor volume de caixa e inclusão do corredor da fundação Cesp

Covenants: melhora nos indicadores a partir do 2T13

Dívida Líquida



- Dívida Líquida (R\$ bilhões)
- Dívida Líquida/ Ebitda ajustado¹
- Covenants Dív. Líq./ Ebitda ajustado¹

Custo da dívida

	1T12	1T13
Custo médio (% CDI) ²	112%	110%
Prazo médio (anos)	6,4	6,7
Taxa efetiva	12,0%	11,7%

Covenants

Alteração nos limites dos *covenants*:

- Dívida Líquida/Ebitda ajustado¹ para 5,5x no 1T13 e 3,75x no 2T13
- Ebitda ajustado/ Despesa Financeira >1,75x

A partir do 2T13, fim do efeito negativo da provisão dos efeitos da postergação da revisão tarifária no Ebitda ajustado (1S12) e melhora nos indicadores

1 – EBITDA ajustado pelas despesas referentes a Fundação Cesp e ativos e passivos regulatórios.

2 – Percentual do CDI

Cálculos de despesa e desembolso com a Fcesp seguem diferentes normas

	DESPESA CONTÁBIL	DESEMBOLSO DE CAIXA
Órgão regulador	CVM	PREVIC
Apuração	Diferença entre juros sobre as obrigações atuariais e sobre os ativos	Resultado da avaliação atuarial da FCesp
Taxa de desconto	Apurada de acordo com a NTN-B em 31/12/2012: 3,75% a.a.	Apurada de acordo com estudo da FCesp, respeitada a Resolução CNPC n.º 9: 5,5% a.a.
Reconhecimento	Demonstrações financeiras da Companhia	Demonstrações financeiras da FCesp

Principais alterações impostas por regras contábeis

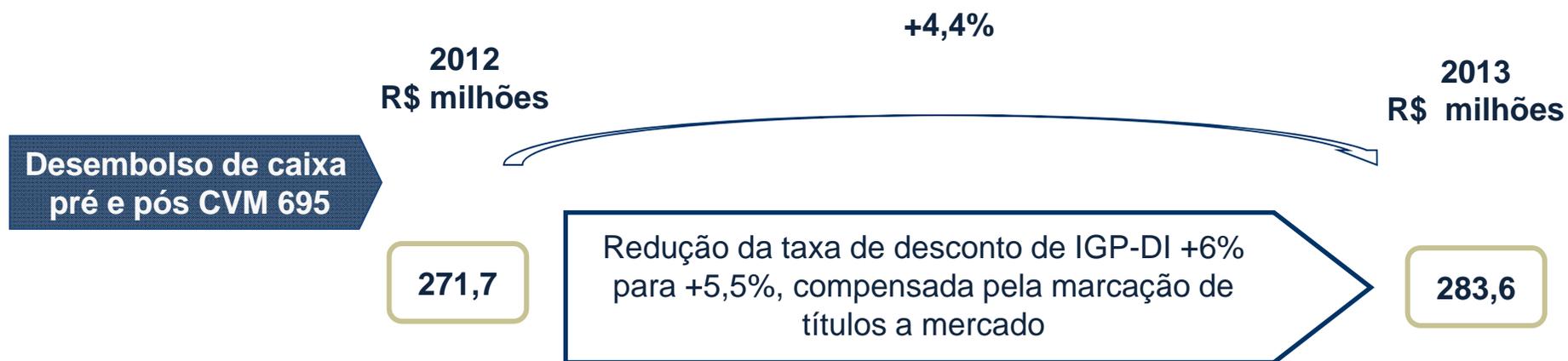
	Até 31.12.2012 (Del. CVM 600)¹	A partir de 01.01.2013 (Del. CVM 695)
Retorno esperado dos ativos	Determinado por um estudo específico de empresa especializada (6,79% para 2012)	Corresponde à taxa de desconto do passivo atuarial (3,75% para 2013)
Ganhos e perdas atuariais	Acumulados ao longo dos anos no “corredor” (excesso de 10% do ativo ou passivo reconhecido no resultado)	Totalmente reconhecidos no balanço da Companhia (Passivo e PL)
Corredor acima de 10% do passivo do plano	Amortizado pelo tempo de serviço futuro médio dos participantes ativos e reconhecido no resultado	Não há impacto (totalmente reconhecido no balanço da Companhia)

1 – Revogada pela Deliberação CVM 695, em 13 de dezembro de 2012

Impactos no resultado decorrem das mudanças impostas pela CVM

	2012 R\$ milhões		2013 R\$ milhões
Custo do serviço	16,3	Redução da taxa de desconto de 5,5% para 3,75%	29,3
Custo dos juros	916,6	Redução da taxa de desconto de 5,5% para 3,75%	1.018,1
Retorno esperado dos ativos	(788,6)	Redução da taxa de retorno de 6,79% para 3,75%	(696,5)
Amortização dos ganhos e perdas atuariais	15,3	Extinção do método do corredor	-
Total da despesa	159,7		350,9

- O aumento da despesa deverá ser revertido via patrimônio nos próximos anos em função da expectativa de rentabilidade do plano ser maior que a taxa de retorno dos ativos utilizadas no cálculo
- Retorno médio dos últimos cinco anos de 16% a.a. (acima da meta atuarial do período)

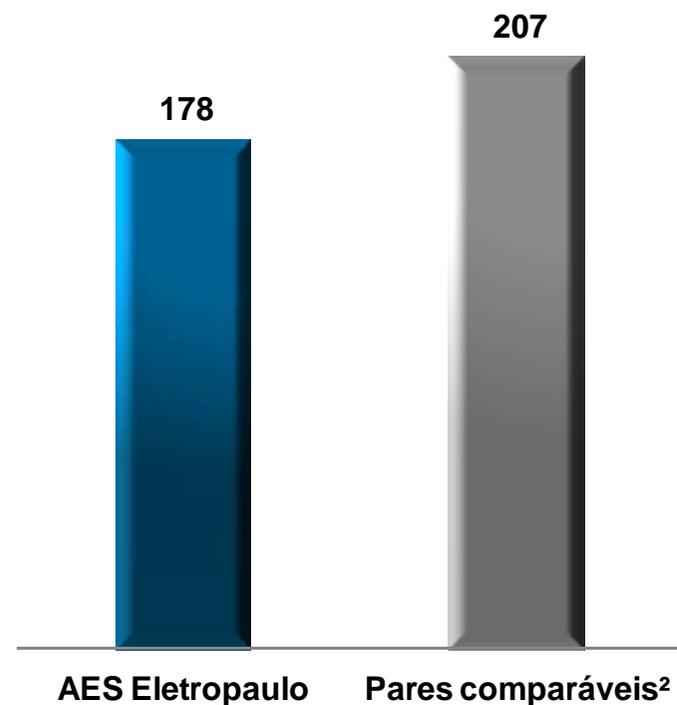


- Alterações impostas pela CVM 695 não tem influência nas premissas e conseqüentemente no método de cálculo do desembolso com o plano de pensão
- Para 2014 não é previsto aumento significativo no desembolso, mantidas as premissas atuariais

Programa de eficiência e resultados

- Início em 2007 envolvendo desde estrutura de custos a revisão de processos:
 - Gestão estratégica
 - Serviços compartilhados
 - Redesenho e automatização de processos
- Redução de custos gerenciáveis de R\$ 100 milhões a partir de 2013
- AES Eletropaulo entre as distribuidoras com menor custo do país

PMSO¹ por consumidor (R\$)



1 – Pessoal, Material, Serviços e Outros.

2 – Pares: CPFL Paulista, Light, Cemig e EDP Bandeirante. Eletropaulo exclui SIRP (não recorrente de R\$29 milhões)

Discussão

Argumentos

Base Blindada

- Pleito de reversão da exclusão de R\$ 1.260 milhões da base blindada:
 - R\$ 728 milhões referentes à exclusão de cabos; e
 - R\$ 533 milhões referentes à reclassificação de contas e ajustes na quantidade de equipamentos

- Base blindada aprovada em 2003 e reconfirmada em 2007, baseada no critério de consistência global

Base Incremental

- Pleito de inclusão de R\$ 442 milhões referentes à componentes menores e capitalização de mão de obra

- Adequação dos padrões regulatórios aos custos reais

Perdas

- Mudança da empresa de referência na Audiência Pública (redução de perdas regulatórias de 0,49% para 1%)

- Empresa de referência é outlier e o 0.49% de perdas regulatórias deveria ser restaurado