Tractebel Energia
GDF SUEZ



# Apresentação de Resultados – 2T14

# Aviso importante

Este material 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 Tractebel Energia, de acordo com a sua experiência e o ambiente econômico, nas condições de mercado e nos eventos futuros esperados, muitos dos quais estão fora do controle da Tractebel Energia. 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 Tractebel Energia, 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 e outros fatores. Em razão desses fatores, os resultados reais da Tractebel Energia 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 Tractebel Energia 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 Tractebel Energia. 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.

# Destaques, Controle Acionário, *Market Share*, Ativos e Vendas

# Destaques do desempenho

- Principais indicadores financeiros e operacionais:

| (valores em R$ milhões) | 2T14 | 2T13 | Var. | 6M14 | 6M13 | Var. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Receita Líquida de Vendas (RLV) | 1.364,8 | 1.273,4 | 7,2% | 3.007,8 | 2.664,2 | 12,9% |
| EBITDA[1] | 301,5 | 719,9 | -58,1% | 995,6 | 1.590,5 | -37,4% |
| EBITDA / RLV - (%) | 22,1 | 56,5 | -34,4 p.p. | 33,1 | 59,7 | -26,6 p.p. |
| Lucro Líquido | 73,7 | 324,0 | -77,2% | 363,0 | 748,9 | -51,5% |
| Energia Vendida (MW médios) | 4.158 | 4.023 | 3,4% | 4.191 | 4.074 | 2,9% |
| Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh)[2] | 148,2 | 138,5 | 7,0% | 146,4 | 137,4 | 6,5% |
| Produção (MW médios) | 5.105 | 4.322 | 18,1% | 5.413 | 4.405 | 22,9% |

[1] EBITDA representa: lucro operacional + resultado financeiro + depreciação e amortização.
[2] Líquido de exportações e impostos sobre a venda.

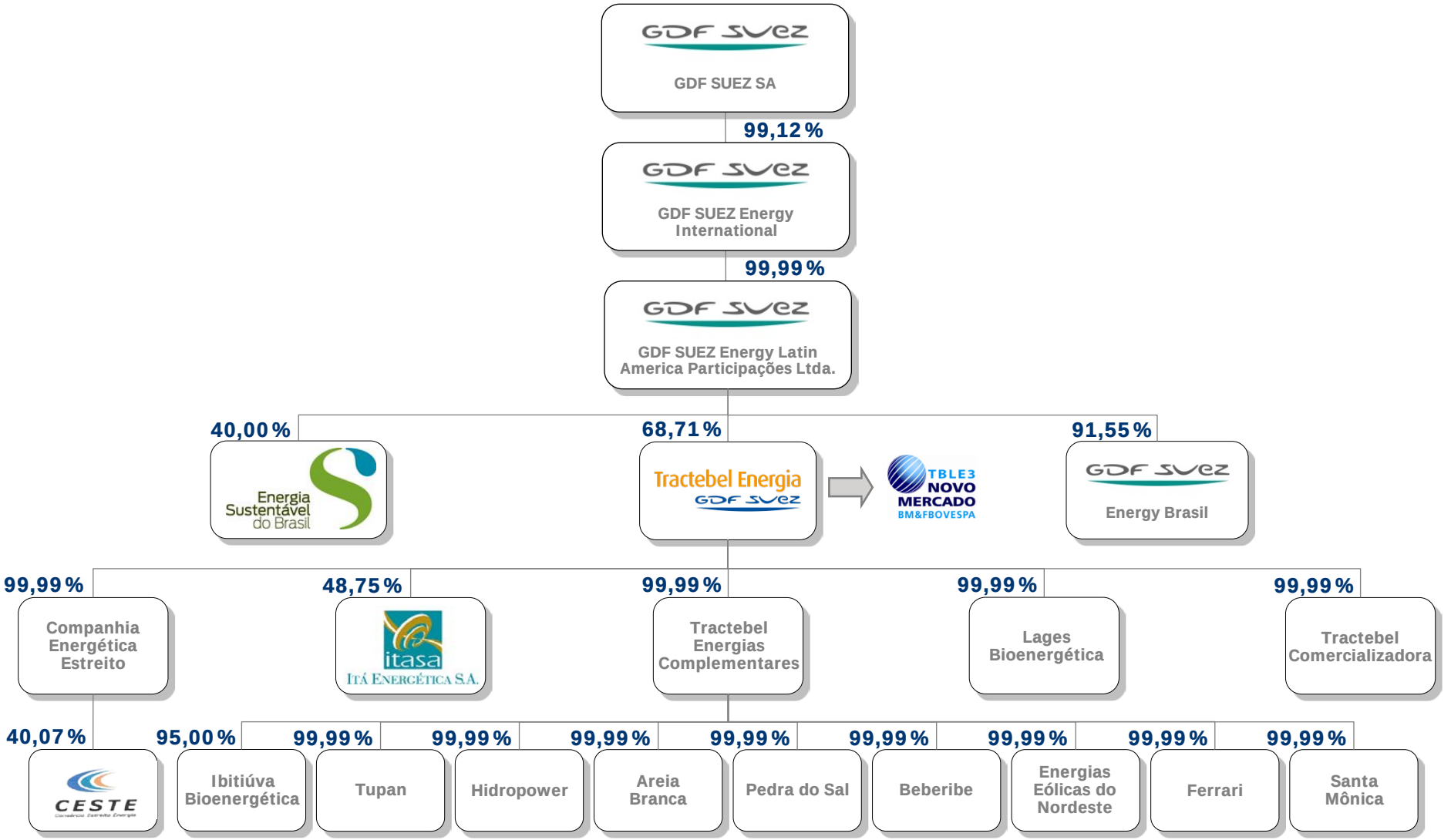
# Destaques do desempenho (cont.)

• O Conselho de Administração da Companhia aprovou a distribuição de R$ 380,1 milhões (R$ 0,5823 por ação) sob a forma de dividendos intercalares, com base nos resultados de 6M14, o que corresponde a 100% do lucro líquido ajustado do semestre.

• Em 30 de abril, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) realizou um Leilão A-0 que negociou 2.046 MW médios até o final de 2019. Desse total, 150 MW médios foram vendidos pela Tractebel Energia ao preço de R$ 270,69/MWh.

• Em junho, a Tractebel Energia firmou, com a Alstom, contrato de fornecimento de 36 aerogeradores, modelo ECO122, de 2,7 MW de potência cada, para o Complexo Eólico Santa Mônica.

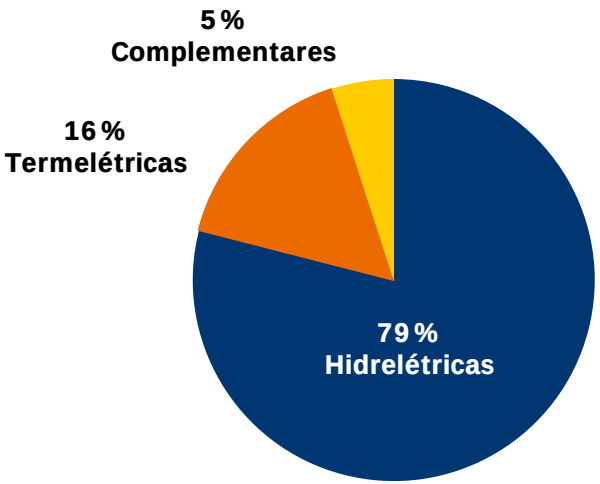
# A Tractebel é controlada pela GDF SUEZ, líder mundial em energia

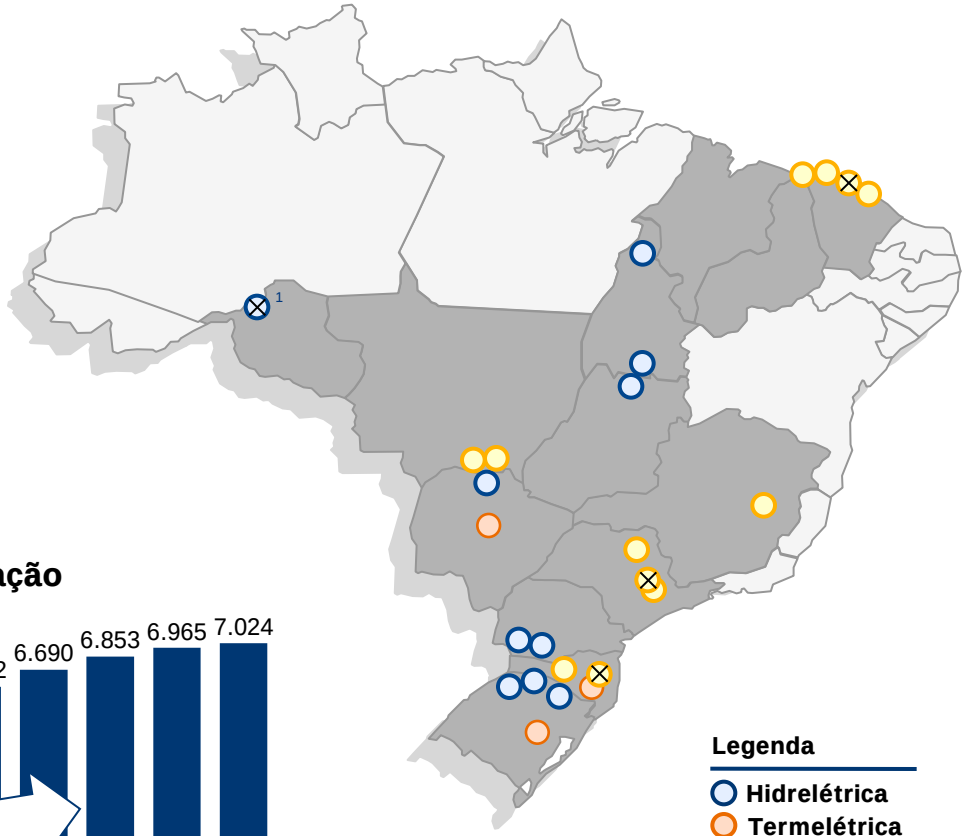


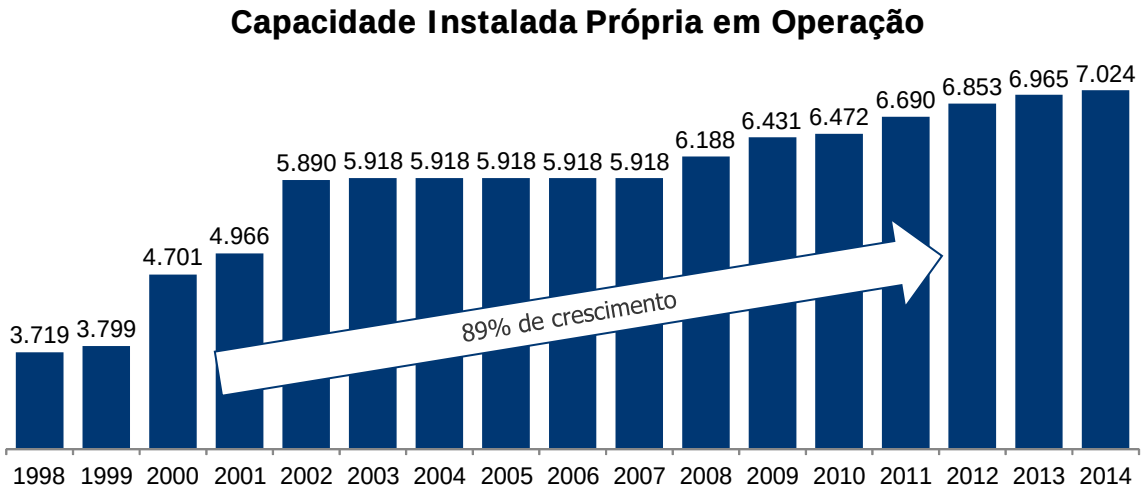

Estrutura simplificada

# Portfólio balanceado de ativos, com localização estratégica

Capacidade instalada própria de 7.024,2 MW em 26 usinas operadas pela Companhia em um portfolio balanceado.



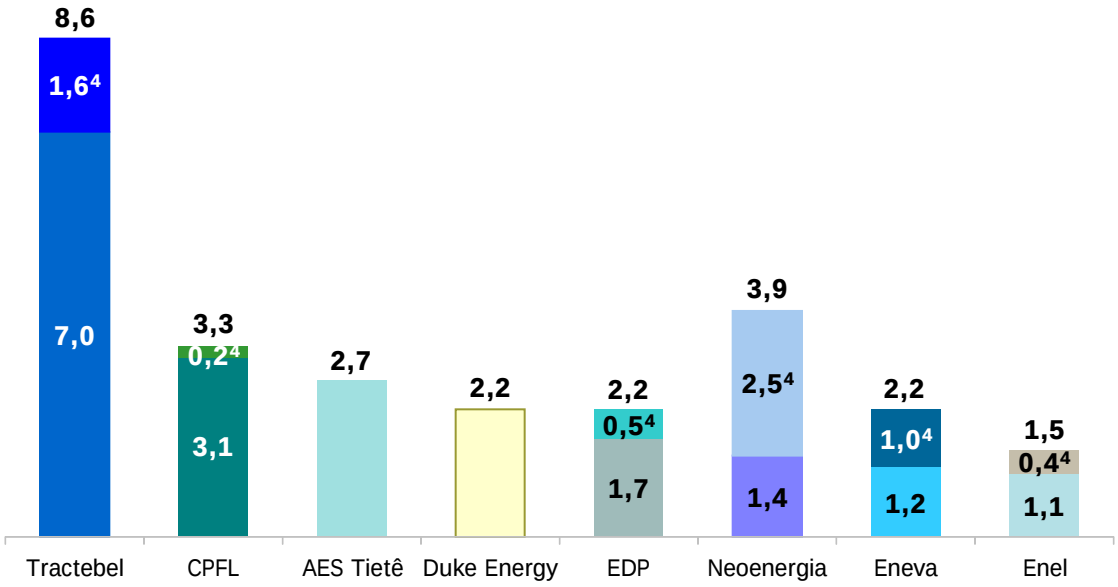




Nota:
¹ A GDF SUEZ detém 40,0% da UHE Jirau, cuja transferência para a Tractebel Energia é esperada.

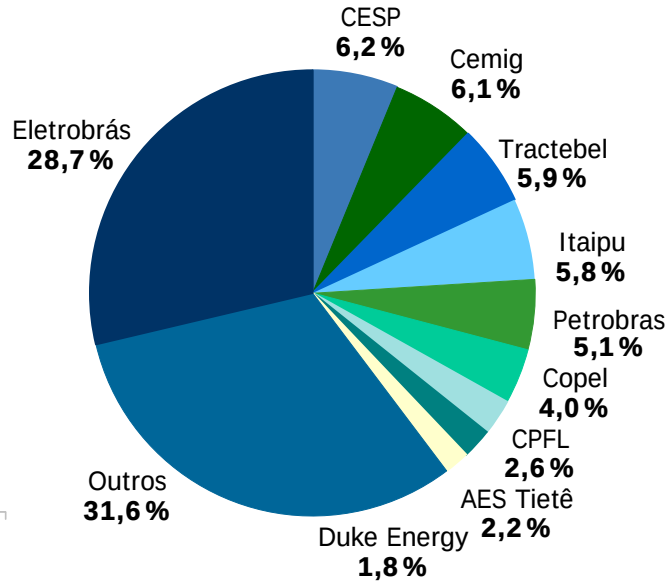
# Liderança entre os geradores privados de energia

A Tractebel Energia é a maior geradora privada do setor elétrico brasileiro...

**Setor Privado – Capacidade Instalada[1] (GW)**




**Brasil – Capacidade Instalada Existente[2,3]**



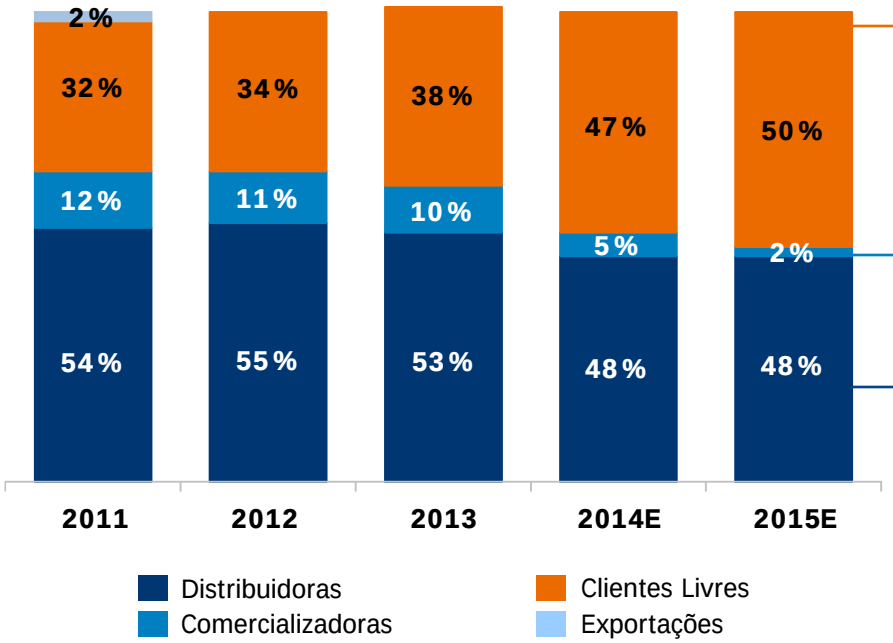

Fonte: Aneel, *websites* das empresas e estudos internos.

Notas:
[1] Aparentes erros de soma são efeitos de arredondamento das parcelas.
[2] Valor correspondente ao SIN - Sistema Interligado Nacional.
[3] Inclui somente a parcela nacional de Itaipu.
[4] Capacidade instalada em construção com base em informações da Aneel, ONS e estudo interno. Para a Tractebel, foram consideradas as usinas em construção conforme slide 36 desta apresentação.

...e está bem posicionada para capturar oportunidades de negócio.

# Portfólio balanceado entre distribuidoras, clientes livres e comercializadoras

## Energia Contratada por Tipo de Cliente[1]




Nota:
[1] Os valores foram reclassificados. A Companhia, a partir do 3T12, passou a apresentar as vendas para comercializadoras que destinam a energia comprada exclusivamente para as suas unidades produtoras como vendas para consumidores livres, e não mais como para comercializadoras.

Pioneirismo no atendimento sistemático ao mercado livre...

- Flexibilidade (preços, prazos e condições) → Maximiza a eficiência do portfólio
- Contratos de oportunidade (compra/venda) → Estruturação de produtos
- Maior mercado consumidor
- Contratos regulados e livres

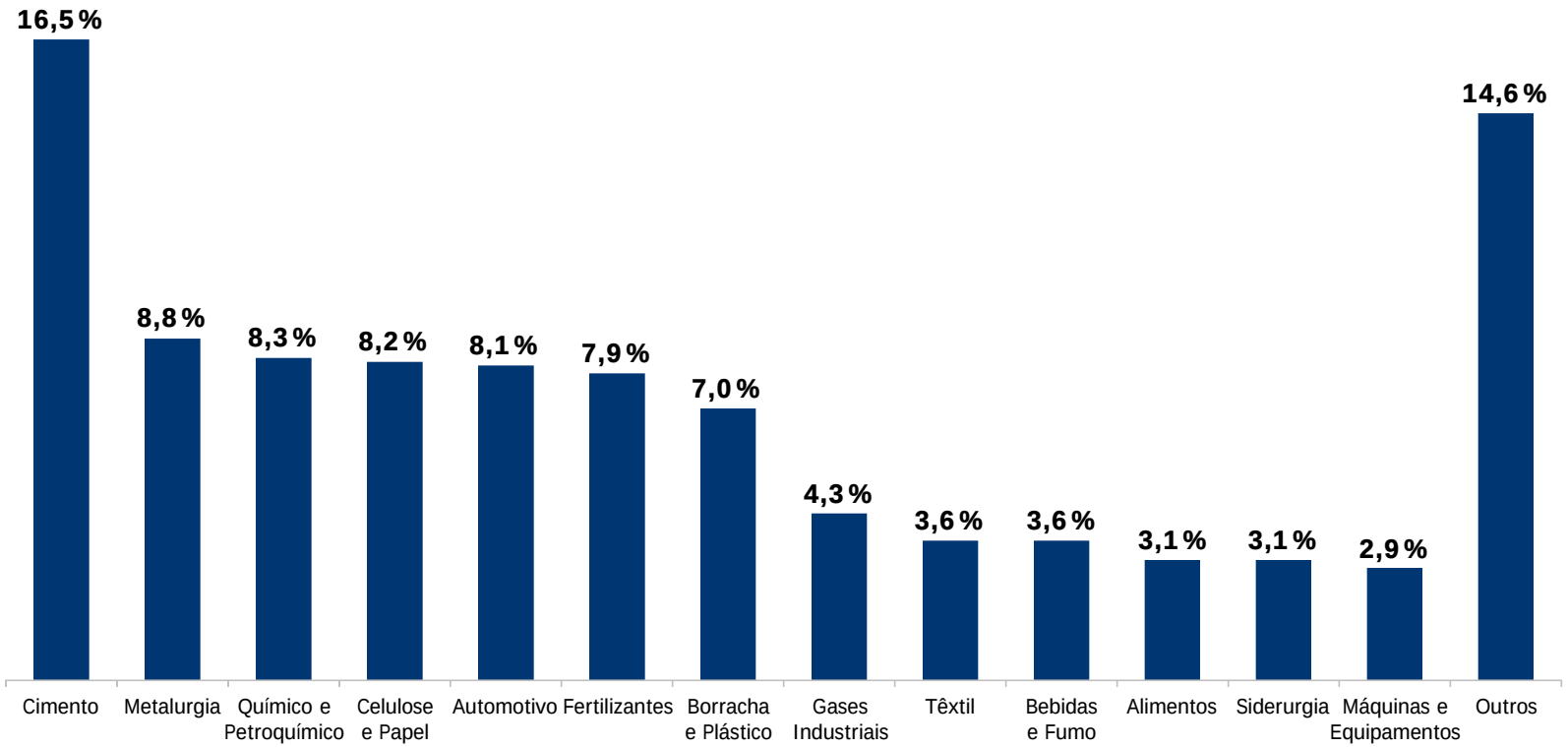
→ Maior previsibilidade do fluxo de caixa de longo prazo

...visando minimizar riscos e maximizar a eficiência do portfólio de clientes.

# Diversificação também dentro do portfólio de clientes livres

A diversificação dos setores dos clientes livres, somada a um rigoroso processo de análise de crédito, traduz-se em um nível zero de inadimplência.

**Volume total de venda para clientes livres para 2014: 1.912 MW médios**



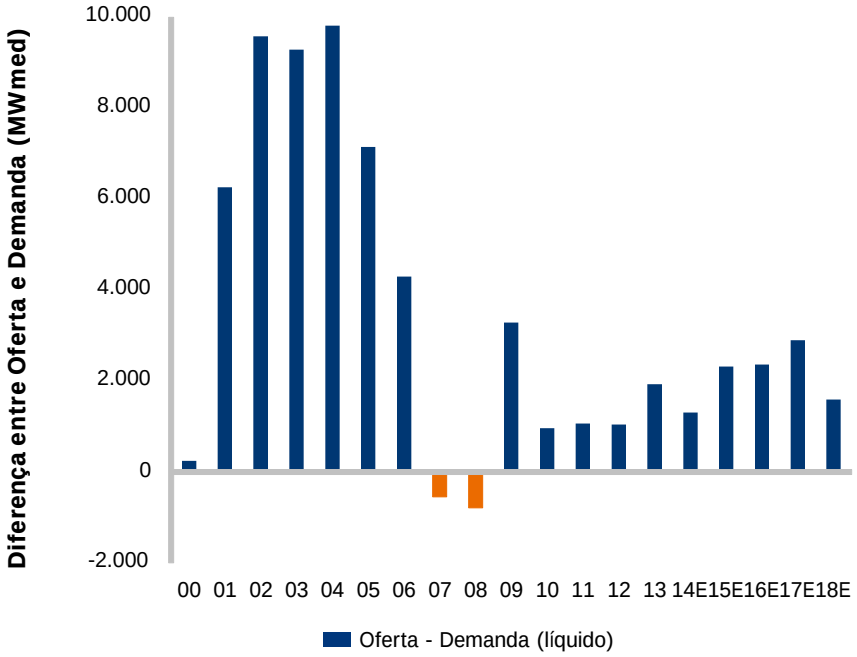

Fonte: Estudo interno da Tractebel Energia baseado em classificação do IBGE.

# Mercado de Energia no Brasil

# Novo perfil de distribuição de renda tem contribuído para o aumento da demanda por energia elétrica

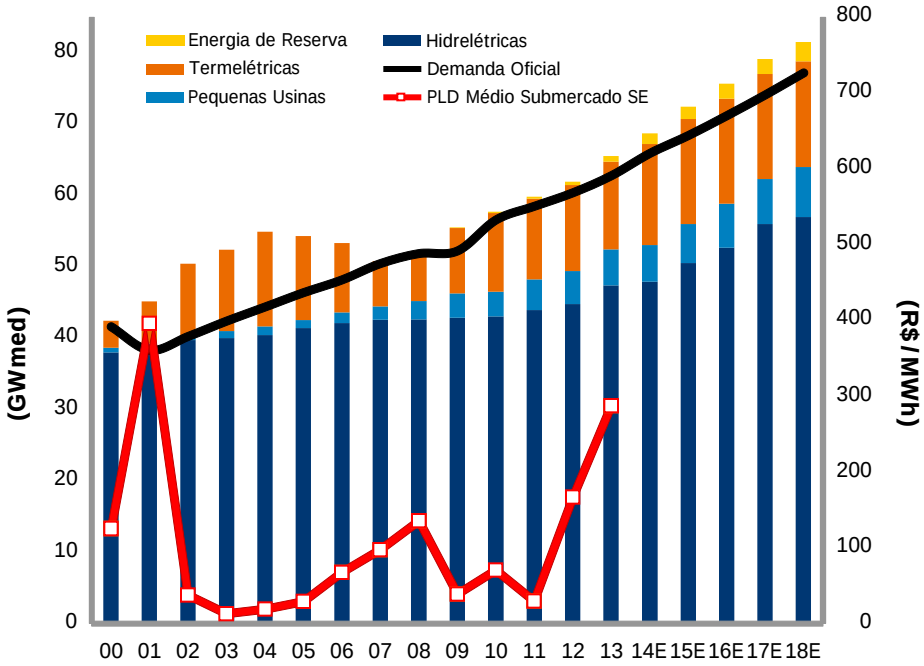
Além da redistribuição de renda, o aumento da participação termelétrica, o atraso na implantação de novos projetos, a preferência pela construção de hidrelétricas com pequena capacidade de armazenamento e a adoção de procedimentos de aversão a risco – como a mudança de cálculo do PLD –, poderão elevar os preços futuros de energia.

**Mercado de Energia**




Fonte: Estudo interno da Tractebel Energia baseado no Plano Mensal de Operação (PMO) de julho de 2014.

**Distribuição da Oferta por Fonte**




Fonte: Estudo interno com base em informações da Aneel e do ONS.

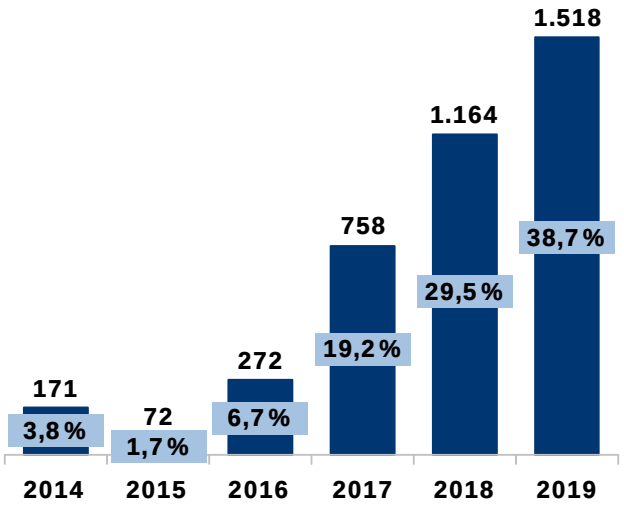
# Estratégia de Comercialização

# A energia para entrega no médio prazo está quase totalmente contratada

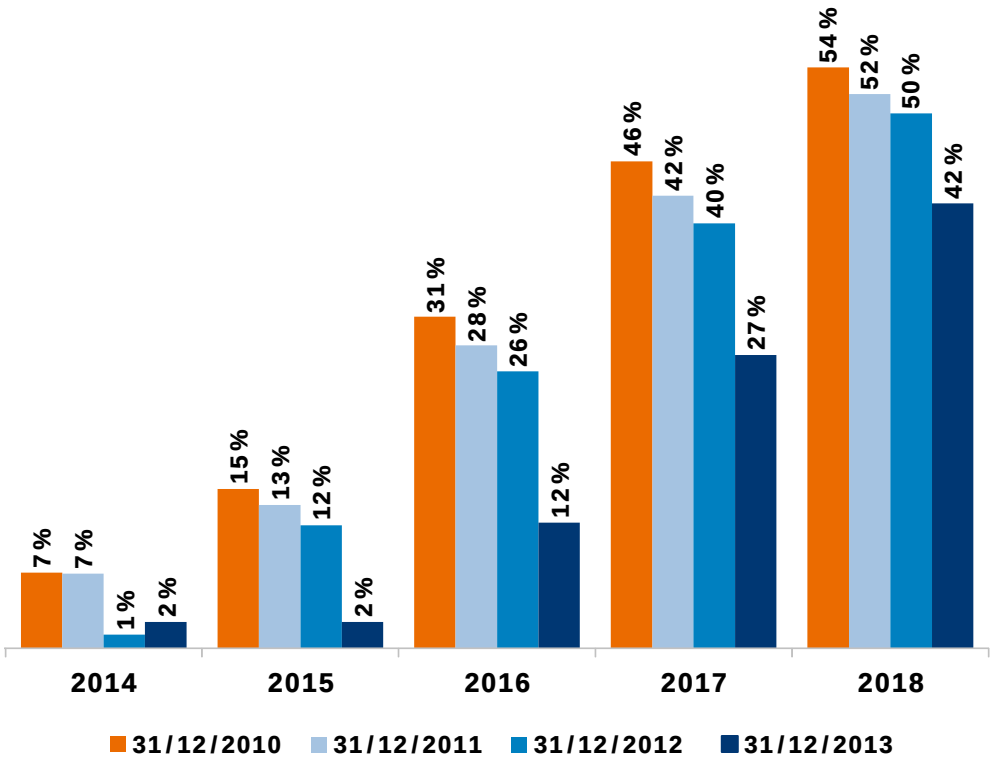
Estratégia de comercialização gradativa de disponibilidade futura: com o passar do tempo e consequente maior previsibilidade do mercado, a Companhia refina a disponibilidade que permanecerá descontratada nos anos seguintes.

**Energia Descontratada da Tractebel Energia[1]**

(MW médio)




**Tractebel: Energia Descontratada em Relação à Disponibilidade de um Dado Ano**




Nota:

[1] Percentual dos recursos totais.

# Balanço de energia

Posição em 30/06/2014

| (em MW médio) | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh) | Data de Referência | Preço **Bruto** Corrigido p/ 30 de junho de 2014 (R$/MWh) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Recursos Próprios | 3.529 | 3.534 | 3.530 | 3.550 | 3.573 | 3.573 | | | |
| + Compras para Revenda | 950 | 623 | 536 | 403 | 370 | 350 | | | |
| **= Recursos Totais (A)** | **4.479** | **4.157** | **4.066** | **3.953** | **3.943** | **3.923** | | | |
| Vendas Leilões do Governo* | 1.780 | 1.819 | 1.676 | 1.323 | 1.323 | 1.322 | | | |
| 2004-EE-2007-08 | 10 | - | - | - | - | - | 70,9 | dez-04 | 111,6 |
| 2005-EE-2008-08 | 143 | 143 | - | - | - | - | 81,6 | abr-05 | 125,7 |
| 2005-EE-2009-08 | 353 | 353 | 353 | - | - | - | 94,0 | out-05 | 141,4 |
| 2005-EN-2010-30 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 115,1 | dez-05 | 172,3 |
| 2006-EN-2009-30 | 493 | 493 | 493 | 493 | 493 | 493 | 128,4 | jun-06 | 189,5 |
| 2006-EN-2011-30 | 148 | 148 | 148 | 148 | 148 | 148 | 135,0 | nov-06 | 197,0 |
| 2007-EN-2012-30 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 256 | 126,6 | jun-07 | 177,9 |
| 2014-EE-2014-06 | 101 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 270,7 | mai-14 | 270,7 |
| Proinfa | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 147,8 | jun-04 | 264,8 |
| 1º Leilão de Reserva | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 158,1 | ago-08 | 214,0 |
| Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD) | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 17 | - | - | 199,0 |
| + Vendas Bilaterais | 2.528 | 2.266 | 2.118 | 1.872 | 1.456 | 1.083 | | | |
| **= Vendas Totais (B)** | **4.308** | **4.085** | **3.794** | **3.195** | **2.779** | **2.405** | | | |
| **Saldo (A - B)** | **171** | **72** | **272** | **758** | **1.164** | **1.518** | | | |
| Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[*1]: | 143,6 | 146,5 | 144,8 | | | | | | |
| Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[*2]: | 136,9 | 146,6 | 154,3 | | | | | | |

* XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX -> ano de realização do leilão
YY -> EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW -> ano de início de fornecimento
ZZ -> duração do fornecimento (em anos)

*1: Preço de venda líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), referido a 30/06/14, ou seja, não considera a inflação futura.

*2: Preço de aquisição líquido, considerando os benefícios de crédito do PIS/Cofins, referido a 30/06/14, ou seja, não considera a inflação futura.

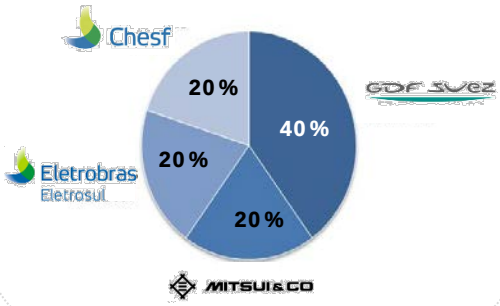
Notas:
O balanço está referenciado ao centro de gravidade.
Os preços médios são meramente estimativos, elaborados com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.

# Expansão

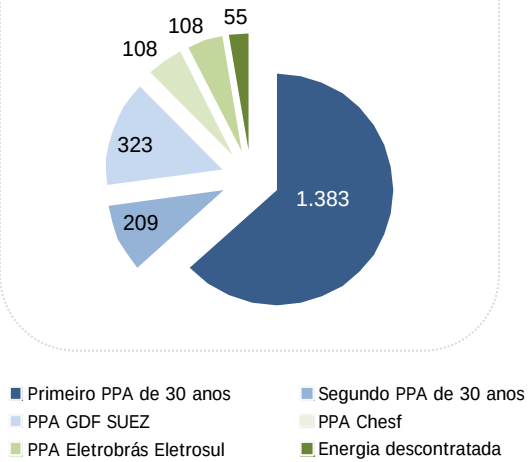
# Projeto hidrelétrico em construção: Jirau – atualização do projeto

- **3.750 MW de capacidade instalada – 40,0 % GDF SUEZ**
  - em construção: 50 unidades x 75 MW cada
  - energia assegurada: 2.185 MWm
- **73 % da energia contratada por meio de PPAs de 30 anos - indexados pela inflação**
- **Saldo de energia disponível será comercializado pelos acionistas**
- **Condições do financiamento**
  - total do financiamento do BNDES: R$ 9,5 bilhões (inicial de R$ 7,2 bilhões + R$ 2,3 bilhões):
    - ✓ taxa de juros: TJLP + spread
    - ✓ amortização: 20 anos
    - ✓ período de carência até setembro de 2014
  - TJLP de 5,0%
  - spread: entre 2,1% a 2,6%
  - 100% da dívida financiada pelo BNDES, dos quais 50% são financiados indiretamente por meio de um sindicato de bancos

**ESBR – estrutura acionária**




**Portfólio de contratos da ESBR visão em 2016 (MWm)**



# Projeto hidrelétrico em construção: Jirau – atualização do projeto

## ❑ Status do projeto

- ➢ 750 MW em operação comercial (10 unidades)
- ➢ outras 2 unidades em fase de testes
- ➢ unidades operando com sucesso a plena capacidade e com performance acima dos requerimentos técnicos definidos no Edital do Leilão
- ➢ 93,3% de avanço físico das obras (sendo mais de 95% de avanço das obras civis)
- ➢ intensificação do trabalho nos turnos noturnos para acelerar a montagem e comissionamento
- ➢ vazão do Rio Madeira acima do nível médio para o período (22.000 $m^3/s$ na 1ª semana de julho) reduzindo continuamente

## ❑ Opções para criar valor adicional

- ➢ energia assegurada adicional (ex.: revisão das perdas hidráulicas etc.) e outras compensações, conforme proposto pela Aneel, em discussão
- ➢ incentivos fiscais adicionais de longo prazo na região




Visão geral do projeto (jun/2014)



Casa de força da margem esquerda – 100% montada (jun/2014)

# Projeto hidrelétrico em construção: Jirau – atualização do projeto



Casa de força da margem direita – vista de jusante (abr/14)



Casa de força da margem direita – vista de jusante (jun/14)



Casa de força da margem esquerda – vista de jusante (abr/14)



Casa de força da margem esquerda – vista de jusante (jun/14)

# Projetos termelétrico em construção: UTE Ferrari

A Central Termelétrica UTE Ferrari, empreendimento de cogeração de energia a biomassa de cana-de-açúcar, localizado em Pirassununga (SP), conta hoje com capacidade instalada de 65,5 MW e capacidade comercial de 23,2 MW médios.

## Detalhes do Projeto



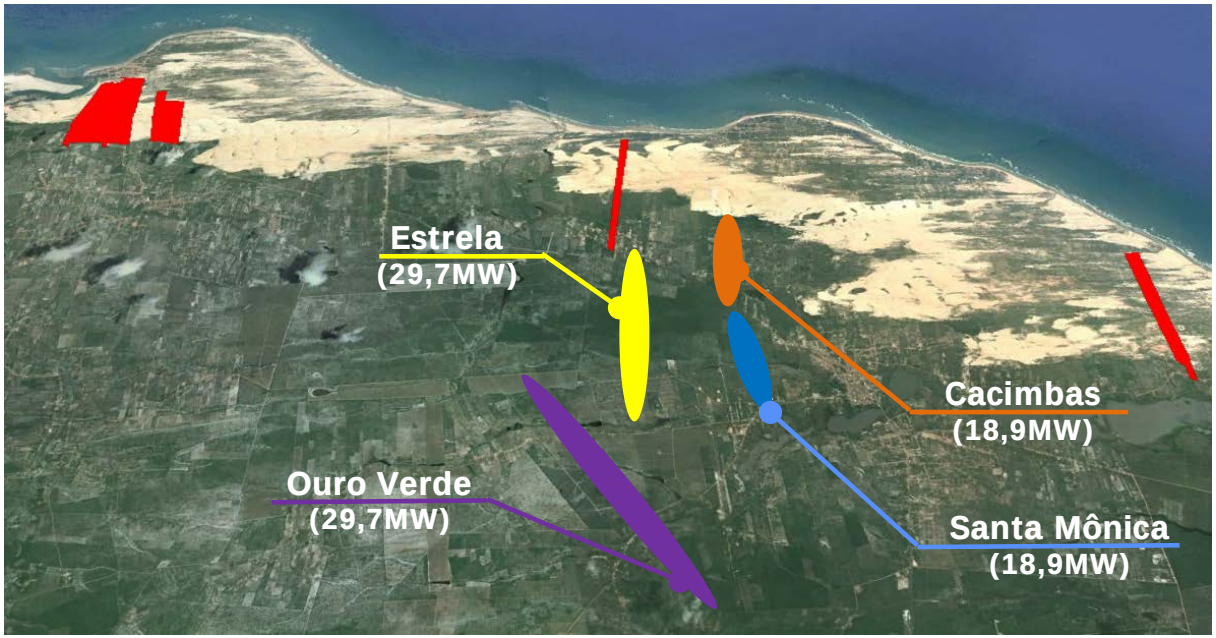



A Companhia está realizando investimentos da ordem de R$ 85 milhões para modernização, ampliando sua capacidade instalada para 80,5 MW e capacidade comercial para 35,6 MW médios.

# Projetos eólicos em construção: Complexo Eólico Santa Mônica

A Tractebel Energia está implantando o Complexo Eólico Santa Mônica, ao lado do Complexo Eólico Trairi (CE). O empreendimento, composto por quatro parques, terá capacidade instalada total de 97,2 MW (47,3 MWm) e sua produção será direcionada a clientes especiais.

## Detalhes do Projeto




Áreas em vermelho: Complexo Eólico Trairi

**Complexo Eólico Santa Mônica**

- linha de transmissão concluída
- 36 aerogeradores
- marca: Alstom
- potência: 2,7 MW cada
- modelo: ECO122

A Companhia investirá aproximadamente R$ 460 milhões[1] no Complexo, o que resultará na ampliação de energia renovável não convencional em seu parque gerador. A entrada em operação da totalidade do Complexo está prevista para 2016.

Nota:
[1] Valor atualizado aproximado.

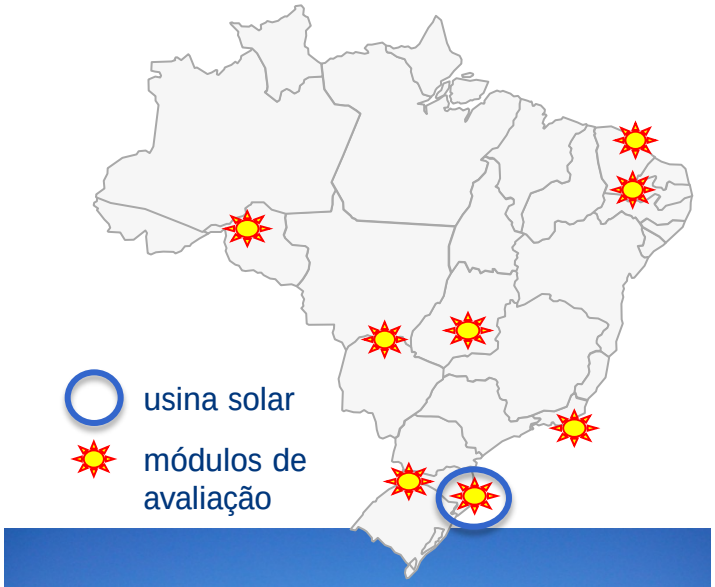
# Projeto solar em construção: Usina Solar Fotovoltaica Cidade Azul

## Projeto Solar Fotovoltaico

- usina solar fotovoltaica com capacidade instalada de 3 MWp
- instalação de módulos de avaliação (70 kWp cada), localizados em regiões com diferentes condições climáticas, e da maior usina solar fotovoltaica do Brasil
- investimento previsto: R$ 56,3 milhões
- objetivo: avaliar o potencial de geração solar no Brasil, sua complementaridade com outras fontes de energia e identificar as tecnologias mais apropriadas às condições climáticas predominantes em cada região
- em parceria com o Grupo de Pesquisa Fotovoltaica da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e outros
- viabilizado por meio do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica (P&D), da Aneel

## Status do projeto

- entrou em operação, mas em fase de testes





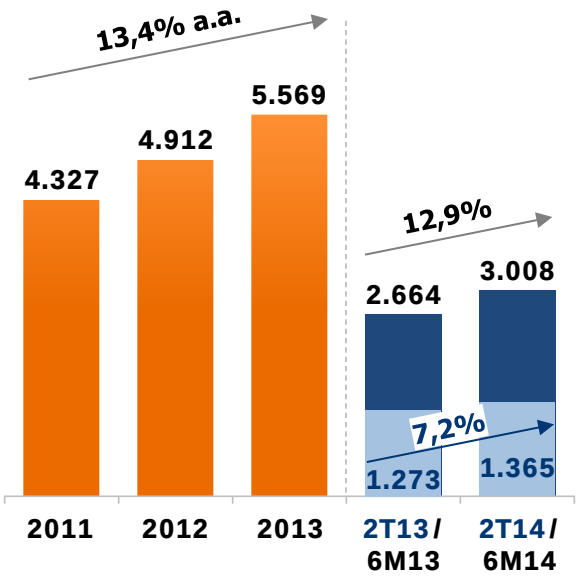

Módulo de avaliação de Capivari de Baixo (SC)

# Desempenho Financeiro

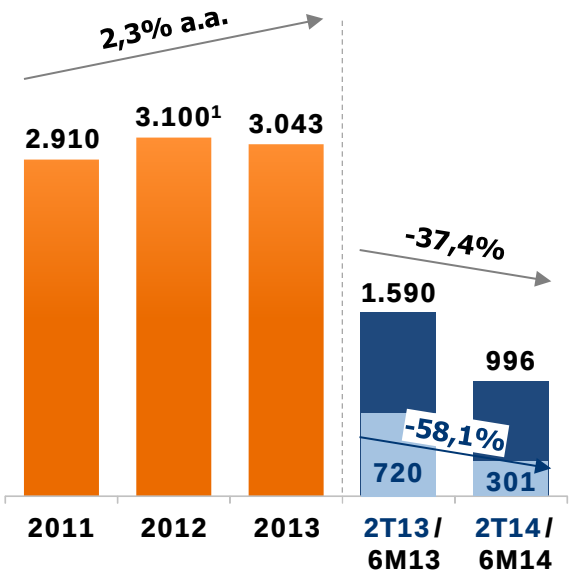
# Sólido desempenho financeiro

A eficiência na administração do portfólio de clientes e o foco em estratégias de contratação levaram ao crescimento da receita e do EBITDA ao longo dos anos. Lucro líquido anual consistente suporta o plano de crescimento da Companhia.

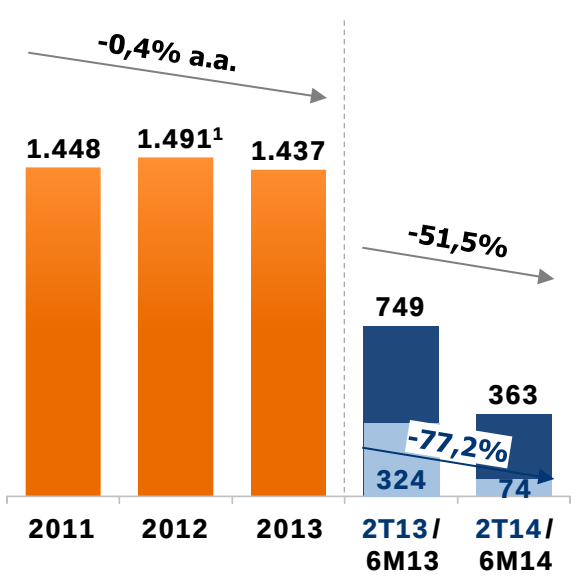
**Receita Líquida (R$ milhões)**




**EBITDA (R$ milhões)**

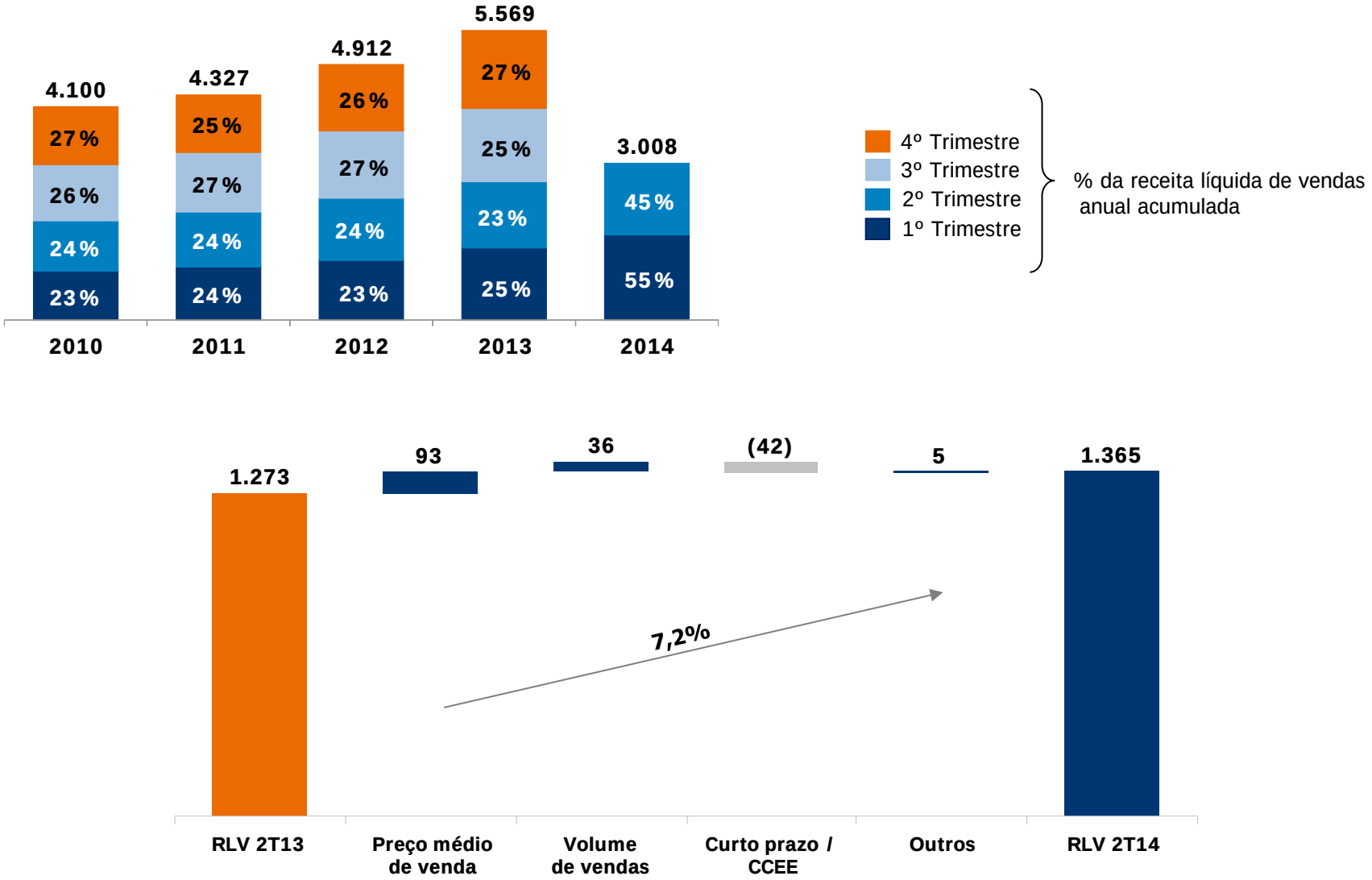



**Lucro Líquido (R$ milhões)**

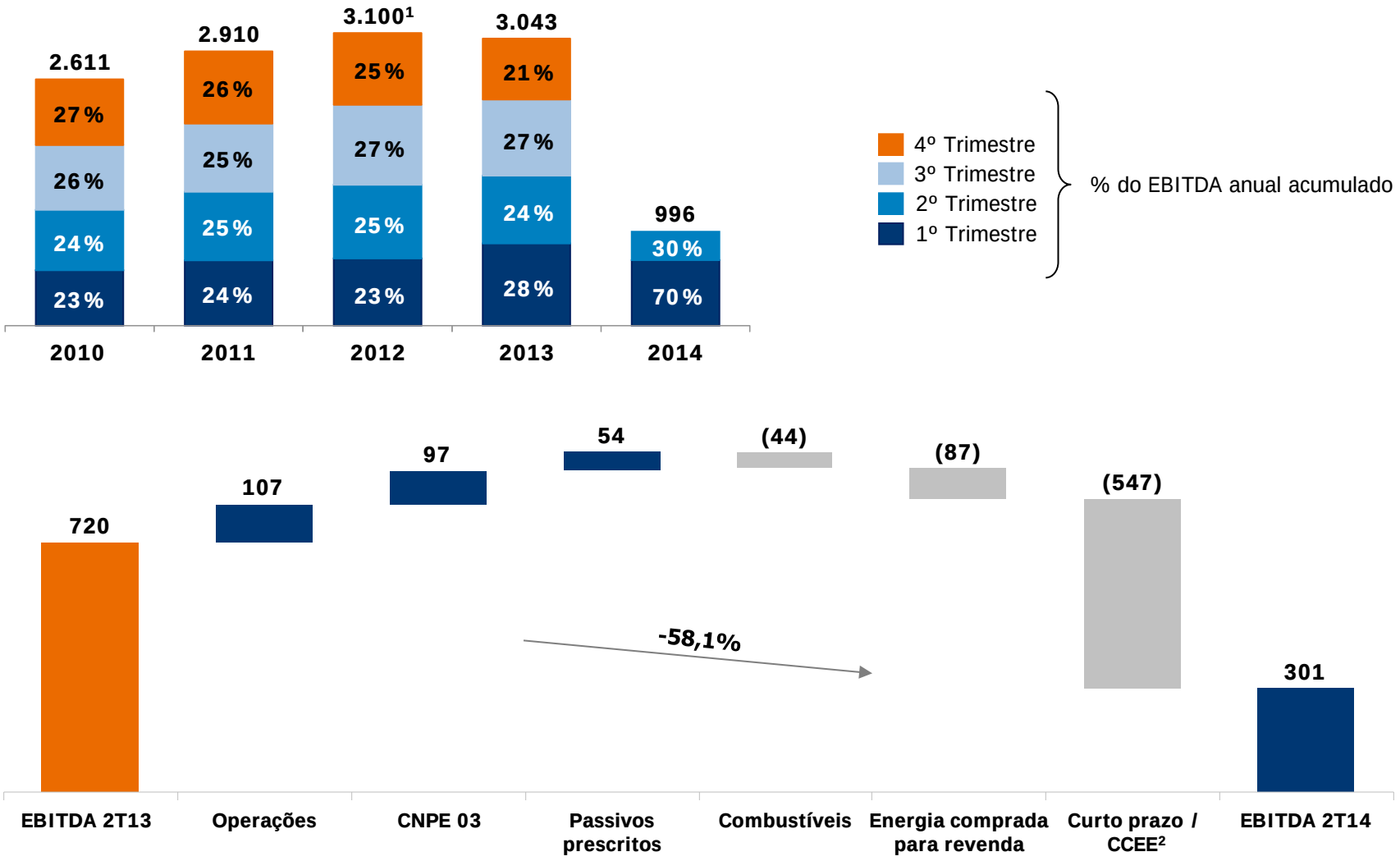



Nota:
[1] Ajuste decorrente de mudança de prática contábil.

# Evolução da receita líquida de vendas (R$ milhões)

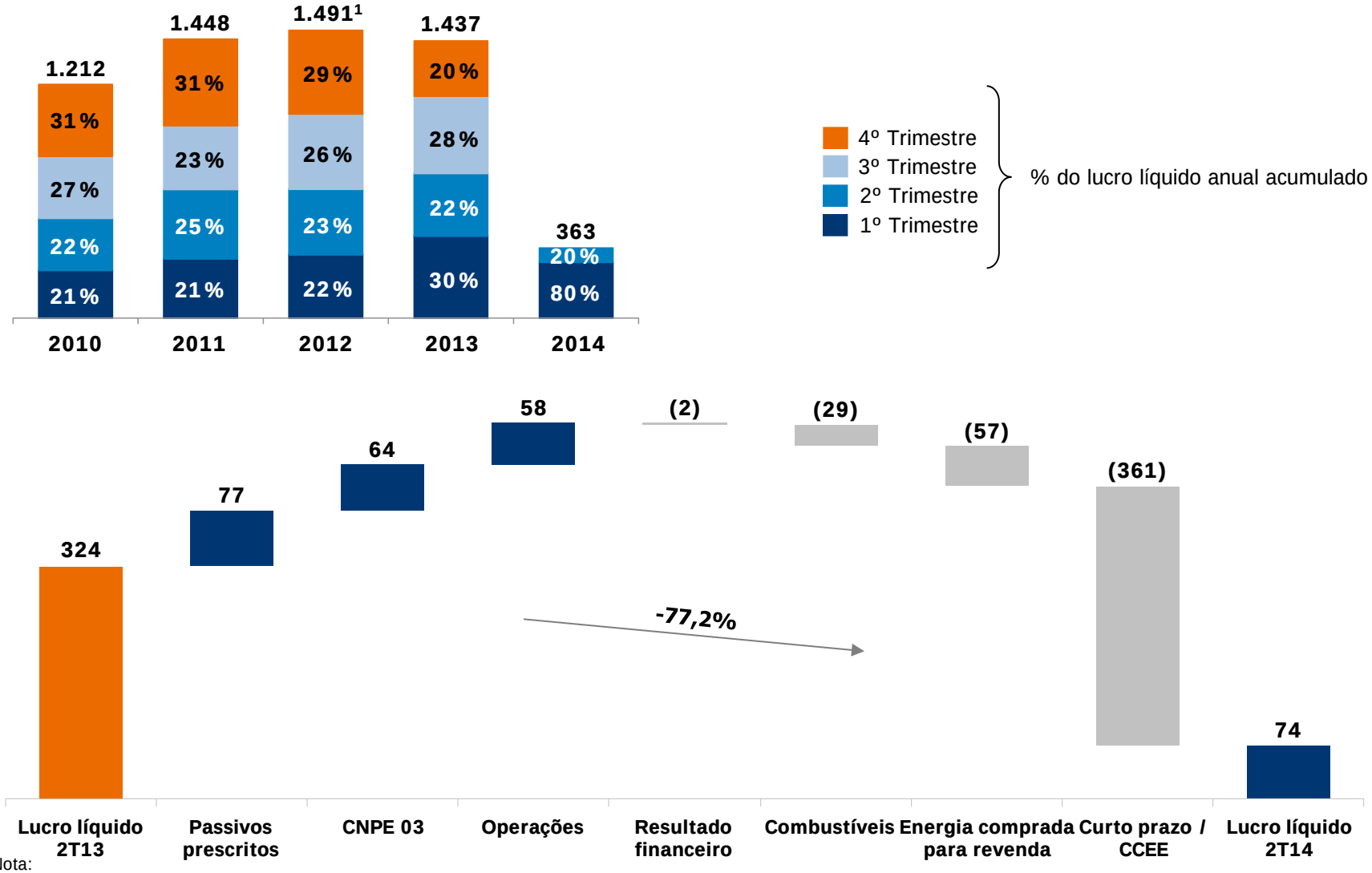


# Evolução do EBITDA (R$ milhões)




Notas:
[1] Ajuste decorrente de mudança de prática contábil.
[2] Considera o efeito combinado de variações de receita e despesa.

# Evolução do lucro líquido (R$ milhões)

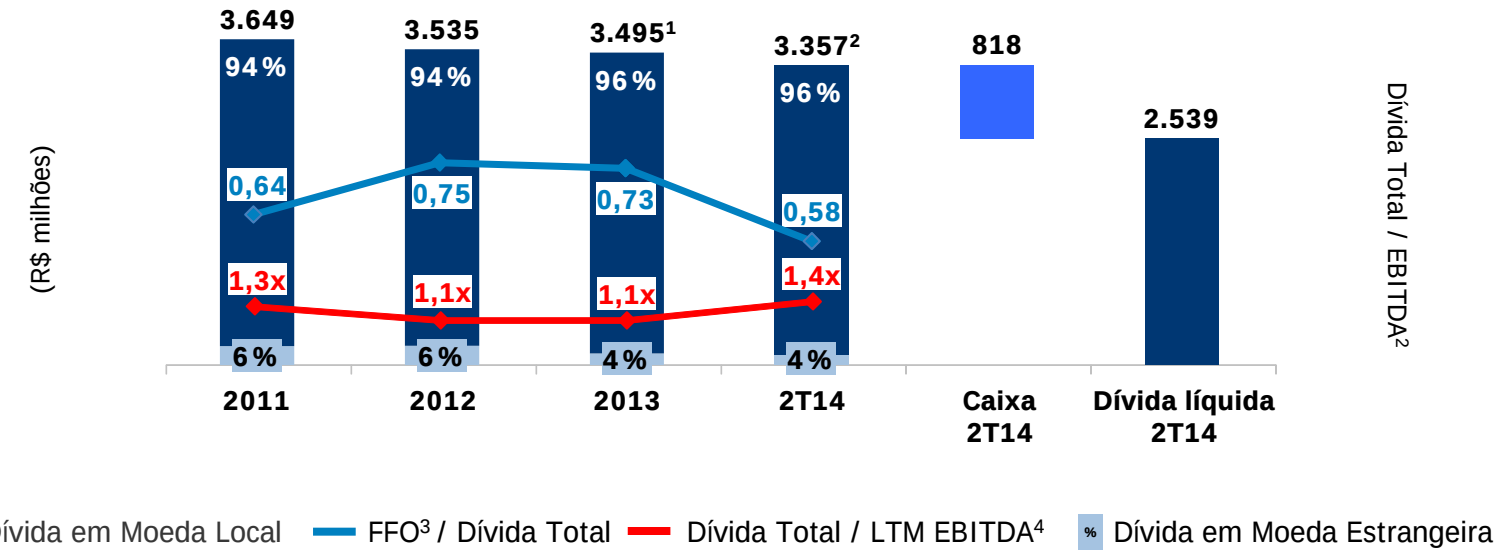



Nota:
[1] Ajuste decorrente de mudança de prática contábil.

# Endividamento limitado e com baixa exposição cambial

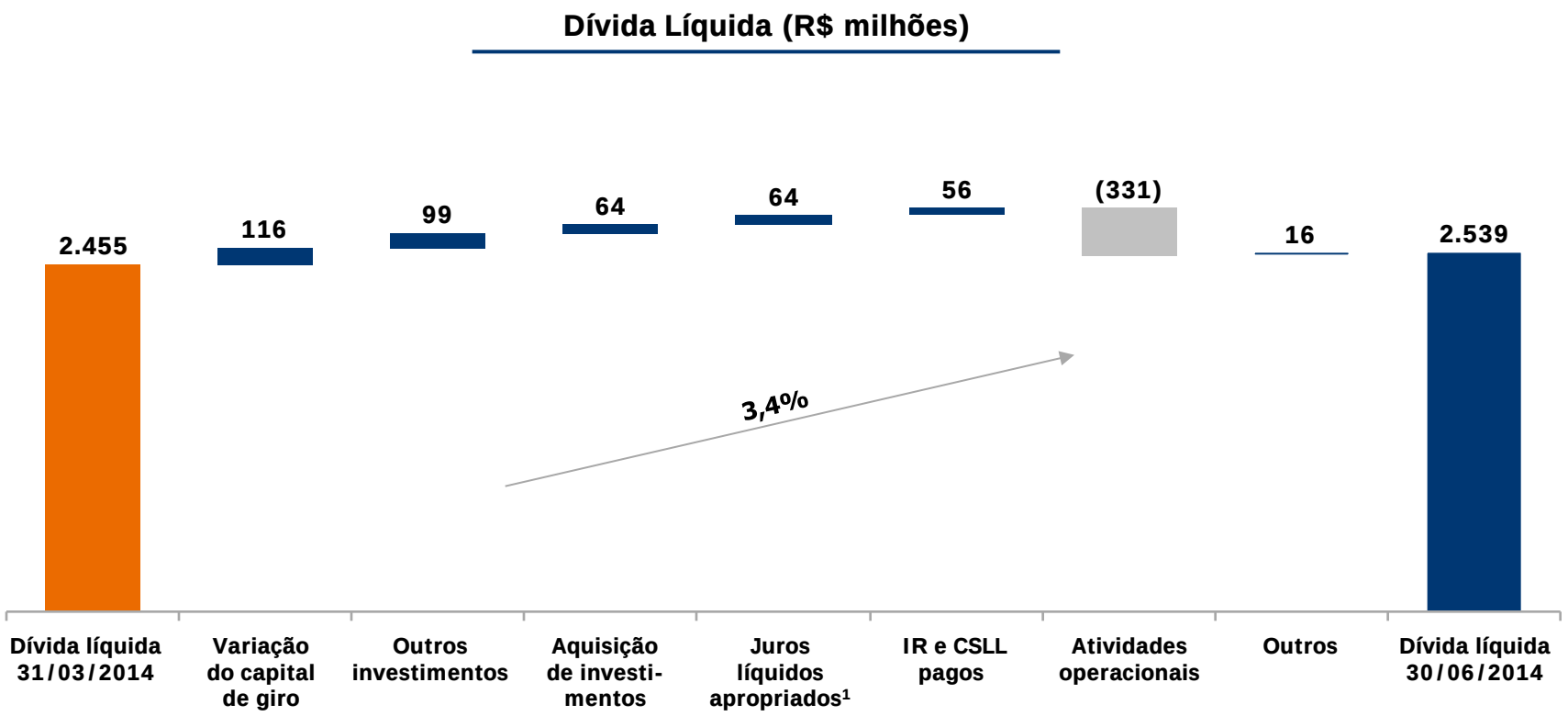
O baixo nível de endividamento da Companhia possibilita o aproveitamento das oportunidades de crescimento.

***Overview* da Dívida (R$ milhões)**




Notas:
[1] A parcela da dívida em moeda local inclui dívida de US$ 90,0 milhões com swap integral para CDI.
[2] A parcela da dívida em moeda local inclui dívida de US$ 190,0 milhões com swap integral para CDI.
[3] *Funds from Operations.*
[4] EBITDA nos últimos 12 meses.

# Evolução da dívida líquida

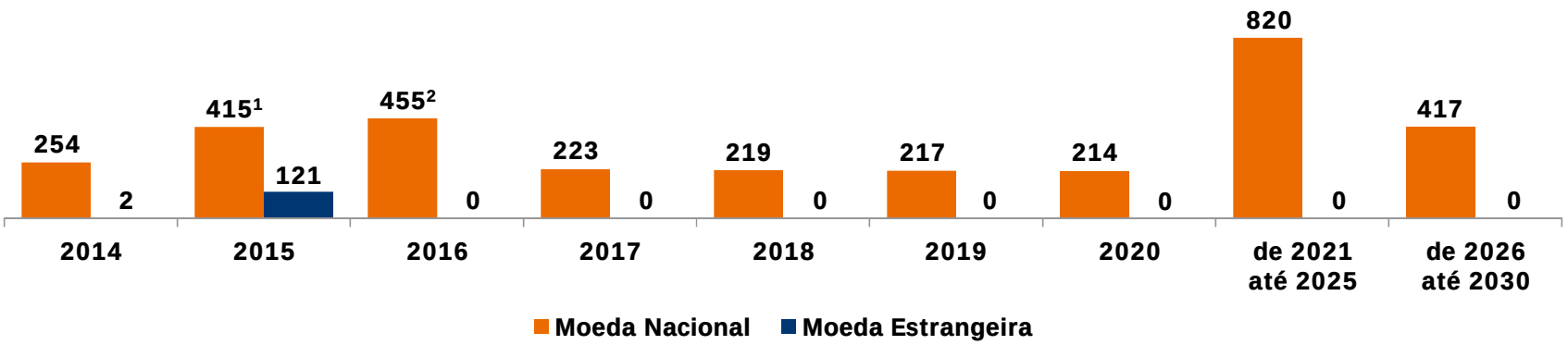



Nota:
[1] Os valores de juros e variação monetária referem-se apenas à dívida financeira da Companhia (empréstimos, financiamentos e debêntures).

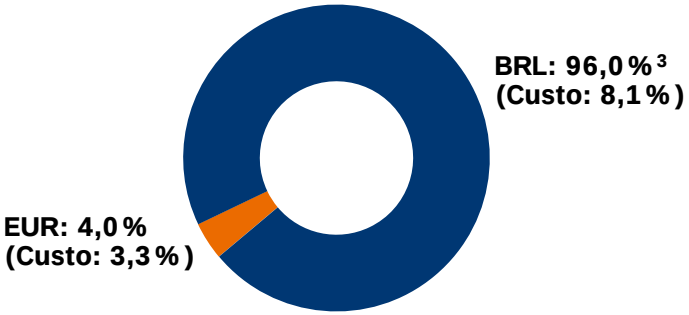
# Dívidas de médio e longo prazos, com baixo custo e indexadores defensivos

Perfil da dívida e forte geração de caixa reduzem o risco de refinanciamento futuro.

**Cronograma de Vencimento da Dívida - R$ milhões**




**Custo da Dívida**

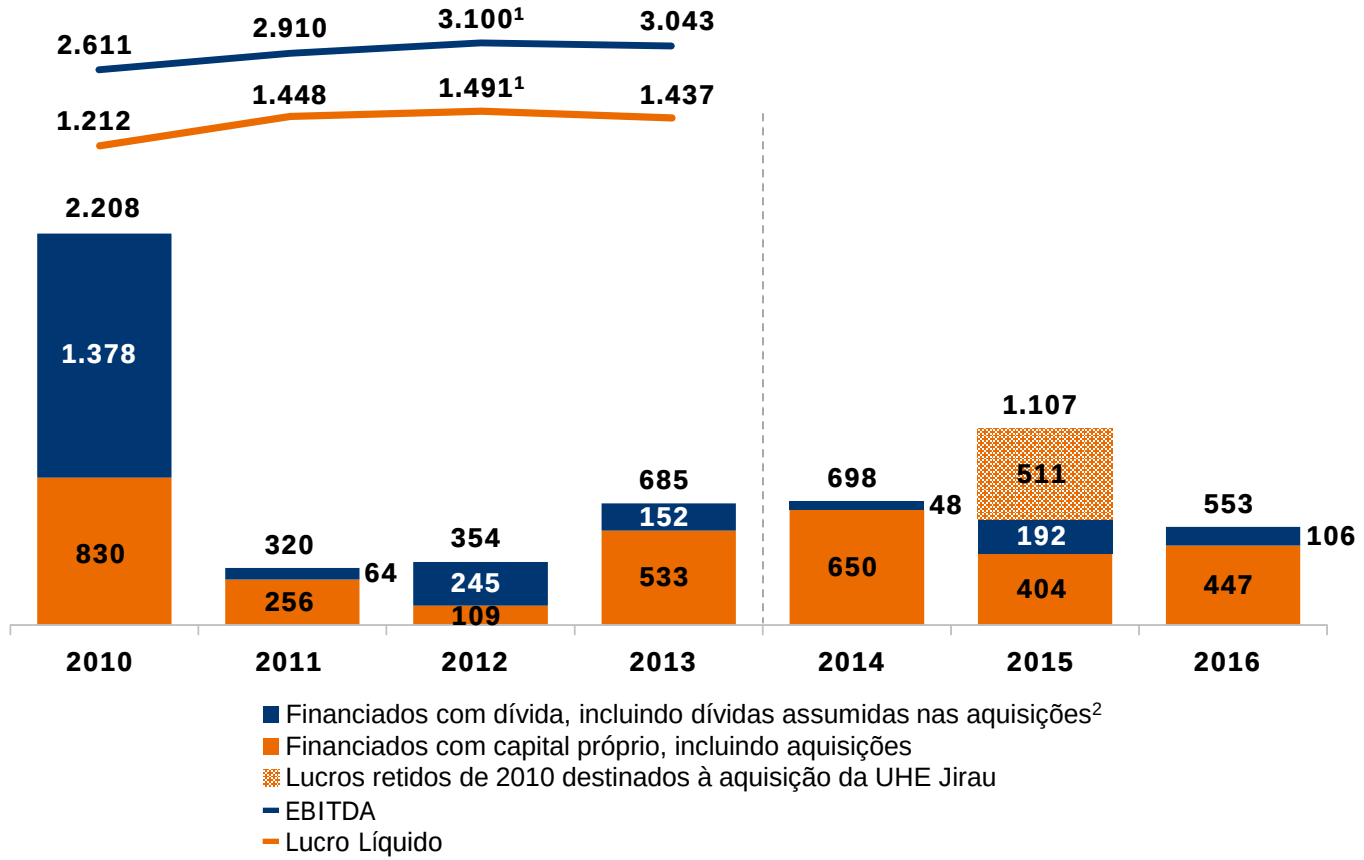



| Composição do Endividamento | | | |
|---|---|---|---|
| **Moeda Externa** | | **Moeda Nacional** | |
| Flutuante | 100% | Fixo | 2% |
| **Total** | **100%** | TJLP | 75% |
| | | CDI | 18% |
| | | IPCA | 5% |
| | | **Total** | **100%** |

Notas:
[1] Inclui dívida de US$ 90,0 milhões com swap integral para CDI.
[2] Inclui dívida de US$ 100,0 milhões com swap integral para CDI.
[3] Inclui dívida de US$ 190,0 milhões com swap integral para CDI.

# Plano de expansão e investimentos em manutenção são suportados por uma forte geração de caixa

**Investimentos realizados/orçados e respectivas fontes de financiamento (R$ milhões)**

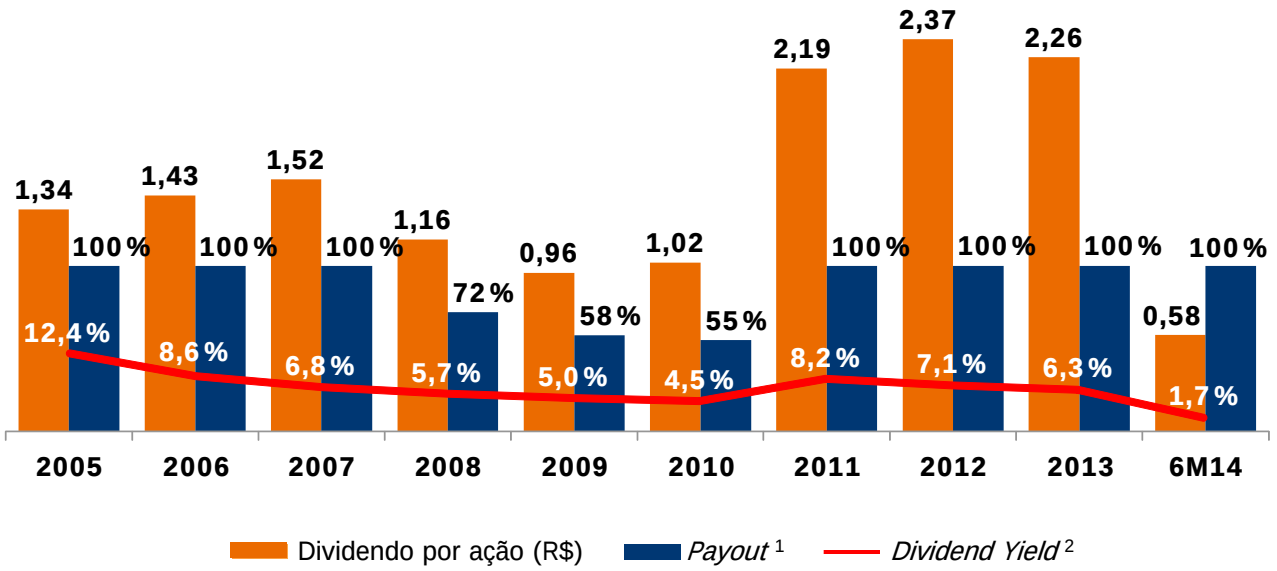



Notas:
[1] Ajuste decorrente de mudança de prática contábil.
[2] Não considera juros incorridos sobre a construção.

# Política de dividendos

- Dividendo mínimo estatutário de 30% do lucro líquido ajustado.
- Compromisso da Administração: *payout* mínimo de 55% do lucro líquido ajustado.
- Frequência do crédito: semestral.

**Dividendos (calculados sobre o lucro líquido distribuível)**



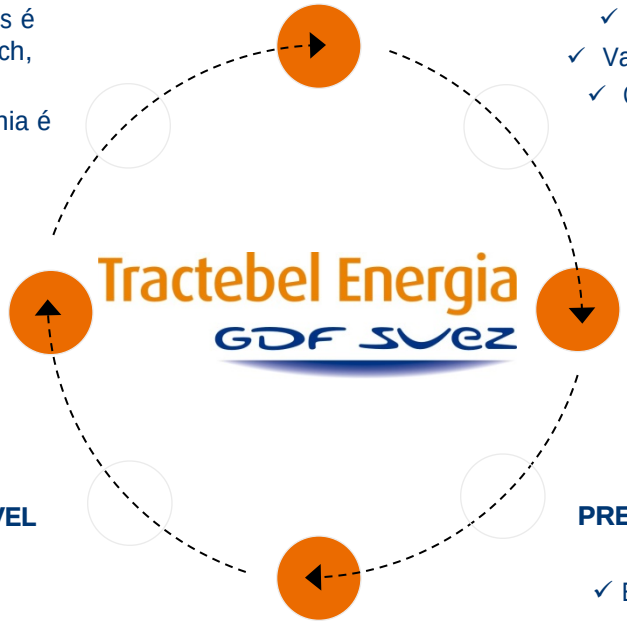

Nota:
[1] Considera o lucro líquido ajustado do exercício.
[2] Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.

# Vantagens competitivas

**SETOR ESTRATÉGICO**
- ✓ Perfil defensivo em tempos de crise
- ✓ Financiamento em condições atrativas

**EXCELENTE CLASSIFICAÇÃO DE RISCO**
- ✓ O rating corporativo e das debêntures é "brAAA" pela S&P e "AAA(bra)" pela Fitch, ambos em escala nacional
- ✓ Em escala global, o rating da Companhia é "BBB(bra)" pela Fitch

**LIDERANÇA NO SETOR**
- ✓ Maior gerador privado de energia no Brasil
- ✓ Valor de mercado: R$ 21,5 bilhões em 30/06/14
- ✓ Controlada pela GDF SUEZ, líder mundial em energia




**ALTO PADRÃO DE GOVERNANÇA CORPORATIVA E SUSTENTABILIDADE**
- ✓ Executivos experientes
- ✓ Comprovada disciplina nas decisões de investimento, baseadas nas dimensões econômico-financeiras, social e ambiental
- ✓ Controlador de primeira linha

**CLARA ESTRATÉGIA COMERCIAL**
- ✓ Alta contratação nos próximos anos
- ✓ Portfólio balanceado entre clientes livres (em diferentes setores) e regulados (distribuidoras)
- ✓ Aproveitamento de janelas de oportunidade

**DESEMPENHO FINANCEIRO ESTÁVEL**
- ✓ Forte geração de caixa
- ✓ Margem EBITDA média elevada
- ✓ Lucro líquido consistente
- ✓ Baixa exposição cambial
- ✓ Ativa gestão financeira

**PREVISIBILIDADE DO FLUXO DE CAIXA**
- ✓ Contratos indexados à inflação
- ✓ Base hídrica, mas com diversificação em térmicas e eólicas
- ✓ Estratégia de contratação de longo prazo

**ALTO DESEMPENHO OPERACIONAL**
- ✓ Índices de disponibilidade de referência mundial
- ✓ Usinas certificadas com ISO 9001 (gestão da qualidade) e 14001 (gestão de meio ambiente)

# Contatos

## Tractebel Energia:

**Eduardo Sattamini**
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
sattamini@tractebelenergia.com.br

**Antonio Previtali Jr.**
Gerente de Relações com Investidores
previtali@tractebelenergia.com.br
(48) 3221 7221

**www.tractebelenergia.com.br**

## GDF SUEZ Energy Latin America (projetos pré-transferência):

**Anamélia Medeiros**
Gerente de Relações com o Mercado
anamelia.medeiros@gdfsuezla.com
(21) 3974 5400

# Material de Apoio

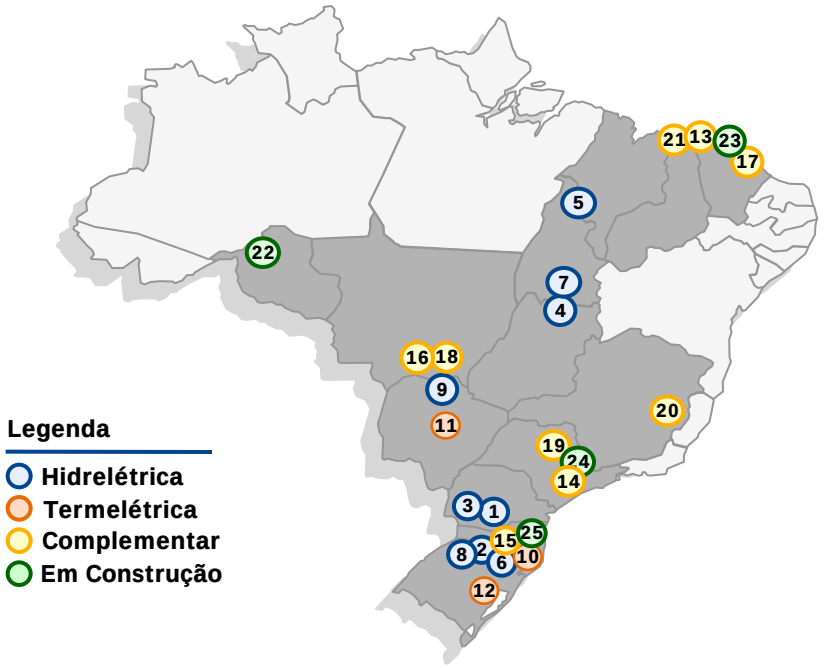
# Portfólio balanceado de ativos, com localização estratégica

Capacidade instalada de 7.024,2 MW em 26 usinas operadas pela Companhia: 79% hidrelétricas, 16% termelétricas e 5% complementares. Essa capacidade representa uma expansão de 89% desde 1998.

| Usinas Hidrelétricas | Capacidade Instalada (MW) | Capacidade Comercial (MWm)[1] |
|---|---|---|
| 1 Salto Santiago | 1.420,0 | 723,0 |
| 2 Itá | 1.126,9[2] | 544,2[2] |
| 3 Salto Osório | 1.078,0 | 522,0 |
| 4 Cana Brava | 450,0 | 273,5 |
| 5 Estreito | 435,6[2] | 256,9[2] |
| 6 Machadinho | 403,9[2] | 147,2[2] |
| 7 São Salvador | 243,2 | 148,5 |
| 8 Passo Fundo | 226,0 | 119,0 |
| 9 Ponte de Pedra | 176,1 | 131,6 |
| **Total** | **5.559,7** | **2.865,9** |

| Usinas Termelétricas | Capacidade Instalada (MW) | Capacidade Comercial (MWm)[1] |
|---|---|---|
| 10 Complexo Jorge Lacerda[3] | 857,0 | 649,9 |
| 11 William Arjona | 190,0 | 136,1 |
| 12 Charqueadas | 72,0 | 45,7 |
| **Total** | **1.119,0** | **831,7** |

| Usinas Complementares | Capacidade Instalada (MW) | Capacidade Comercial (MWm)[1] |
|---|---|---|
| 13 Complexo Trairi (Eólica)[4] | 115,4 | 63,9 |
| 14 Ferrari (Biomassa) | 65,5 | 23,2 |
| 15 Lages (Biomassa) | 28,0 | 25,0 |
| 16 Rondonópolis (PCH) | 26,6 | 14,0 |
| 17 Beberibe (Eólica) | 25,6 | 9,8 |
| 18 José Gelazio da Rocha (PCH) | 23,7 | 11,9 |
| 19 Ibitiúva (Biomassa) | 22,9[2] | 13,9[2] |
| 20 Areia Branca (PCH) | 19,8 | 11,1 |
| 21 Pedra do Sal (Eólica) | 18,0 | 7,8 |
| **Total** | **345,5** | **180,6** |




| Usinas em Construção | Capacidade Instalada (MW) | Capacidade Comercial (MWm)[1] |
|---|---|---|
| 22 Jirau (Hidro)[5] | 1.500,0 | 873,8 |
| 23 Santa Mônica (Eólica) | 97,2 | 47,3 |
| 24 Ferrari (Biomassa) | 15,0 | 12,4 |
| 25 Cidade Azul (Solar) | 3,0 | 0,5 |
| **Total** | **1.615,2** | **934,0** |

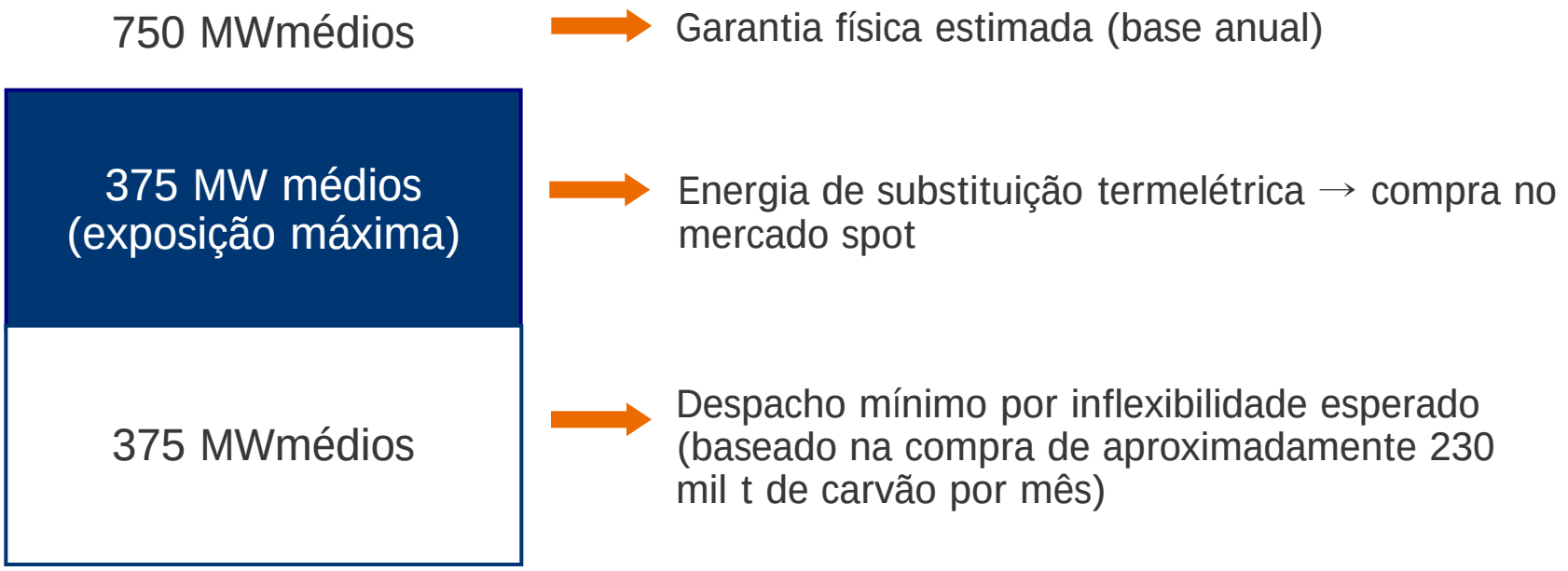
Notas: [1] Valores segundo legislação específica.
[2] Parte da Tractebel Energia.
[3] Complexo composto por 3 usinas.
[4] Considera os Parques Eólicos Trairi, Guajiru, Fleixeiras I e Mundaú.
[5] A parcela da Controladora (40% de 3.750 MW) poderá ser transferida para a Tractebel.

# Indicadores de sustentabilidade

| Indicadores de Sustentabilidade[1] | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | **Indicador** | **2T14** | **2T13** | **Variação** |
| Qualidade | Número de usinas certificadas | 15 | 15 | - |
| | Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas (%) | 96,4 | 97,8 | - 1,4 p.p. |
| | Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas (%) | 84,0 | 91,1 | - 7,1 p.p. |
| Meio Ambiente | Percentual das usinas licenciadas (%) | 100,0 | 100,0 | - |
| | Doação e plantio de mudas (somatório de plantadas e doadas)[2] | 73.264 | 61.856 | 18,4% |
| | Número de visitantes às usinas | 25.664 | 31.912 | -19,6% |
| | Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh) | 0,977 | 1,037 | -5,8% |
| | Emissões de CO2 do parque gerador da Tractebel Energia (t/MWh) | 0,144 | 0,173 | -16,9% |
| Saúde e Segurança no Trabalho e Responsabilidade Social | Nº de empregados | 1.125 | 1.108 | 1,5% |
| | Taxa de Frequência (TF), não incluindo terceirizadas[3] | 1,910 | 3,810 | ⇩ |
| | Taxa de Gravidade (TG), não incluindo terceirizadas[4] | 0,128 | 0,065 | ⇧ |
| | Taxa de Frequência (TF), incluindo terceirizadas[3] | 3,535 | 2,190 | ⇧ |
| | Taxa de Gravidade (TG), incluindo terceirizadas[4] | 0,047 | 0,030 | ⇧ |
| | Investimentos pelo Fundo da Infância e Adolescência e Lei de Incentivo à Cultura (R$ mil) | 2.978 | 3.193 | -6,7% |
| | Investimentos não incentivados, sem considerar Investimento Social Estreito (R$ mil) | 3.108 | 3.763 | -17,4% |

Notas: 1) Mais indicadores encontram-se disponíveis no ITR (website da Companhia / Investidor / informações para a CVM).
2) Sem considerar as do CESTE.
3) TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.
4) TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.

# Geração termelétrica e exposição aos preços spot



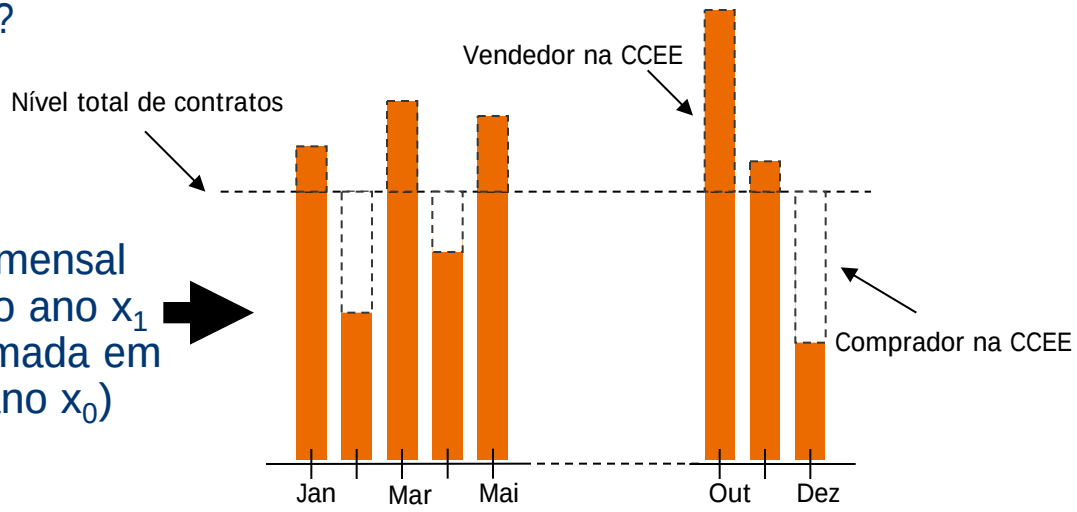

Notas: 1) A Tractebel Energia está totalmente contratada → compra de energia de substituição termelétrica.
2) Em base mensal, variações na inflexibilidade podem ocorrer.
3) Os valores estão referenciados ao Centro de Gravidade da CCEE.

# Sazonalização de energia hidrelétrica

Como a alocação de recursos na CCEE ao longo dos meses interfere nos resultados trimestrais de uma geradora hidráulica?

Recursos hidrelétricos anuais

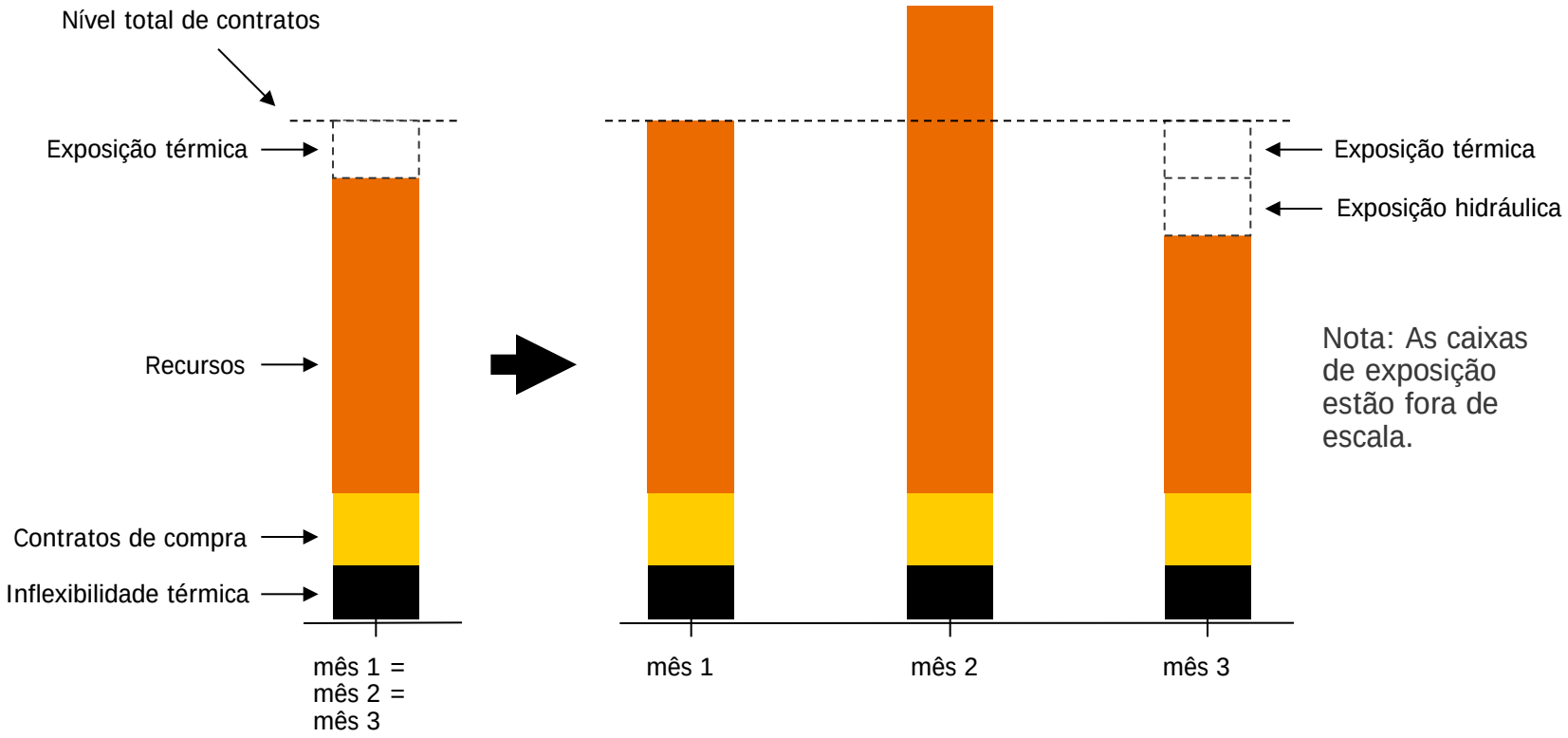
Alocação mensal ao longo do ano $x_1$ (decisão tomada em dez. do ano $x_0$)



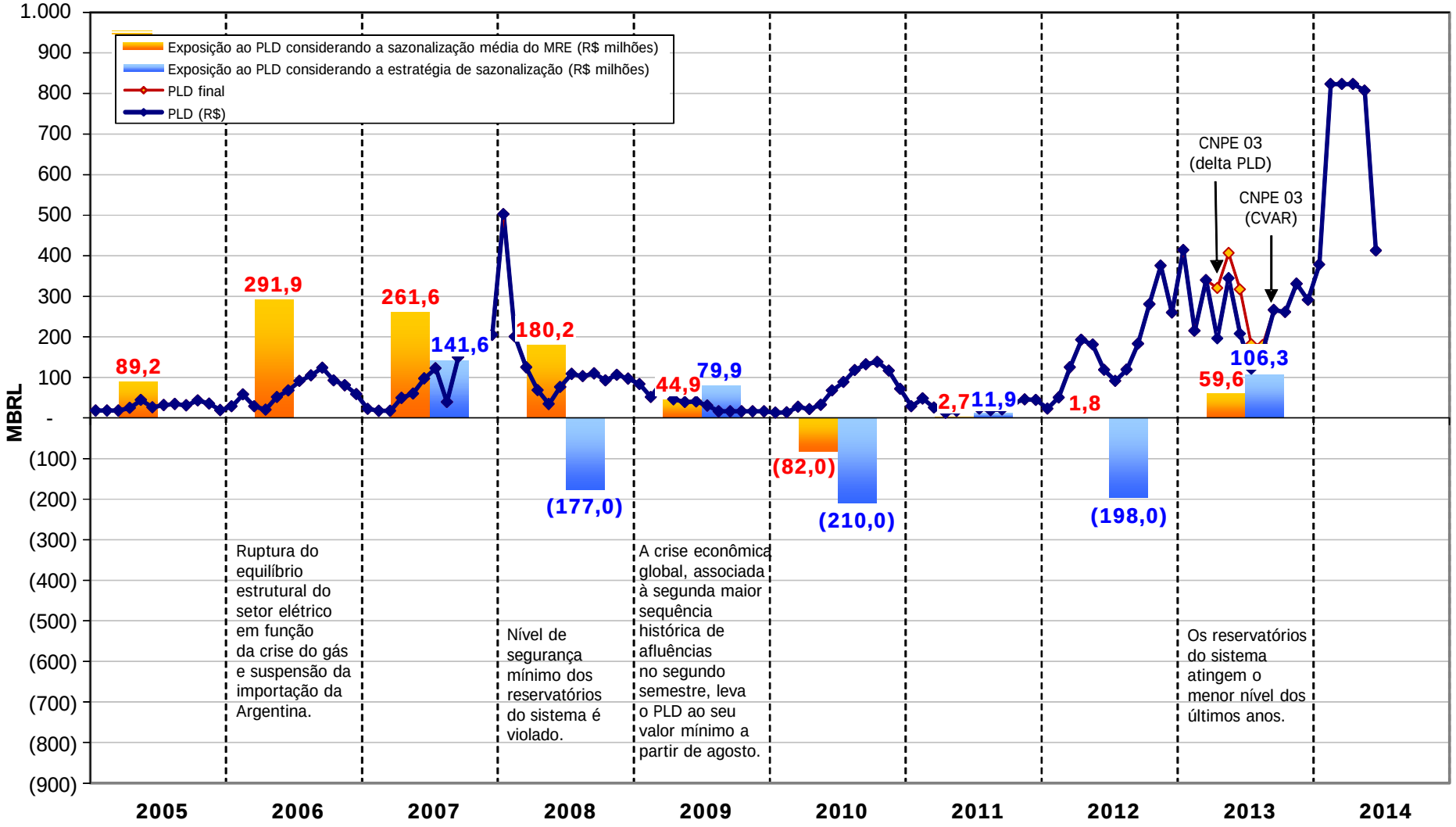

- Geradores podem sazonalizar seus recursos ao longo dos meses do ano seguinte;
- Flutuações mensais nas vendas também impactam a exposição ao preço spot;
- As diferenças mensais de energia são liquidadas ao preço spot (ou PLD - Preço de Liquidação das Diferenças);
- Como agentes com insuficiência de lastro nos últimos 12 meses sofrem penalidades na CCEE, um “mercado de fechamento de mês” está disponível para aqueles que precisam cobrir sua exposição;
- Os preços nesse “mercado de fechamento de mês” são fortemente relacionados ao preço spot.

# Mecanismos para mitigar exposição de origem termelétrica

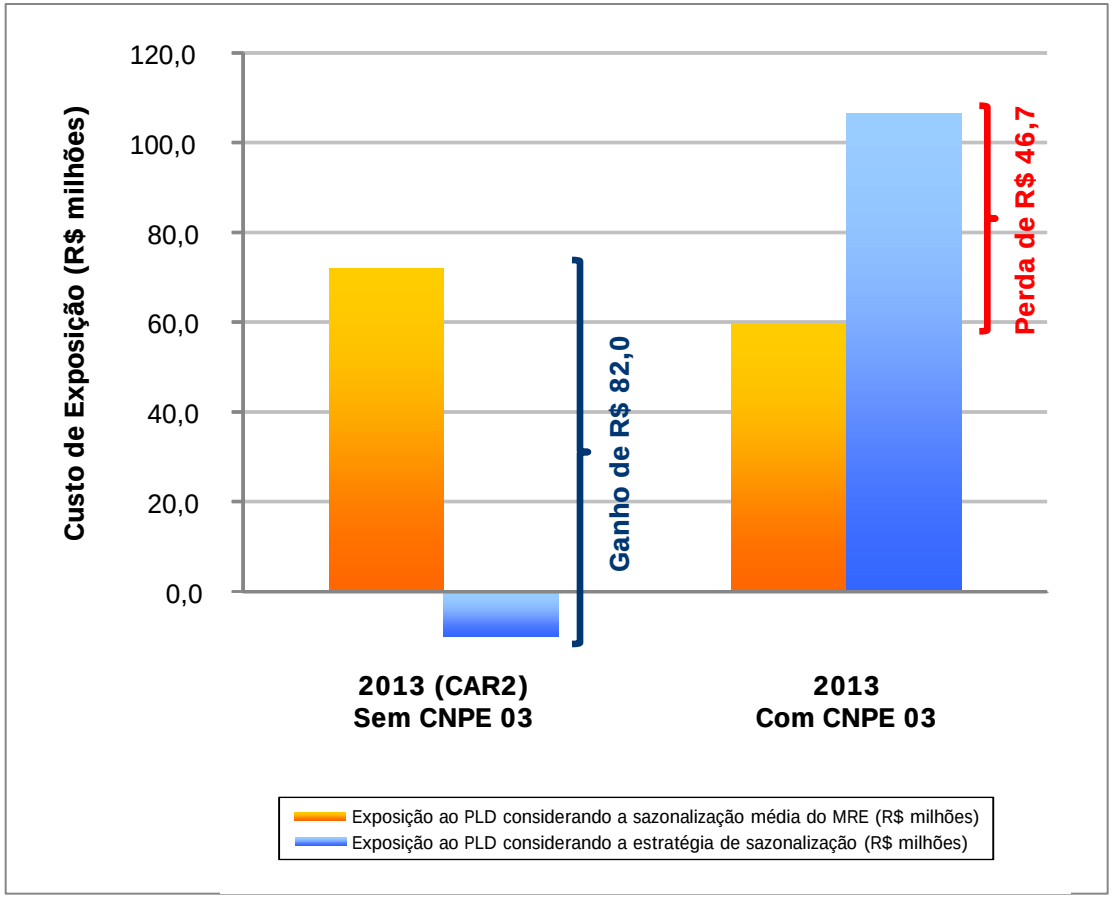
Como consequência dos temas abordados nas duas lâminas anteriores, uma sazonalização adequada dos recursos pode mitigar a exposição da energia de substituição termelétrica, a ser comprada a PLD. Segue um exemplo:



# Despesas: impacto da estratégia de sazonalização (2007 a 2013)



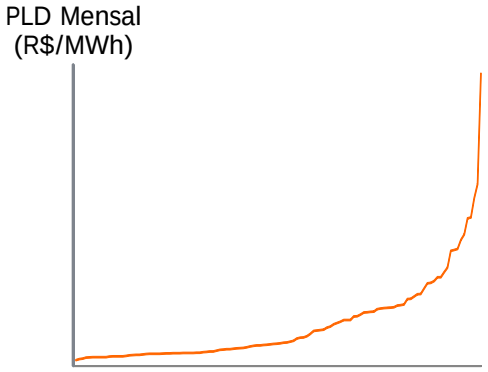
# Resolução CNPE 03/2013: impacto na estratégia de sazonalização de 2013



# Principais *drivers* e curva de distribuição dos preços spot

- Nível de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas;
- Regime de chuvas;
- Evolução prevista da demanda de energia;
- Disponibilidade atual e futura de usinas e linhas de transmissão de energia elétrica;
- Disponibilidade de gás natural.

**Curva de Permanência***

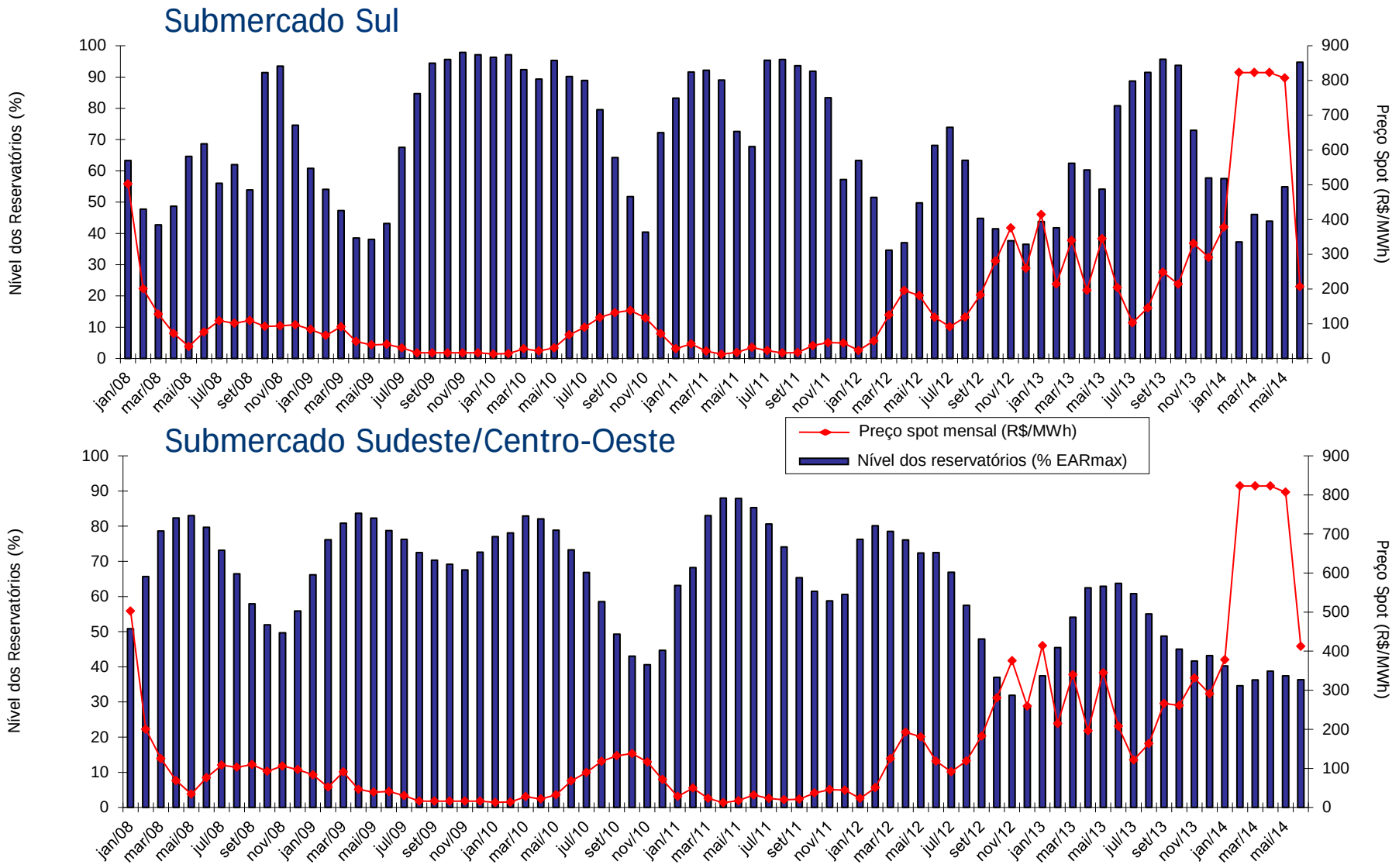



**Ocorrências**

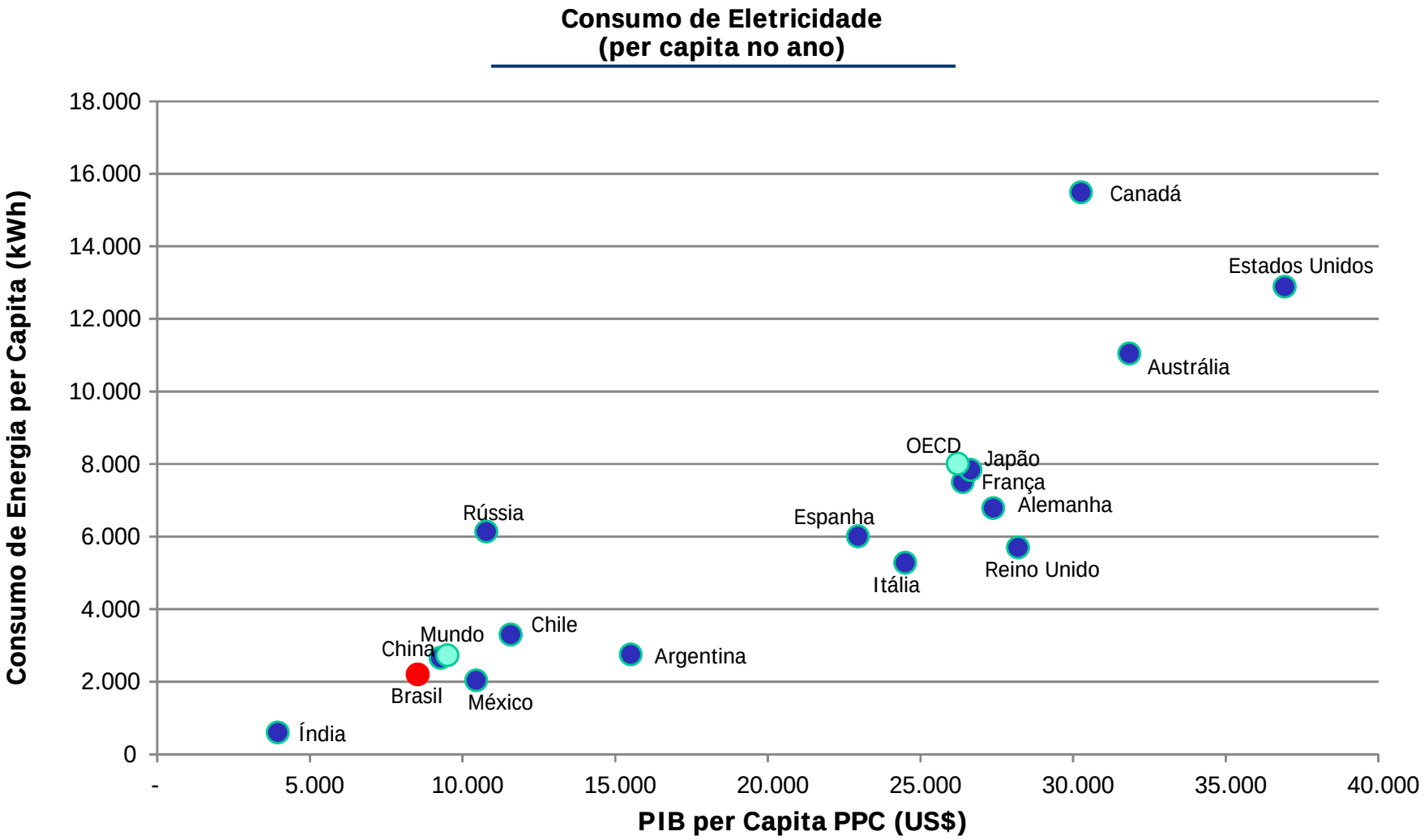
| Período | mai/03 - jun/14 | jan/11 - jun/14 |
|---|---|---|
| Média PLD (em R$) | 70,30 | 205,42 |
| Desvio Padrão PLD (em R$) | 166,60 | 233,32 |
| PLD Mensal > R$ 100,00 | 43% | 67% |
| PLD Mensal > R$ 150,00 | 27% | 55% |
| | | |

* Ocorrências ordenadas de forma crescente. Valores corrigidos pelo IPCA.

# Correlação entre nível de reservatórios e preço spot



# Eletricidade: mercado com grande potencial de crescimento




Fonte: MME, Ago/2012 (dados consolidados para 2009)

# Por Dentro da Tractebel 2014 – São Paulo – 28 de julho de 2014

## Fase 1 - Perguntas e respostas para o *talk show* com tema "Operação e Manutenção de Termelétricas em Regime de Exigência Elevada".

1. Como tem sido a resposta das termelétricas da Tractebel Energia durante o regime intenso e contínuo de operação verificado desde o final de 2012?

Em 2013, ocorreram os seguintes eventos:

- a maior geração histórica da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A (UTLA), em operação há 48 anos;
- a segunda maior geração histórica da Usina Termelétrica Jorge Lacerda B (UTLB), sendo que a maior ocorreu em 2012. Essa usina está em operação há 34 anos;
- a maior geração histórica da Usina Termelétrica Jorge Lacerda C (UTLC), em operação há 16 anos.

Em 2012, a Usina Termelétrica Charqueadas (UTCH) atingiu sua potência nominal (72 MW) durante os testes obrigatórios da Resolução 420/2010 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para comprovação da potência instalada e potência líquida. Naquela data, essa usina encontrava-se em operação há 50 anos.

No primeiro semestre de 2014, a Usina Termelétrica William Arjona (UTWA) atingiu seu recorde histórico de geração. Essa usina está em operação há 15 anos.

Nos últimos anos, foram executadas as seguintes revisões de unidade:

- Ano 2013:

Manutenções realizadas: Usina de Cogeração Lages (UCLA) – Parada de Curta Duração (PCD) 15 dias, Usina Termelétrica Ibitiúva Energética (UTIB) – revisão da entressafra, UTLA U#2 – PCD 23 dias, UTLA U#4 – PCD 25 dias, UTLB U#5 – PCD 30 dias, UTLB U#6 – PCD 28 dias.

- Ano 2014:

Manutenções realizadas: UTIB – revisão da entressafra, UTLB U#5 – PCD 18 dias, UTLB U#6 – PCD 13 dias, UTLC – PCD 27 dias;

Manutenções previstas: UTLA U#3 – Revisão Geral 60 dias, UCLA – PCD 15 dias, UTCH D3/CD3 – 60 dias, UTCH CD4 – PCD 15 dias, UTCH CF1 – 30 dias.

## 2. Como a Tractebel Energia busca maximizar sua geração e disponibilidade?

Temos um plano de manutenção preventiva e preditiva e um quadro de empregados na operação e manutenção, com adequada capacitação profissional e conhecimento das unidades geradoras, a Tractebel Energia acompanha de perto o desempenho operacional dos principais equipamentos das unidades, programando a manutenção dos mesmos nos períodos de baixa demanda da geração térmica, para que os mesmos estejam em plenas condições operacionais quando forem demandados.

Além disso, a Companhia constantemente avalia a aquisição de peças de reposição dos equipamentos e componentes mais críticos da instalação de modo a rapidamente restabelecer a operação da usina, após a ocorrência de uma quebra ou falha em equipamentos (transformadores, tubos de caldeira, rolos de moagem, peças e componentes de turbina e gerador etc.).

Outro diferencial da Tractebel Energia é que todas as suas usinas estão certificadas nos seus processos de Operação e Manutenção pelas normas NBR ISO 9001 (qualidade do produto), NBR ISO 14001 (meio ambiente) e OHSAS 18001 (segurança do trabalho). Para as usinas termoelétricas a carvão mineral, adicionalmente estamos em processo de busca da certificação pela norma NBR ISO 50001 (eficiência energética).

## 3. Quais os principais problemas e os mais frequentes que acontecem numa termelétrica?

Térmicas a gás natural: com a realização das manutenções programadas, praticamente não há problemas operacionais, fazendo com que a disponibilidade dessas usinas seja bastante elevada.

Térmicas a biomassa (cavaco madeira, serragem, bagaço de cana): baixa ocorrência de problemas, levando a uma alta disponibilidade. Os pequenos problemas que surgem estão normalmente relacionados com a qualidade do combustível.

Térmicas a carvão mineral: tendo em vista que o carvão mineral nacional utilizado nas nossas termelétricas tem um alto percentual de cinzas (varia de 43 % no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL) a 56% em UTCH), as partes internas da caldeira (tubulações) sofrem desgaste acentuado devido à abrasão das cinzas existente no fluxo dos gases provenientes da combustão do carvão. Esse processo de ataque à superfície da tubulação, em algumas regiões da caldeira, reduz a espessura dos tubos, potencializando a ocorrência de furos da caldeira e indisponibilizando a unidade. Por questões ambientais, problemas nos precipitadores eletrostáticos (filtros que retêm as cinzas antes de serem liberadas na chaminé) também podem reduzir a geração ou provocar a retirada da unidade para que as emissões atmosféricas não ultrapassem os parâmetros permitidos pela legislação ambiental.

4. Quais as principais diferenças entre uma manutenção programada e uma não programada? Como se define uma manutenção programada?

Manutenção programada: está relacionada ao plano de manutenção das unidades, ou seja, cada equipamento da unidade tem um plano de manutenção (preventiva ou preditiva) e as manutenções são feitas de acordo com a periodicidade e/ou número de horas de operação previstas no plano de manutenção. Com o plano de manutenção, sabe-se previamente o que deve ser feito e quando.

Manutenção não programada: está relacionada com as ocorrências intempestivas, ou seja, falhas inesperadas nos equipamentos. Como são falhas intempestivas, não existe uma previsão de quando ocorrerão. A Tractebel Energia, baseada em sua longa experiência com unidades de geração termelétrica, age preventivamente a fim de mitigar a incidência desse tipo de ocorrência e, assim, aumentar a disponibilidade das unidades geradoras.

5. Quanto tempo dura uma parada programada? Quantas pessoas são envolvidas? Vêm equipes do exterior para realizar essas intervenções?

As principais paradas programadas são as revisões de unidade.

Térmicas a gás natural: para as unidades de geração a gás, de acordo com as instruções dos fabricantes, existem três tipos de revisão de unidade, que estão diretamente relacionadas com o número de horas de operação. Cada revisão envolve em torno de 40 a 50 pessoas, sendo de 10 a 15 da Tractebel Energia e o restante de empresas contratadas de manutenção. Somente em situações especiais, há a participação de consultores estrangeiros, que normalmente são indicados pelo fabricante da turbina.

- revisão tipo CCI (*combustion chamber inspection*): ocorre a cada 8.000 horas de operação e é executada em 8 dias de manutenção;

- revisão tipo HGPI (*hot gas path inspection*): ocorre a cada 24.000 horas de operação e é executada em 20 dias de manutenção;

- revisão tipo MI (*major inspection*): ocorre a cada 48.000 horas de operação e é executada em 30 dias de manutenção;

Térmicas a biomassa (resíduos de madeira e bagaço de cana) e a carvão mineral: nas térmicas a biomassa, as manutenções envolvem em torno de 80 a 100 pessoas, sendo de 10 a 20 da Tractebel Energia e o restante de empresas contratadas de manutenção.

Nas térmicas a carvão, as manutenções envolvem em torno de 500 a 600 pessoas, sendo 80 a 100 da Tractebel Energia e o restante de empresas contratadas de manutenção. Em situações especiais, são contratados especialistas estrangeiros, que normalmente são representantes dos fabricantes dos principais equipamentos (turbina, gerador e caldeira).

Basicamente são três os tipos de revisão de unidade:

- paradas de curta duração: periodicidade anual, com prazo de manutenção de 15 a 21 dias;
- revisão parcial de unidade: a cada 20.000 horas de operação (3 a 4 anos), com prazo de manutenção de 45 a 60 dias;
- revisão geral: a cada 60.000 horas de operação (6 a 8 anos), com prazo de manutenção de 75 a 90 dias.

6. Como a Tractebel Energia garante a execução de manutenções programadas, caso elas tenham que ser antecipadas ou postergadas?

No Programa Plurianual de Revisões de Unidade, já estão estabelecidas as revisões a serem realizadas, os seus respectivos períodos de execução e o escopo principal dos serviços envolvidos. Com base nesses dados, são feitas licitações visando à escolha das empresas prestadoras de serviços para cada uma das principais atividades. Caso haja necessidade de antecipação ou postergação das revisões de unidade, a Tractebel Energia tem que comunicar, com no mínimo três semanas de antecipação, a alteração do início da manutenção, para que as empresas contratadas tenham tempo hábil para mobilizar/desmobilizar seu pessoal.

7. Qual a flexibilidade de uma termelétrica para postergar uma parada? É verdade que as seguradoras não cobrem sinistros verificados após uma data-limite estabelecida para uma determinada parada programada? Quais são os equipamentos mais suscetíveis à ocorrência de sinistros?

Nas Paradas de Curta Duração (PCD), realizadas anualmente nas principais termelétricas, o foco das atividades são os equipamentos que causam maior indisponibilidade na unidade. Esses, por meio dessas manutenções, são mantidos na melhor condição operacional possível, possibilitando uma maior flexibilidade de postergação das paradas.

A Tractebel Energia procura cumprir o plano de manutenção recomendado pelos fabricantes, com pequenas variações de data, para mais ou menos, em função das condições do Sistema Interligado Nacional (SIN), mediante autorização do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que libera a unidade para manutenção. Fatores como tempo envolvido para aquisição/liberação de equipamentos/materiais importados, priorização de unidades de maior porte (impacto no SIN) quando os prazos de manutenção coincidem com outras de menor porte, também podem interferir na programação das paradas. Dos poucos sinistros registrados até o momento, não houve nenhuma recusa, por parte da seguradora, quanto às variações ocorridas na efetivação dos planos de manutenção.

Com relação aos prazos limites para manutenção, existe maior restrição quando os equipamentos ainda se encontram no período coberto pela garantia, que pode ser perdida, caso as manutenções não sejam feitas dentro dos prazos estabelecidos pelo fabricante.

Nas termelétricas, o turbo alternador e o transformador principal são, via de regra, os equipamentos que, em caso de quebra, levam ao sinistro de uma apólice de seguro, já que os custos unitários envolvidos normalmente são maiores do que a franquia. A caldeira, apesar de, no seu conjunto, ser o maior equipamento de uma termelétrica, é composta por uma série de equipamentos menores, cujos valores unitários do reparo, em caso de sinistro, normalmente são inferiores à franquia da apólice. As Figuras 1, 2 e 3, a seguir, mostram um turbo alternador, um transformador principal e uma caldeira, respectivamente.


Figura 1: Turbo alternador.


Figura 2: Transformador principal.


Figura 3: Caldeira.

A probabilidade de ocorrência de um evento de maior magnitude nas caldeiras é reduzida, em razão da utilização de um sistema de controle e proteção. Em todas as unidades do CTJL existem câmeras para visualização da fornalha e detetores de chama na UTLB e UTLC, equipamentos mostrados a seguir nas Figuras 4 e 5, respectivamente.

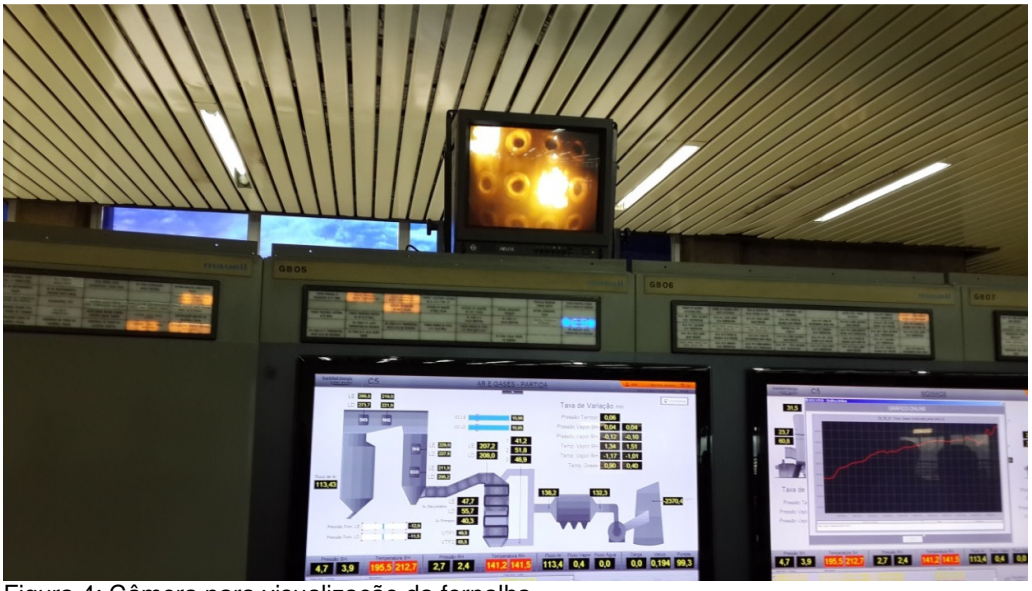

Figura 4: Câmera para visualização da fornalha.



Figura 5: Detectores de chama.

No caso dos transformadores principais, normalmente as exigências feitas pelas seguradoras recaem sobre o sistema de supervisão instalado no equipamento, a medição de temperatura, a análise dos gases gerados no sistema de óleo de refrigeração etc. Não existe especificamente um número limite de horas de operação a partir do qual ocorre a perda do seguro. Nos casos de sinistro, as entidades seguradoras solicitam a demonstração de todas as condições operacionais e de manutenção desses equipamentos. Nesse momento, os valores encontrados em ensaios elétricos, teste de óleo isolante e tendências verificadas nos monitoramentos são fundamentais para demonstração das condições do equipamento.

A apólice de riscos operacionais não prevê um cronograma de manutenções específico, e sim que as manutenções devam respeitar o cronograma indicado pelos fabricantes dos equipamentos.

O programa de manutenções da Tractebel Energia é definido de forma a otimizar os recursos da Companhia e segue as recomendações dos fabricantes dos equipamentos, garantindo assim a cobertura integral dos riscos contratados nas apólices dos seguros.

8. Como a Tractebel Energia atua na ocorrência de uma parada não programada? O que é feito para minimizar os efeitos dessa parada indesejada?

As equipes de manutenção atuam prontamente nos equipamentos que falharam, visando ao pronto restabelecimento da unidade de forma segura. Paralelamente, as equipes de operação e manutenção verificam as ordens de serviços que estavam aguardando a parada da unidade e, aproveitando essa parada, executam esses serviços. As equipes de manutenção, em trabalho conjunto com a engenharia de manutenção, analisam as principais ocorrências visando determinar a causa-raiz de tais ocorrências e medidas preventivas são adotadas de acordo com as melhores práticas de entidades internacionais de referência, como, por exemplo, o Instituto de Pesquisa do Setor Elétrico dos EUA (EPRI).

Inclusive, neste momento estamos tendo que lidar com duas quebras de máquina: uma quebra de pás (palhetas) de uma turbina de 50 MW (UTLA 1), ilustrada na Figura 6, e um curto circuito num gerador de 131 MW (UTLB 6), cuja imagem é mostrada na Figura 7. A UTLA 1 deverá retornar ainda neste mês de agosto, enquanto que para a UTLB 6 a previsão é que o retorno acontecerá no quarto trimestre de 2014.



Figura 6: Quebra de palheta na Unidade 1, UTLA.

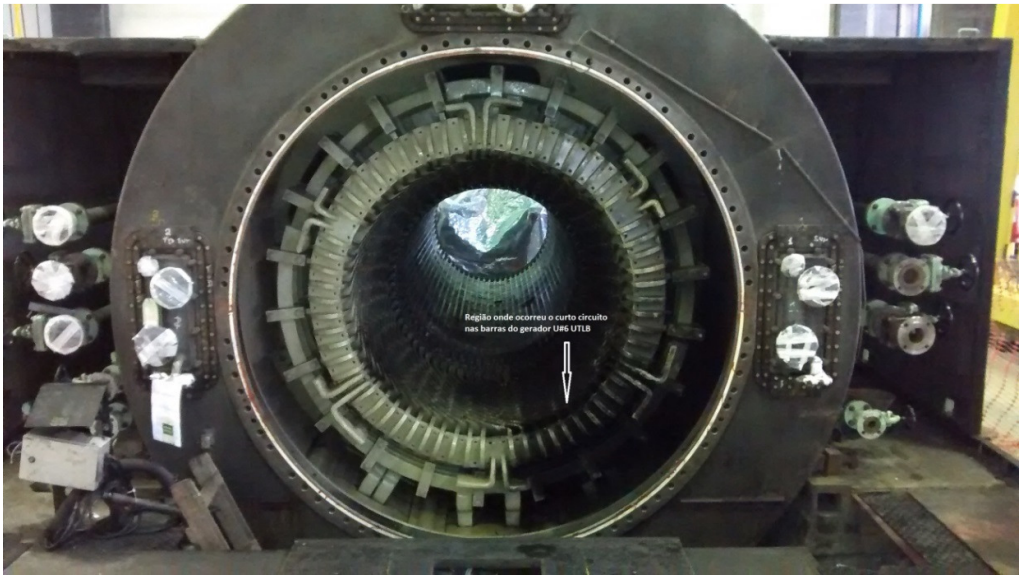


Figura 7: Curto circuito nas barras do gerador da Unidade 6, UTLB.

Infelizmente, por mais que tenhamos bons planos de manutenção, os defeitos acontecem. Eles servem também como aprendizado para que aprimoremos nosso planejamento de intervenções e nossas inspeções nos equipamentos. Apesar disso, no longo prazo, mesmo com a ocorrência de eventos desse tipo, nosso índices de disponibilidade demonstram que estamos acima da média desse mercado.

## 9. Sobre benchmarking, como está o desempenho das termelétricas da Tractebel Energia em relação às usinas no mercado mundial?

As usinas térmicas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (UTLA, UTLB e UTLC) têm tido um despacho elevado desde julho de 2012 e com perspectiva desse quadro se manter até o próximo ano. O fator de capacidade (FC) atual está 34% acima da média dos valores históricos no CTJL (2008 a 2012), conforme mostrado na Figura 8 adiante.

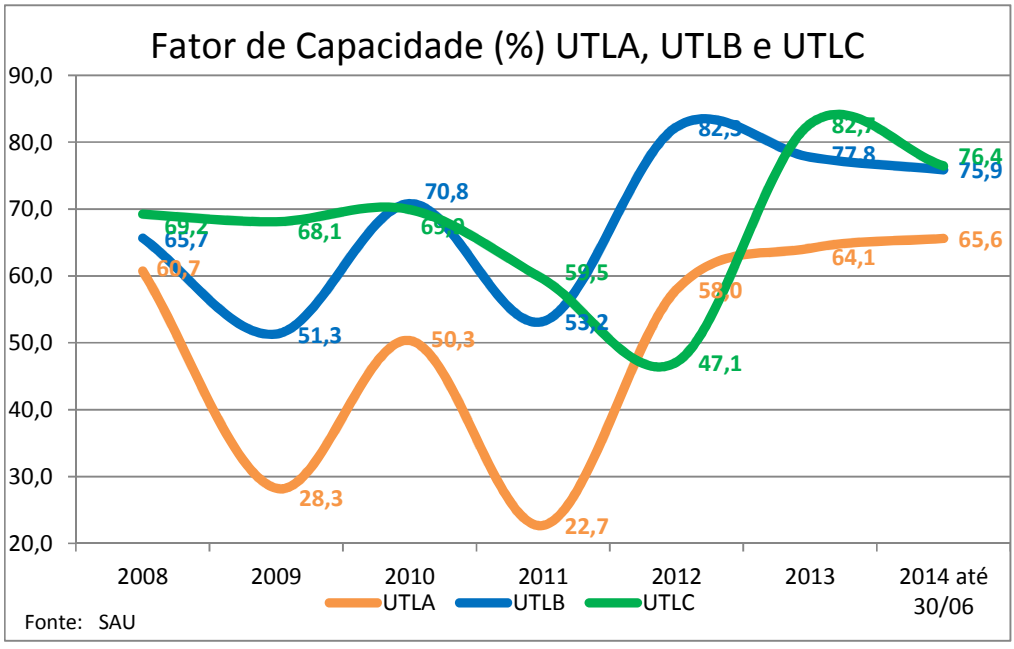


Figura 8: Fator de capacidade (FC) das usinas do CTJL entre 2008 e junho de 2014.

No mundo, a falha em tubos de caldeiras representa mais de 50% da perda de disponibilidade de geração termoelétrica. A Figura 9, a seguir, mostra o comprometimento dessas falhas em tubos das caldeiras do Complexo Jorge Lacerda. Observa-se que, na maioria dos anos e nas respectivas unidades geradoras, os valores percentuais estão abaixo da média mundial no período entre 2008 e 2013.

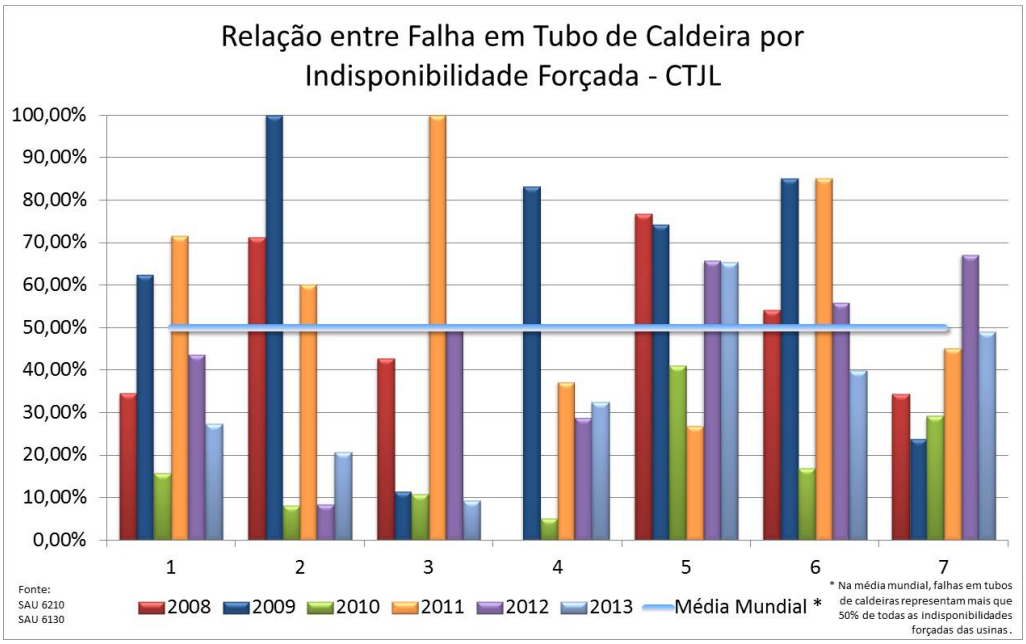


Figura 9: Relação entre a perda de disponibilidade devido a falhas nas caldeiras e a perda total de disponibilidade em usinas térmicas.

Outro indicador de desempenho utilizado é a quantidade de falhas por caldeira por ano em faixas de potências distintas. Na Tractebel Energia esse indicador é de 3,6 falhas/caldeira/ano. Esse valor encontra-se dentro da faixa de quantidades de paradas forçadas devido a falhas em tubos de caldeiras das estatísticas do *Electric Utility Cost Group* (EUCG) para uma amostragem de 219 unidades geradoras térmicas a carvão nos EUA.

Entre as termelétricas consideradas referência no mundo, destaca-se a planta de Maasvlakte, Unidade 1, da Holanda, que estabeleceu um recorde mundial ao operar 13.000 horas sem falhas em tubos da caldeira. Por alcançar essa marca em um longo período de operação comercial ininterrupta, a unidade 1 de Maasvlakte foi mencionada no *Guinness Book of Records* (edição de outubro de 1997). (Fonte: *Power Gen 98*, Milão – Itália)

O CTJL teve dois exemplos apreciados, quais sejam, a Unidade 4 da UTLA, que em 2009 completou 672 dias (9.363 horas em operação) sem falhas em tubos da caldeira, e a UTLC (Unidade 7), que no período entre janeiro e dezembro de 2009, alcançou a condição "*World Class*", de acordo com os padrões de avaliação do *Electric Power Research Institute* (EPRI), por obter uma indisponibilidade forçada (IF) por falha na caldeira inferior a 0,5% no período (uma única falha em 2009). A Figura 10, a seguir, ilustra danos típicos em tubos de caldeiras a carvão.

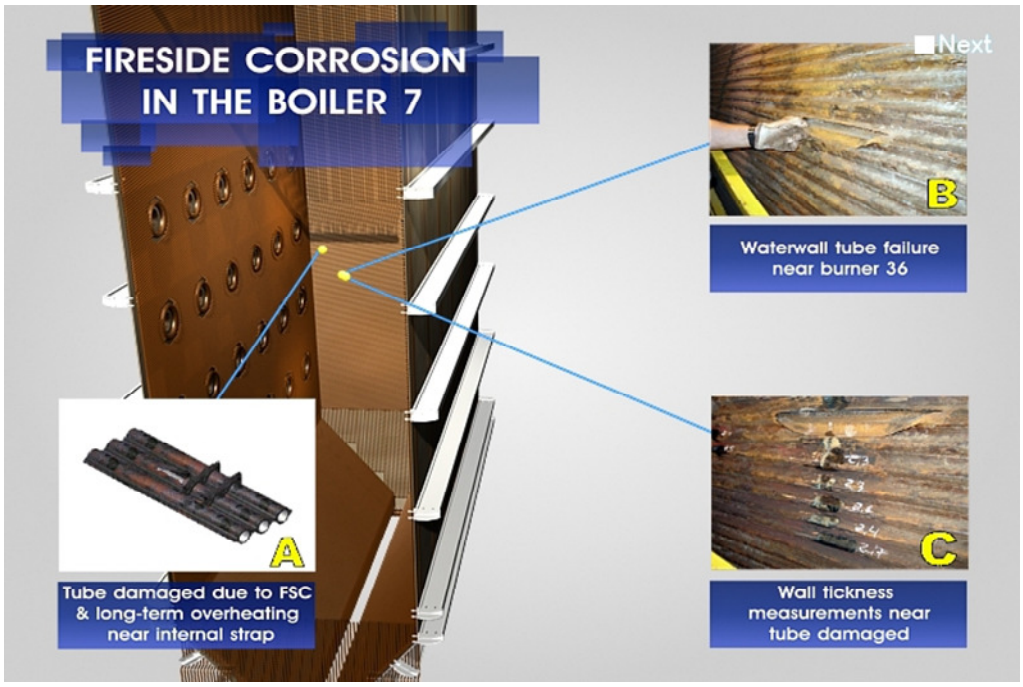


Figura 10: Danos típicos em tubos de caldeiras a carvão.

Adotam-se os critérios do EPRI para o indicador IF, que, abaixo de 2% de perda de disponibilidade por falhas nas caldeiras, é considerado "*goal*". Acima de 3%, o EPRI recomenda que devam ser tomadas ações mitigadoras para reduzir o índice. Os *benchmarks* se encontram abaixo de 0,5%. A Figura 11, a seguir, mostra o desempenho das unidades do CTJL nesse quesito.

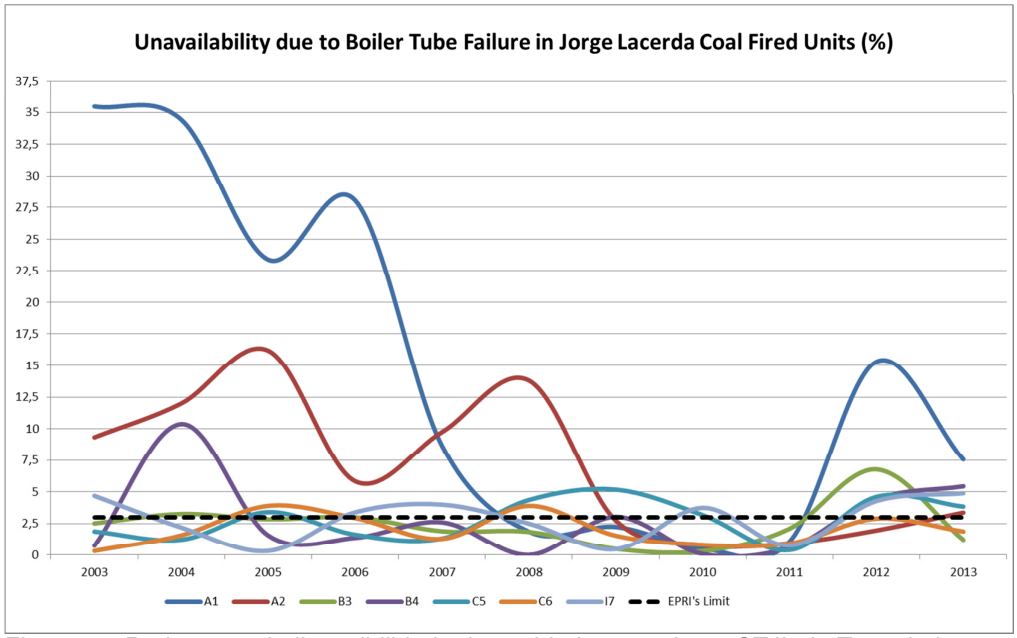


Figura 11: Redução na indisponibilidade das unidades geradoras CTJL da Tractebel Energia em função de furos de caldeira.

10. Ainda sobre benchmarking, como está o desempenho das termelétricas da Tractebel Energia em relação às do setor elétrico brasileiro?

Segundo os dados estatísticos da Comissão de Desempenho de Equipamentos (CDE) da Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (Abrage), as unidades geradoras térmicas da Tractebel Energia atingiram em 2012 valores de disponibilidade total (DT) superiores aos das demais térmicas do país (vide Figura 12 a seguir). Em 2013, a média de disponibilidade das plantas térmicas da Tractebel Energia foi de 90,72%, enquanto que a média nacional foi de 85,94%.

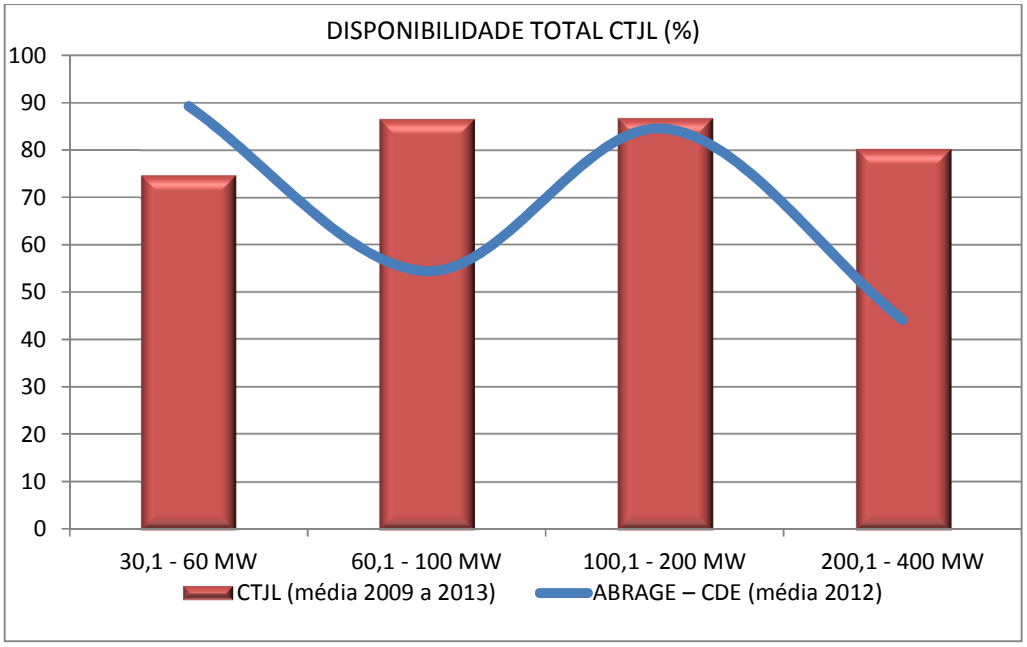



Figura 12: Comparação entre a disponibilidade das usinas a carvão da Tractebel Energia e a média do mercado nacional, segundo a Abrage (2012), por faixa de potência instalada.