



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ



XXIV SNPTEE

Seminário Nacional de Produção e
Transmissão de Energia Elétrica

ALOCAÇÃO DE RISCOS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: DESAFIOS E POSSIBILIDADES

Roberto Brandão

Nivalde de Castro

Ernani T. Torres Filho

Caroline Miaguti

Késia Braga

Vanessa Reich de Oliveira – Eneva

Lucca Zamboni – Gesel/UFRJ (Apresentação)

Gesel/UFRJ



- No Brasil comercializa-se garantia física, que é um produto financeiro representando um lastro de confiabilidade para o sistema;
- Descolamento entre o modelo comercial e a operação do sistema;
 - Contratos não determinam o despacho de energia;
- Diferenças entre energia contratada e medida;
- Mercado de Curto Prazo (MCP) como mecanismo de conciliação de diferenças;
- Preço fortemente atrelado as condições hidrológicas;

Há uma ***crise no modelo de comercialização de energia no atacado***. Com a seca prolongada obrigações de curto prazo assumiram volume incompatível com a capacidade de pagamento dos agentes:

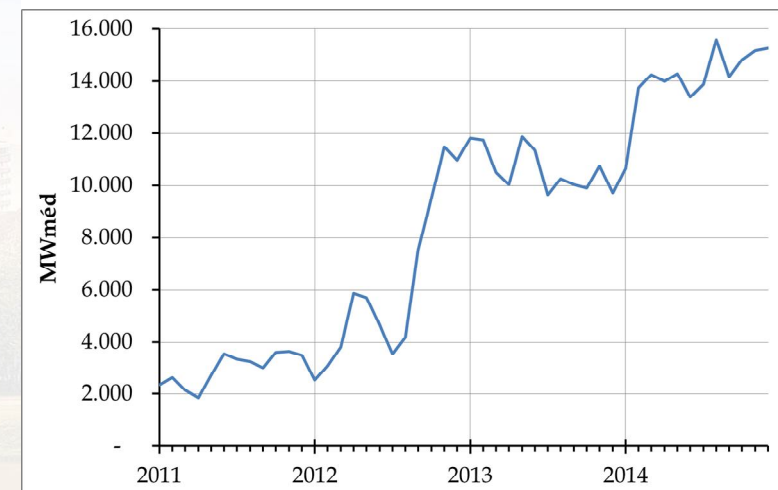
- Necessidade de suporte do governo e de recorrentes inovações regulatórias para manter o sistema solvente;
- Distribuidoras perderam autonomia financeira;
- Grandes prejuízos para vários geradores.

Desde outubro de 2012 as termoeletricas brasileiras operam praticamente a **plena capacidade** com custos operacionais elevados.

A **alta do PLD** em 2014 agravou o problema:

- i. Maior volume financeiro de transações no Mercado de Curto Prazo- da CCEE.
- ii. Impacto sobre todos os agentes expostos ao preço de curto prazo (PLD) e sobre os preços de novos contratos.

Geração Térmica Convencional
2011-14 em MWméd

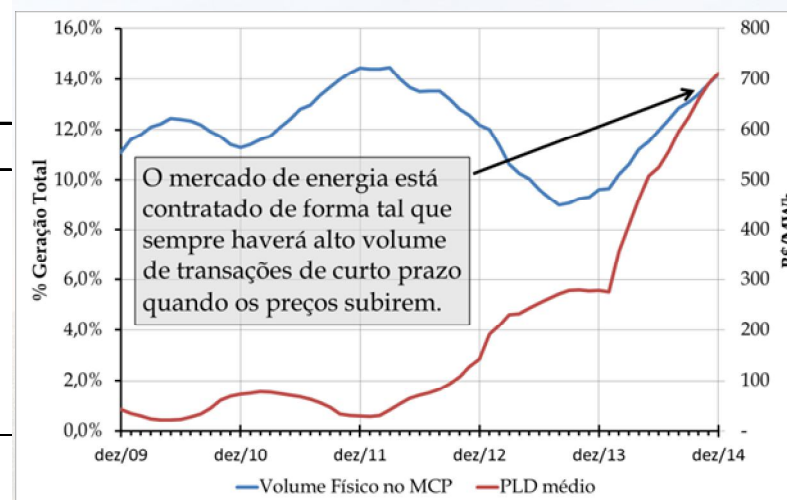


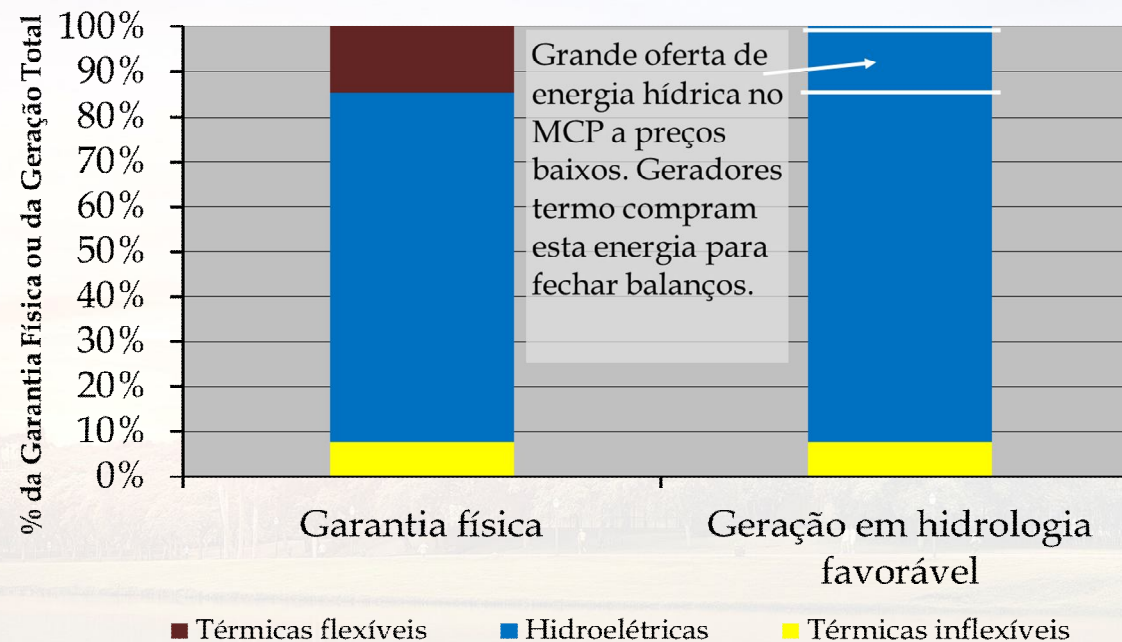
Custo total da energia no curto prazo: 2009 a 2014

Ano	PLD	Energia Comercializada do MCP	CCEE Contabilização	CCEAR-D Custos Variáveis	Custo Total*
	R\$/Mwh	Mwméd	R\$ mi	R\$ mi	R\$ mi
2009	42	5.669	2.585		2.585
2010	73	6.282	5.071	694	5.765
2011	29	8.322	3.928	244	4.172
2012	143	7.279	8.998	3.818	12.816
2013	279	5.906	15.405	9.569	24.974
2014	723	8.921	42.897	17.470	60.367

Fonte: Elaboração própria com base em CCEE InfoMercado

* Soma simples da Contabilização do MCP e Custos Variáveis dos CCEAR-D.

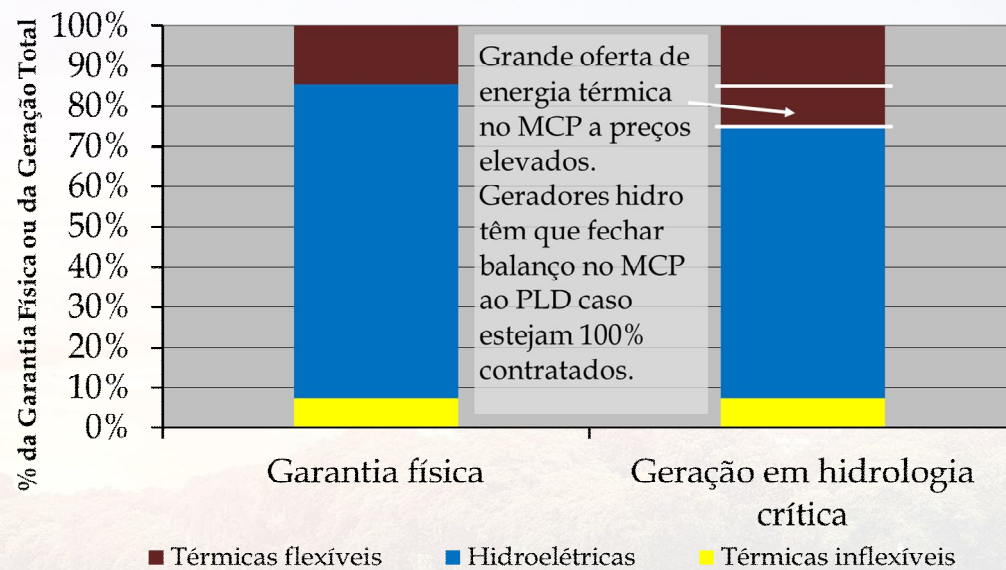




Sempre que há abundância de água, o sistema é quase integralmente suprido pelas hidroelétricas.

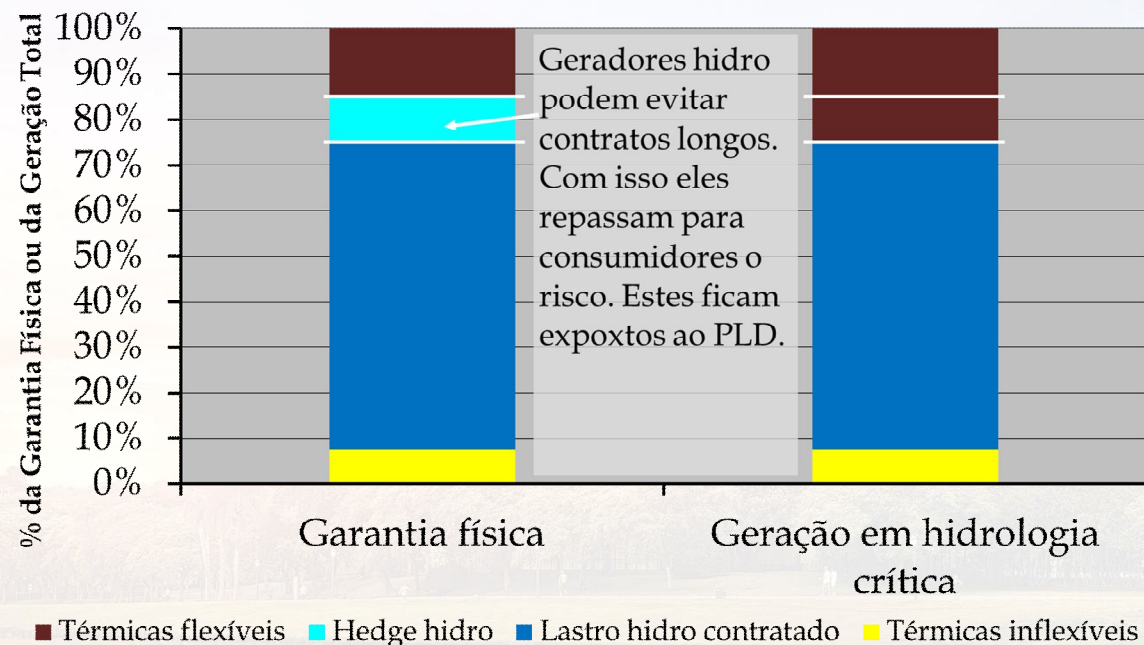
Em tais ocasiões as termoelétricas flexíveis ficam ociosas e não têm geração própria para honrar seus contratos, precisando comprar (liquidar) no MCP a geração excedente das hidroelétricas.

A liquidação do Mercado de Curto Prazo: Balanço das geradoras em seca aguda



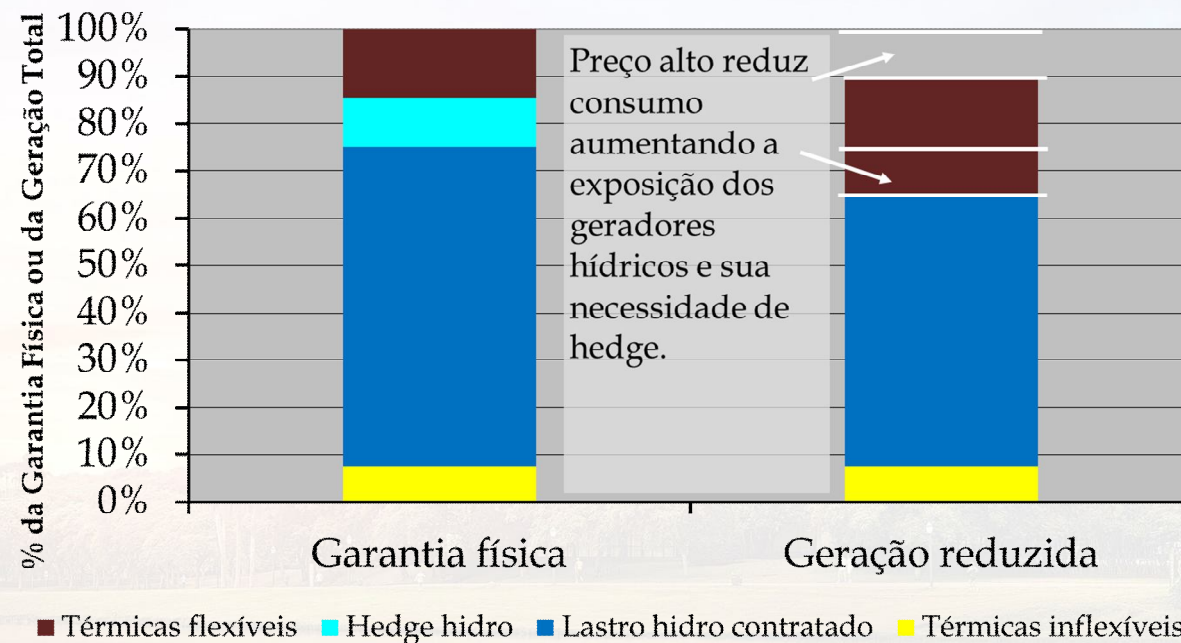
Já em situação de seca severa, as hidroelétricas podem não ser capazes de gerar toda a energia que contrataram, sendo obrigadas então a comprar excedentes gerados por outros agentes, por exemplo, de termoelétricas com energia gerada superior à contratada.

A liquidação do Mercado de Curto Prazo: O incentivo para contratos de curto prazo



Também ocorrem transações no MCP por razões outras que não as decorrentes do despacho centralizado. Um gerador, por exemplo, pode deixar descontratada parte de sua garantia física, deixando a energia correspondente ser liquidada no MCP.

A liquidação do Mercado de Curto Prazo: Consequência da redução de consumo



Os consumidores, por seu lado, podem ficar sub ou super contratados em meses alternados, conquanto ao final do período de verificação eles estejam, na média, pelo menos 100% contratados.

Em uma situação de seca severa como a ocorrida entre fins de 2012 e 2015 há dois tipos distintos de diferenças. Defini-los e entendê-los permite explicar a raiz do risco financeiro elevado da comercialização de energia e fornece fundamento para propostas de aprimoramento:

Diferenças não gerenciáveis (Tipo 1) - Em seca severa o MCP liquida estruturalmente:

- Geração térmica acima da garantia física;
- Energia de reserva.

Diferenças gerenciáveis (Tipo 2) - Decisões dos agentes podem levar a liquidações adicionais:

- GF descontratada, mas com geração associada;
- Sazonalização da Garantia Física;
- Diferenças do lado do consumo.

- As liquidações do Tipo 1 são um **risco inerente à forma de contratação** de Térmicas com Garantia Física baixa e da Energia de Reserva.
 - Geração térmica acima da garantia física;
 - Energia de reserva.
- Para evitar que o problema se agrave basta mudar a forma de contratação de novas Térmicas e Energia de Reserva para que não gerem excedentes no MCP em secas severas.
- Mas o **risco já contratado é expressivo** e também precisa ser endereçado.

Volume de Transações no MCP em 2014 (em MWmé)

Tipo de Transação	MWmé	% Total
Transações Tipo 1	3.523	39,5%
Geração térmica acima da GF ¹	2.415	27,1%
Energia de reserva gerada	1.108	12,4%

Volume de Transações Tipo 1 no MCP em 2019 (em MWmé)

Energia de Reserva	MWmé
Total leiloadado até 2014	3.399
Angra III	1.200
Total de acréscimo de ER	4.599
Fontes: CCEE, infoLeilão, Aneel, BIG.	
Geração térmica acima da GF	MWmé
Deck 2014*	2.488
A-5 2014	1.178
Total 2019	3.666

* Estimativa do Gesel com base em InfoMercado,
Dados Individualizados 2014, CCEE.

- GF descontratada, mas com geração associada;
- Sazonalização da Garantia Física;
- Diferenças do lado do consumo.

Parte das liquidações de Tipo 2 são descasamentos fortuitos entre e energia contratada e a energia medida e não podem ser eliminadas. Mas parte decorrem de:

- Apostas altistas de geradores, que deixam parte do lastro *merchant*;
- Sazonalização da GF descasada dos contratos de venda (aposta no PLD);
- Apostas de comercializadores e consumidores.

- Este trabalho se propôs a analisar o desenho do atual modelo de comercialização de energia no Brasil, investigando por quais vias a crise hidrológica transformou-se em uma crise financeira no Mercado de Curto Prazo, evidenciando seu caráter estrutural.
- As respostas à crise, como a repactuação do risco hidrológico, a redução do teto do PLD, e a criação de bandeiras tarifárias, tais medidas tiveram o mérito de evitar a exacerbação do risco financeiro, mas não constituem, porém, uma revisão coesa do modelo comercial.
- O risco na comercialização de energia pode ser reduzido mediante alterações no modelo de comercialização que minimizem estruturalmente o volume (em MWh) ou o preço das diferenças em situações de seca severa.

Modelo de comercialização de energia no atacado tem embutido risco elevado demais e precisa passar por ***mudanças regulatórias***.

Em secas prolongadas:


1. O custo elevado das termoelétricas é ***inevitável***.
2. Custo financeiro no Mercado de Curto Prazo, e o risco a ele associado é fruto de um ***desenho problemático*** do modelo de comercialização e de alguns contratos de longo prazo originados de leilões regulados.

1. Eliminar estruturalmente as transações do Tipo I, ou parte delas.
2. Mudanças nos incentivos regulatórios para coibir transações do Tipo 2.
3. Desvincular PLD dos Custos Marginais, pelo menos para transações Tipo 1. Alternativa seria utilizar custos médios ou os custos dos desvios.
4. Repensar a contratação de energia existente de fonte térmica para viabilizar usinas antigas fora do modelo *merchant*.

Lucca Zamboni – PhD. PE.

 +55 (11) 98116 7115

 lucca@gesel.ie.ufrj.br

 <http://www.gesel.ie.ufrj.br/>