

Desenhos de mercados de energia com alta participação de renováveis

ERSE, 4/3/11

Nivalde José de Castro

Roberto Brandão

Simona Marcu

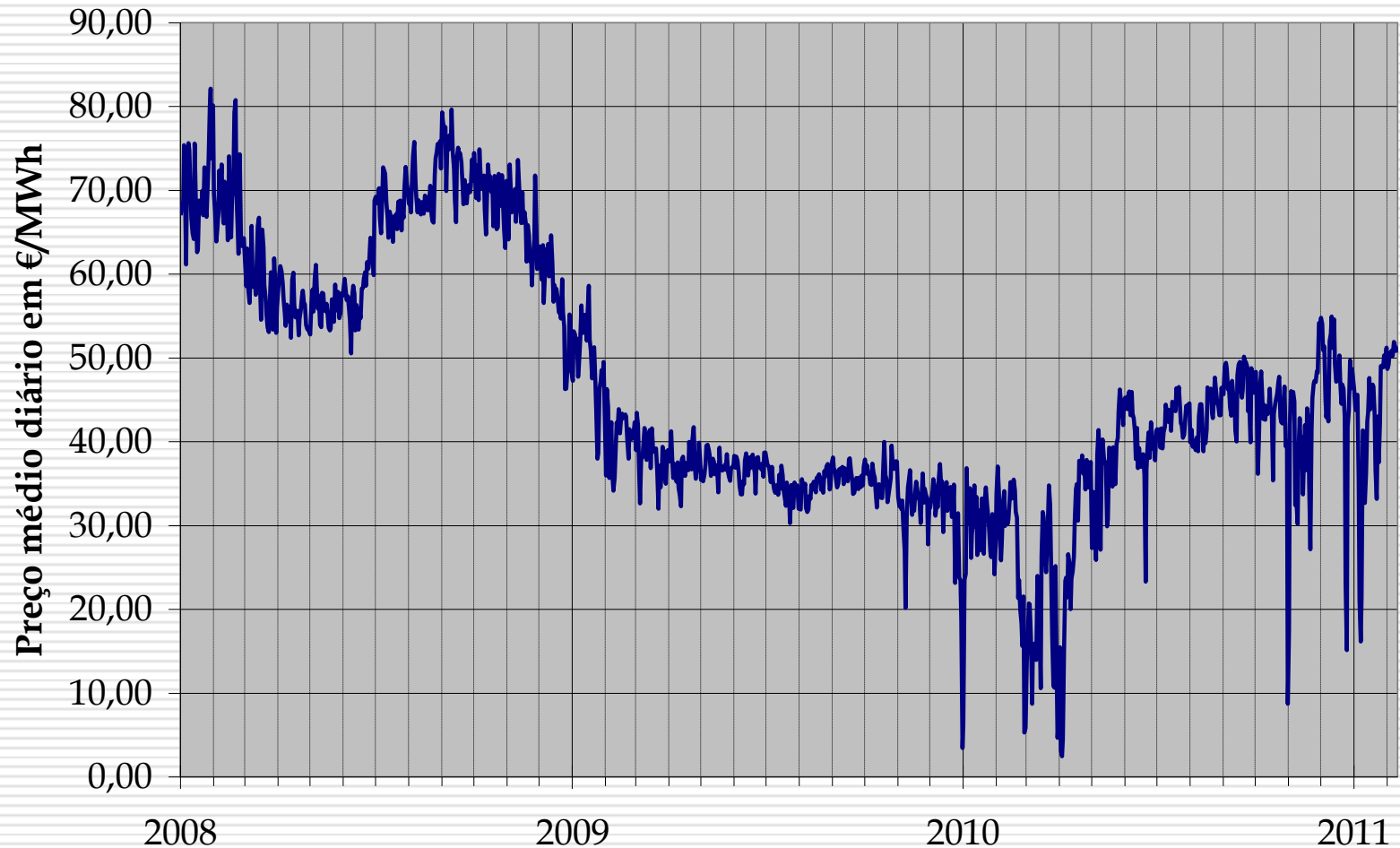
Sumário

- Comportamento dos *preços spot* com o aumento da participação de renováveis.
- Comercialização de energia baseada em *mercados de dia seguinte*.
- Microeconomia de indústrias com *custos marginais muito baixos*.
- O Mercado Ibérico.
- Modelo brasileiro: mercado liberalizado sem um mercado de dia seguinte.

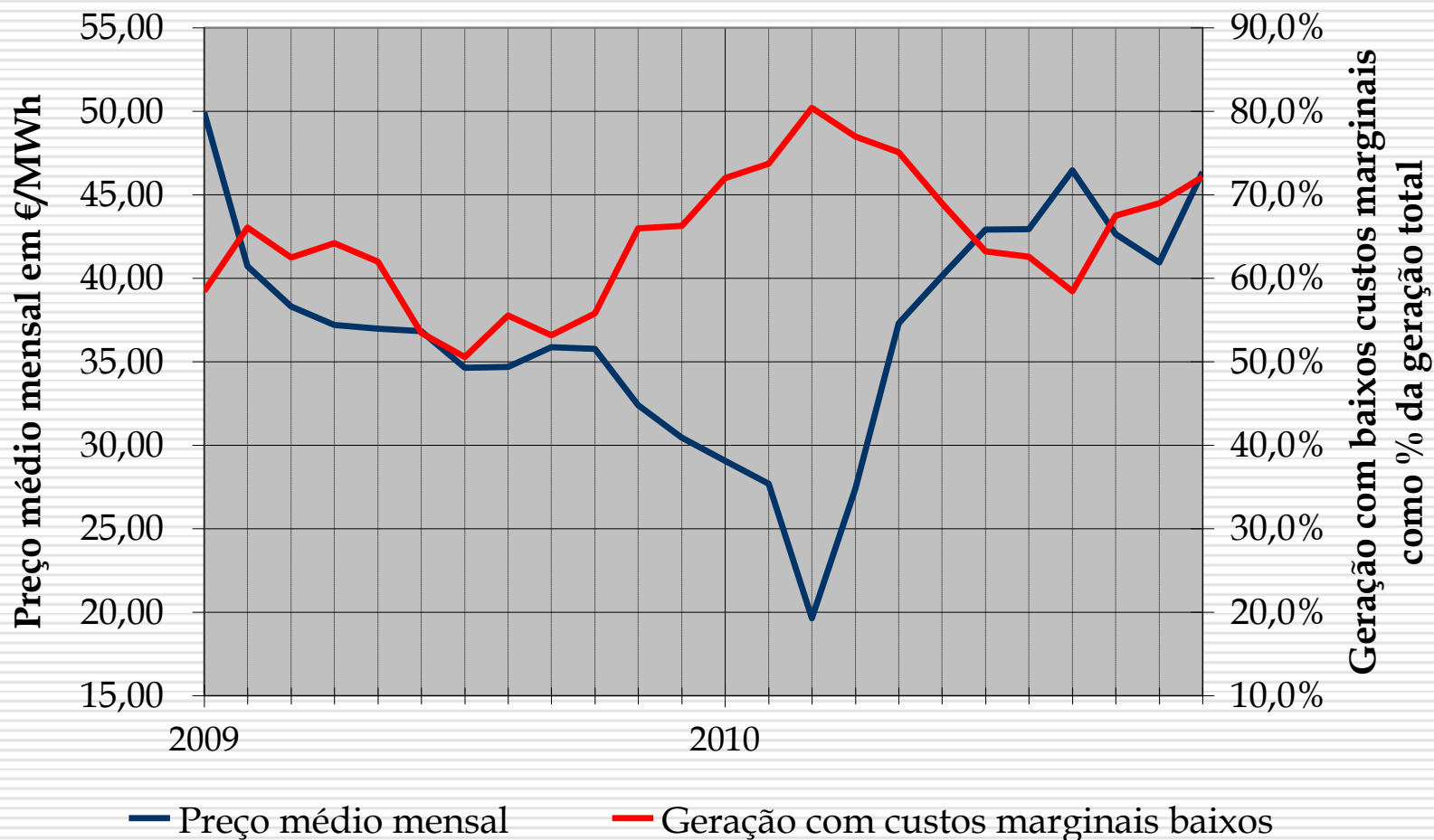
Aumento da participação de renováveis no mercado ibérico

- No ano de 2010, os preços spot da energia foram *baixos e voláteis*.
- A *maior participação de renováveis* é em parte responsável pelos baixos preços spot.
- O *perfil das renováveis* ibéricas (eólica e presença de hídricas a fio d'água) aumentam a volatilidade dos preços.
- Uma maior participação renováveis tornará os *preços spot cada vez mais problemáticos*.

Preços no Omel (média diária na Espanha)

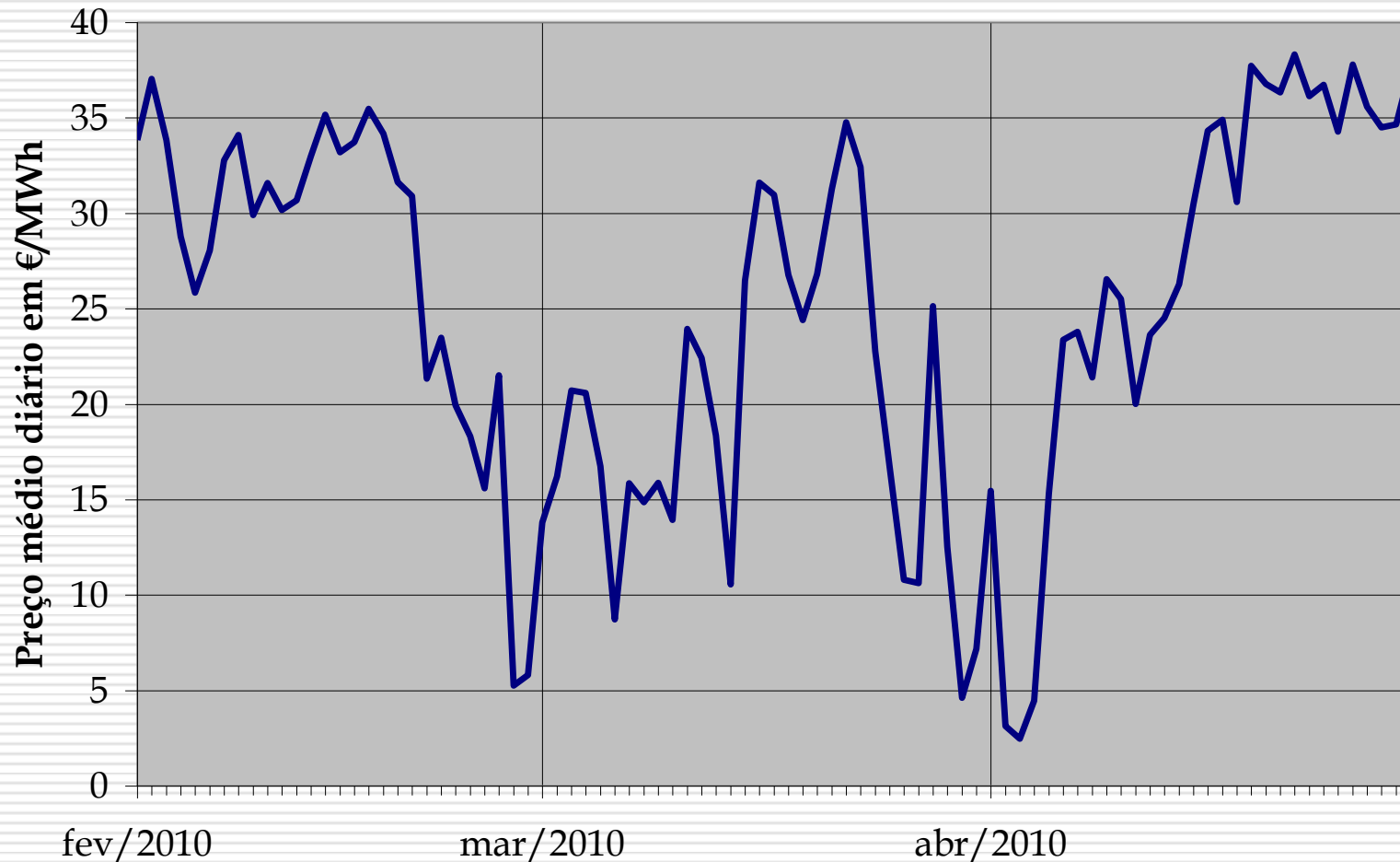


Alta participação de renováveis está associada a baixos preços

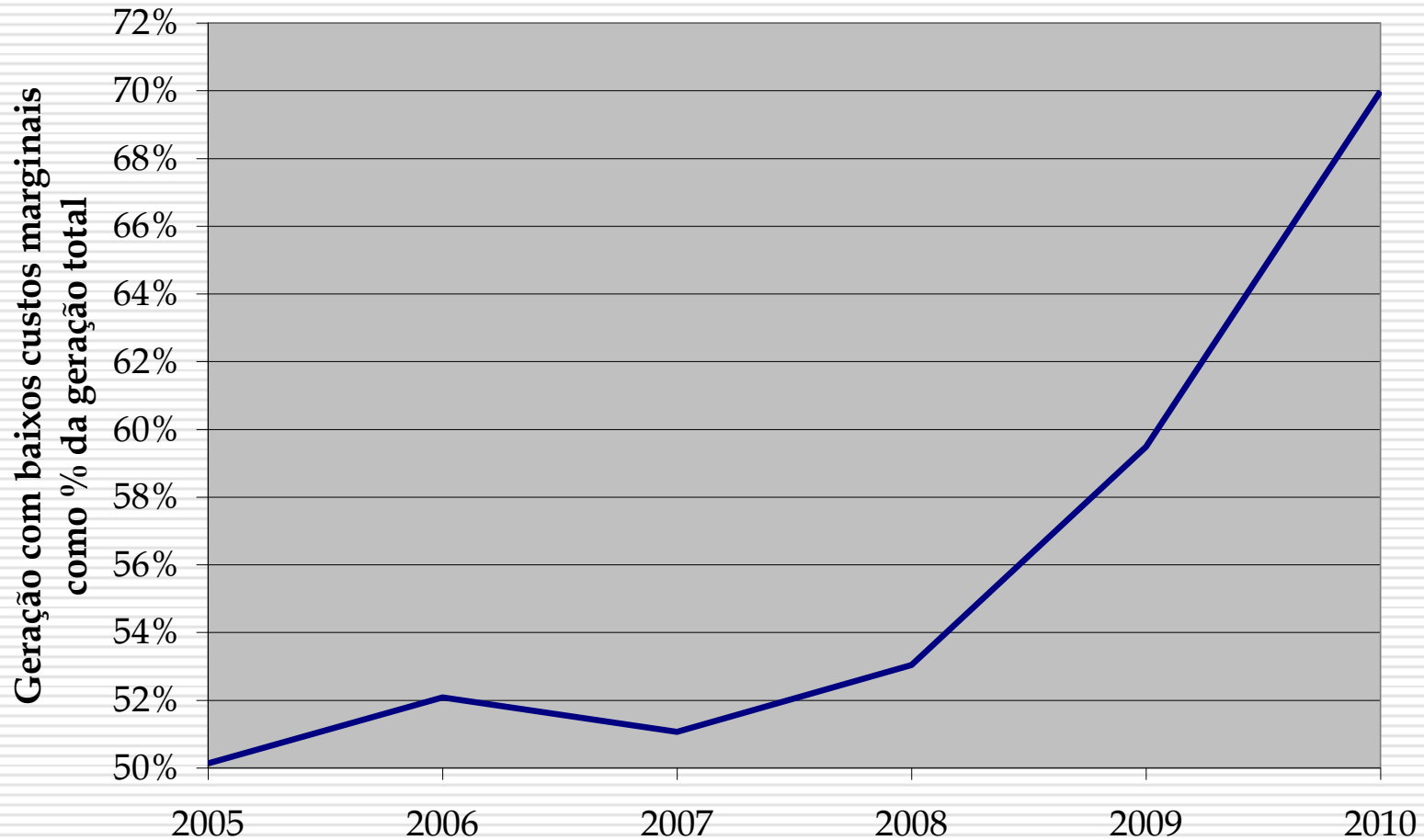


Fontes: Omel, REE.

Preços no Omel (média diária na Espanha)



Participação da geração com baixos custos marginais no total



Comercialização da energia baseada em mercado de dia seguinte

- Preço *spot* deve dar sinal econômico para:
 - *Investimentos* em novos projetos de geração: geradores mais eficientes auferem lucros extraordinários e isto leva a investimentos em plantas eficientes;
 - *Desinvestimentos*: centrais menos eficientes operam com prejuízo e são levadas a fechar;
 - *Intercâmbios de energia*, inclusive internacionais;
 - *Contratos bilaterais*.

Comercialização da energia baseada em mercado de dia seguinte

- O modelo de comercialização centrado em um mercado spot de dia seguinte pode funcionar bem em *sistemas térmicos* movidos a combustíveis fósseis.
- Nestes sistemas os *preços* são fortemente correlacionados ao valor de mercado dos *combustíveis fósseis*.

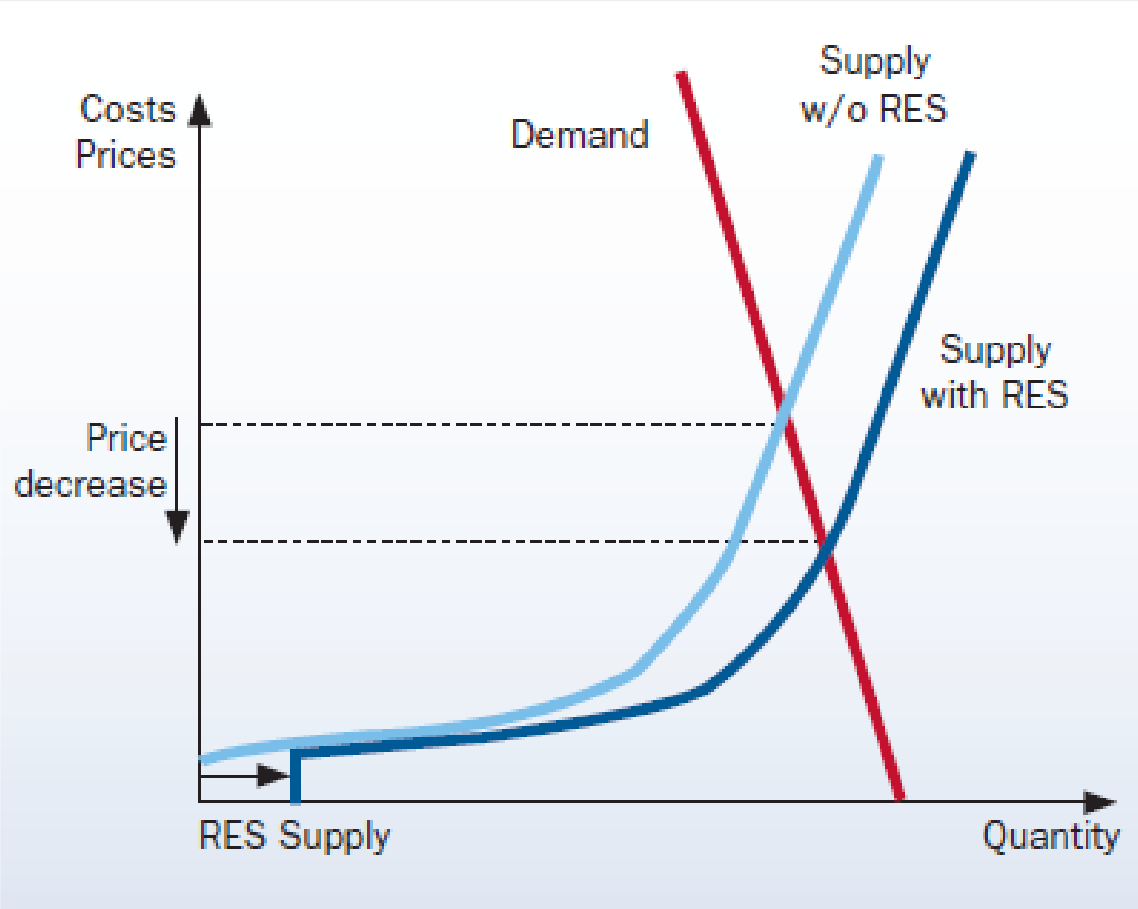
Comercialização da energia baseada em mercado de dia seguinte

- ***Problema:*** mercado spot não dá sinal econômico claro para investimentos em projetos que não utilizem combustíveis fósseis:
 - Hidroelétricas
 - Usinas nucleares
 - Eólicas e outras renováveis.

Comercialização da energia baseada em mercado de dia seguinte

- *Solução ibérica*: divisão da comercialização de energia em dois regimes.
- *Regime ordinário*: térmicas e hídricas com despacho e remuneração determinados no mercado de dia seguinte.
- *Regimes especiais*: novos projetos renováveis, e contratos antigos têm remuneração por contrato de longo prazo, com condições diferenciadas.
- *Regulação aloca custos* aos consumidores.

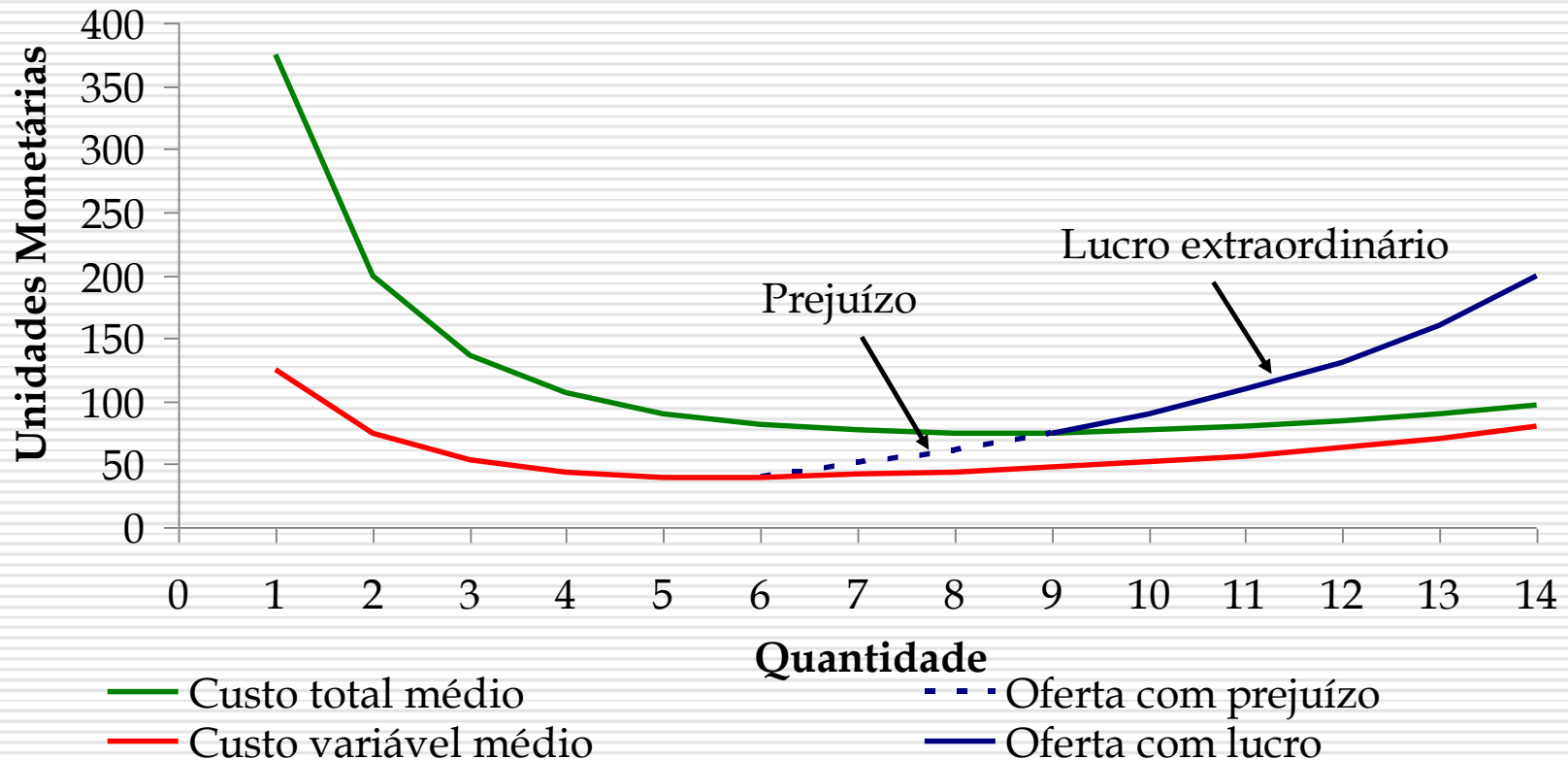
Mais renováveis levam a menores preços de mercado



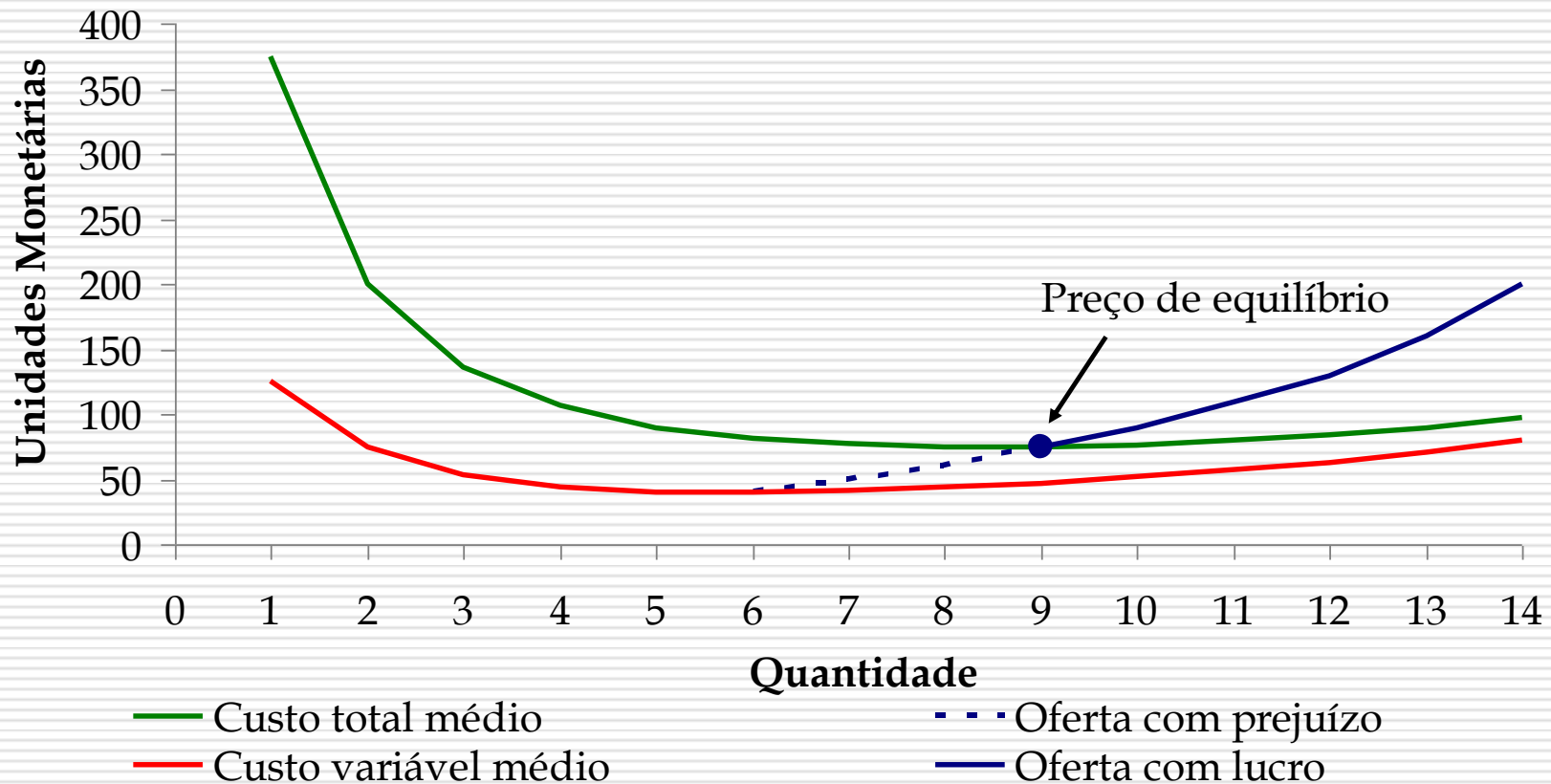
Microeconomia: mercados com custos marginais muito baixos

- Um mercado competitivo não tem como funcionar adequadamente em indústrias capital intensivas, com *custos marginais muito baixos* e que incluam custos afundados.
- As firmas sempre estarão dispostas a vender seus produtos *a qualquer preço*, o que leva a preços demasiado baixos.
- Com preços muito baixos as firmas sempre operam com *prejuízo*.

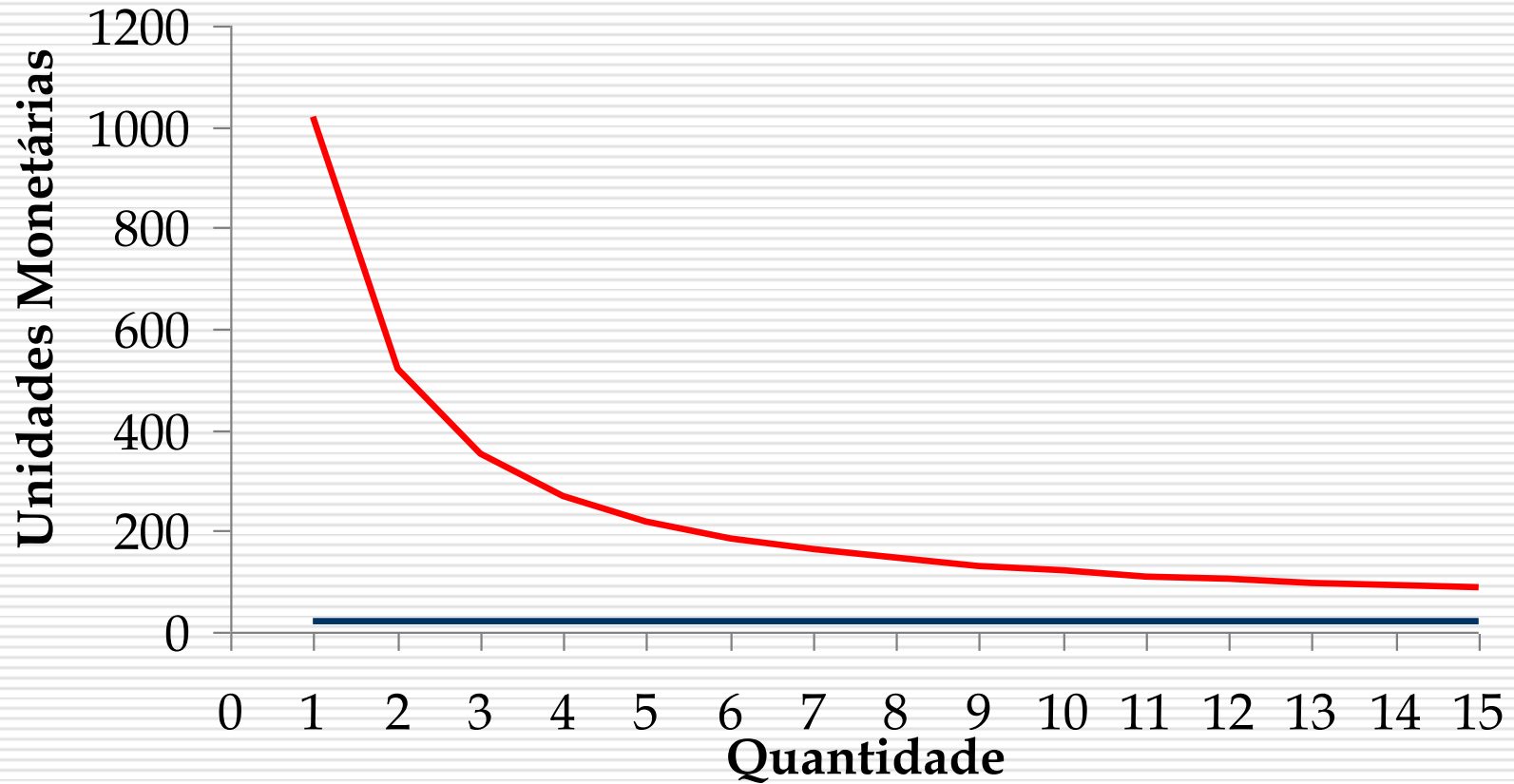
Concorrência perfeita: Curva de oferta



Concorrência perfeita: Preço de equilíbrio



Firmas com custo marginal baixo: Curva de oferta



— Custo total médio

— Curva de oferta (custo marginal)

Microeconomia: mercados com custos marginais muito baixos

- Tome-se, por exemplo, um *sistema 100% geotérmico* (geração termoelétrica utilizando o calor do interior da terra), operando com um mercado de dia seguinte:
 - Custos variáveis e marginais irrisórios.
 - Preço spot igual ao custo marginal (quase zero);
 - Geradores operam sempre com prejuízo: nunca conseguem remunerar o capital investido nem sequer recuperar os custos fixos.

Microeconomia: mercados com custos marginais muito baixos

- Indústrias capital intensivas, com custos afundados e custos marginais muito baixos só são viáveis se:
 1. Se a indústria for *oligopolizada* (firmas têm poder de mercado);
 2. Se o mercado for *regulado*, seja com redução da competição ou com fixação de preços.
 3. As firmas tiverem *fontes alternativas de receita* além da venda de produtos no mercado;

Mercado ibérico:

Resultado do crescimento das renováveis

- Aumento da participação de renováveis na geração dos países ibéricos deve levar a *preços* de energia muito baixos, *sem relação com custos* de produção.

Mercado ibérico: Resultado do crescimento das renováveis

- Conseqüências:
 1. Usinas do *regime ordinário* têm dificuldade crescente para cobrir os custos (preços sinalizam erradamente para a desativação de plantas térmicas).
 2. Preços de mercado não conseguem prover sinais econômicos para novos *investimentos*.
 3. Sinais econômicos para *exportações e importações* perdem relação com custos.

Mercado ibérico:

Resultado do crescimento das renováveis

- Haverá necessidade crescente de intervenções do regulador para corrigir distorções nos sinais dos preços, criando *mecanismos extra-mercado* para pelo menos:
 - Proporcionar sinais econômicos para investimentos;
 - Garantir remuneração do capital e dos custos fixos dos geradores.

Brasil: liberalização sem mercado do dia seguinte

- Geração é basicamente *hidroelétrica* (custos marginais muito baixos).
- Mercado de energia é de *contratos financeiros* (não há mercado do dia seguinte).
- Contratos de *longo prazo* (1 mês a 30 anos).
- Receitas dos geradores não estão vinculadas à produção física de energia: é um *modelo comercial baseado em receitas fixas para uma indústria baseada em custos fixos*.

Brasil: capacidade por tipo de planta

Type	MW	%
Hidroelétricas*	82.189	83,2
Térmicas convencionais	13.945	14,1
Nuclear	2.007	2,0
Eólicas	358	0,4
Outras	196,5	0,2
Total	98.727	100,0

** Inclui toda a capacidade de Itaipu*

Dados referentes ao SIN em 31/12/2009

Brasil: Participação da geração hídrica na produção total de eletricidade

Ano	% Total
2000	94,11
2001	89,65
2002	90,97
2003	92,14
2004	88,63
2005	92,45
2006	91,81
2007	92,78
2008	88,61
2009	93,27

Fonte: Site do ONS:
Histórico da operação.

Brasil: Preço de Liquidação de Diferenças SE-CO (média semanal €/MWh)



Brasil: Preço de Liquidação de Diferenças SE-CO (média semanal €/MWh)

Faixa de preços* (€/MWh)	Semanas	% Total
< 10	57	17,9%
10 a 20	76	23,8%
20 a 30	39	12,2%
30 a 40	33	10,3%
40 a 50	32	10,0%
50 a 70	52	16,3%
> 70	30	9,4%
Total	319	100,0%

Elaboração: Gesel-IE-UFRJ a partir de dados da CCEE (www.ccee.org.br).

Modelo Brasileiro:

Características do modelo

- Despacho é uma *otimização de custos*, sem oferta de preços.
- Competição na geração gira em torno de *contratos financeiros* de “garantia física”.
- Geradores vendem *garantia física* e não energia.
- Mercado de Curto Prazo (*balancing market*) é restrito à *liquidação de diferenças*.

Modelo Brasileiro:

Características do modelo

- Competição ocorre sobretudo em *leilões* organizados pelo Estado em nome das distribuidoras.
- *Preços* de contratos financeiros de prazos maiores não estão relacionados ao *custo marginal de operação*.
- Promoção da *eficiência e da modicidade* de preços depende das regras dos leilões.

Modelo Brasileiro:

Características do modelo

- *Energia nova.* Leilões geram competição entre empreendedores, com bom potencial para promover eficiência econômica.
- *Energia velha.* Formato atual dos leilões não garante a eficiência. Mecanismos não induzem preços iguais aos custos da energia: há apenas um teto, o VR, mas não há como fazer convergir preços e custos marginais.

Conclusões

- Estrutura de custos dos sistemas de geração são cruciais para desenho de mercados de energia.
- Modelo ibérico é adequado para sistemas puramente térmicos.
- Sistemas com grande participação de renováveis não se adaptam ao modelo ibérico: necessitam de mecanismos que forneçam receitas fixas para geradores e que promovam eficiência.