

O Modelo Brasileiro de Mercado de Energia

Estrutura:

- **Operador do Sistema (ONS):** Responsável pela otimização centralizada da operação do sistema e pelo despacho, de acordo com regras aprovadas pelo ente regulador;
- **Operadores da Transmissão (OTs):** Responsáveis pela disponibilização e operação do sistema de transmissão;
- **Operador do Mercado (MAE):** Estabelece o mercado de energia elétrica em que todos os vendedores e compradores podem transacionar, e no qual o preço *spot* é determinado.
- **Agência Reguladora (ANEEL).**
- **Agente planejador (CCPS):** recebe diretrizes do MME para realizar planejamento indicativo da transmissão.

Comparação com Estruturas de Outros Mercados

- Modelo Brasileiro:

OS **OT** **OM**

- Outros modelos:

OS+OM+OT Colômbia, GB - 1^o. mod.

OS+OM **OT** Argentina, Ontário,
PJM, NYPP, New Eng.

OS+OT **OM** Escandinávia, GB-novo mod.

OS **OT** **OM** Califórnia

Operador Nacional do Sistema

- Tendo por base dados recebidos, determina a programação da geração que descreve:
 - quais unidades geradoras devem ser despachadas e
 - o despacho de cada unidade para que se atinja o mínimo custo de operação do sistema como um todo.
- Programação da operação obtida de uma cadeia de modelos de otimização, que também calcula o valor da água:
 - **NEWAVE** - Coordenação hidrotérmica a longo prazo;
 - **DECOMP** - Alocação ótima de recursos hídricos e térmicos a médio prazo (próx. ano):
 - * Todas as semanas do 1^o mês;
 - * Restante do período em intervalos mensais.

- **DESSEM** - Coordenação hidrotérmica a curto prazo (próxima semana);
- **PREDESP** - Despacho horário de geração considerando a rede de transmissão.
- Os valores marginais da água formam a base de preço para o MAE, em cada período.

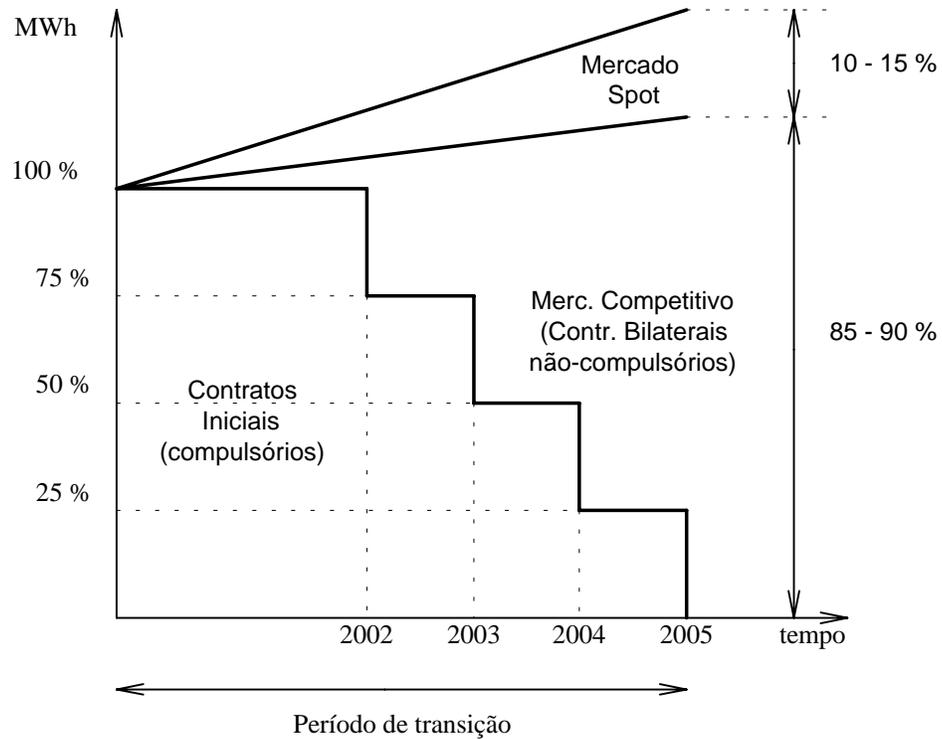
Mercado Atacadista de Energia

- Participantes:
 - Todos os geradores com capacidade ≥ 50 MW;
 - Todas as empresas de distribuição com consumo ≥ 100 GWh/ano;
 - Opcional para grandes consumidores cuja demanda está acima de um dado limiar (10 MW).
- .Objetivos:
 - Estabelecer preço de energia que reflita, em cada intervalo de tempo, o custo marginal de energia do sistema;
 - Propiciar ambiente no qual geradores e grandes consumidores possam comercializar sua energia não-contratada;
 - Criar ambiente multilateral para fomentar o desenvolvimento de competição.

Contratos de Energia e Determinação de Preço

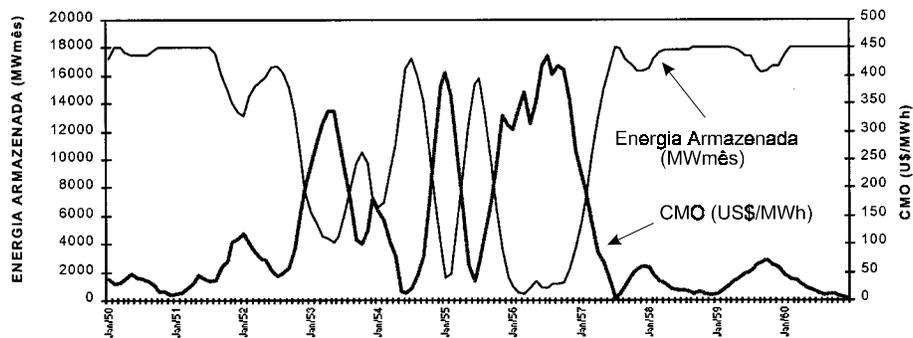
- **Contratos iniciais:** definidos com base nos antigos contratos de suprimento, são compulsórios e objetivam suavizar a transição para o novo modelo.
- **Contratos Bilaterais:** realizados entre geradores e empresas distribuidoras/grandes consumidores, originando pagamentos destes aos primeiros;
- Após deduzir as transações de energia cobertas por contratos bilaterais, as demandas ainda existentes de energia serão comercializadas no MAE, sujeitas à tarifa *spot*.
- Embora todos os fluxos de energia sejam considerados na determinação da programação ótima de geração, do despacho ótimo e do preço da energia, apenas a energia não-contratada estará sujeita ao preço *spot*.

Evolução Temporal do Modelo



Características do Preço no Mercado Spot

- Baseado nos custos marginais de operação (CMOs);
- *Problema*: devido à reduzida base térmica, CMOs são muito dependentes das probabilidades de deficit e dos custos de deficit:



- Período considerado: 1931-1994;
- Em poucos meses, o CMO variou de valores muito baixos até o custo de deficit (450 \$/MWh).

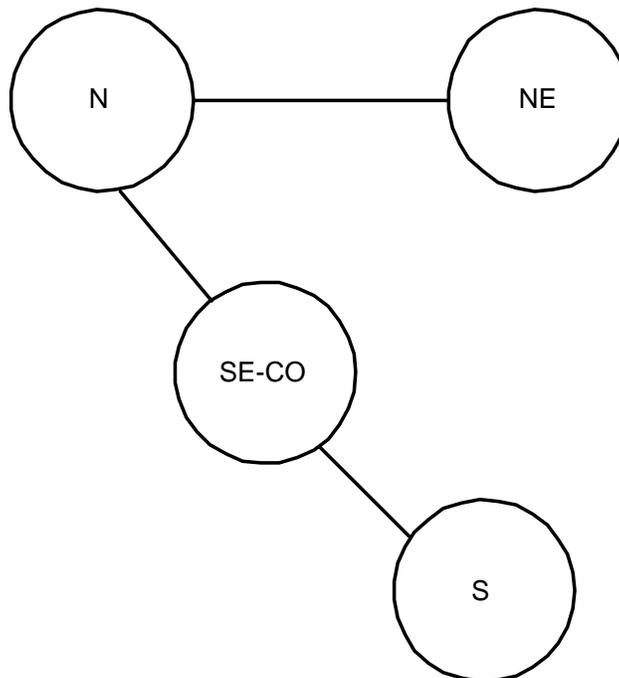
Funções Importantes do Preço Spot no Mercado Brasileiro

- Indicar o valor marginal de curto prazo da energia, com base no qual as decisões de produtores e consumidores são mais eficientes;
- Fornecer sinal econômico para futuros investimentos no setor e contratação de energia a longo prazo.

Formação de Preços e Submercados

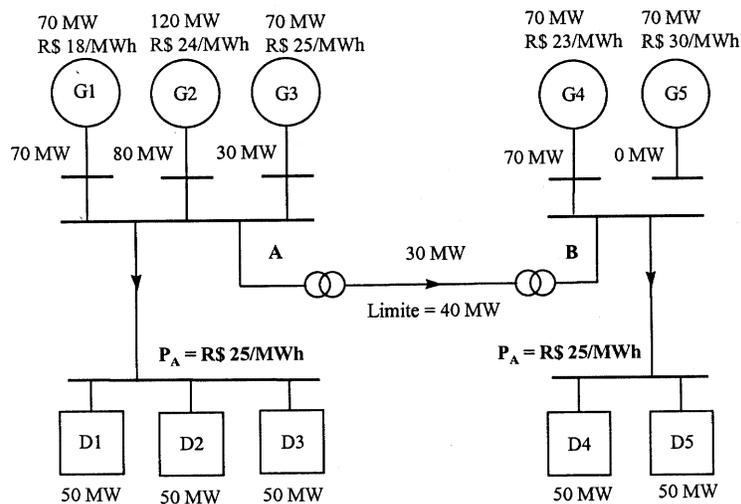
1 Submercados

- São determinados pelas restrições de transmissão mais relevantes e persistentes.
- Submercados do Sistema Brasileiro:



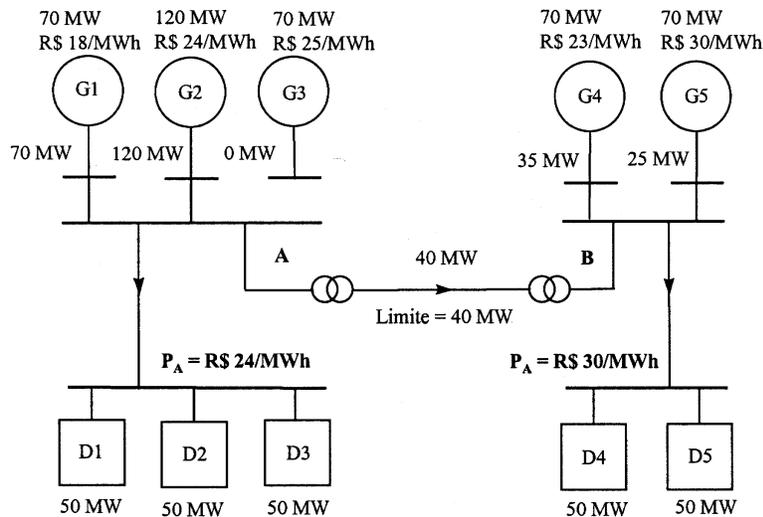
2 Restrições de Transmissão

2.1 Restrição Inativa



- Hipótese: **G2** apenas 66,6 % disponível;
- Ordem de despacho: **G1, G4, G2, G3** (**G5** não precisa ser despachado);
- **CMO** = custo últ. ger. desp. = 25 R\$/MWh;
- fluxo **A-B** < lim. transm. \Rightarrow Preço (A) = Preço (B).

2.2 Restrição Ativa



- Hipótese: Disponibilidade de **G2** = 100 % e de **G4** = 50 %;
- Ordem de despacho: **G1**, **G2** para SM_A e **G4**, **G5** para SM_B ;
- Restrição de transm. atingida \Rightarrow alteração dos CMOs;
- Preço (A) = 24 R\$/MWh e Preço (B) = 30 R\$/MWh;
- Custo da restrição = $30 - 24 = 6$ R\$/MWh.

3 Preços, SMs e Encargos de Transmissão

- Preço MAE será determinado para cada SM;
- Fatores de alocação de perdas usados para calcular preço final de cada gerador e carga, em cada SM;
- Geradores e cargas pagarão encargos **fixos** anuais sobre o uso do sist. de transm., que dependem de suas localizações:
 - Geradores: R\$/kW instalado;
 - Cargas: R\$/pico anual.
- Observar que encargos de transmissão não dependem de contratos bilaterais \Rightarrow não se prevê pagamento de pedágio no modelo brasileiro.

4 Formação de Preço do MAE

4.1 Princípios

- Baseado no modelo **DESSEM** de coordenação HT a curto prazo;
- Principais dados para formação de preço:
 - Geração programada de cada usina;
 - Custos de geração associados (valor da água ou custo de termelétrica);
 - *Ofertas de redução de demanda;*
 - Fluxos de interconexões internacionais.

4.2 Detalhamento

- Programação \neq despacho centralizado: sem restrições à transm. dentro de cada SM, embora refletindo restrições entre SMs;
- Dentro de cada SM, preço MAE definido pela fonte *flexível* mais cara, que pode ser: geração hidráulica, ger. térmica, *redução de demanda* ou fluxo em interconexões internacionais;
- Preço obtido do processo de otimização pode ser modificado para levar em conta inflexibilidades;
- Possíveis inflexibilidades:
 - Limitações de hidrogerador devidas à restrições de navegação/irrigação;
 - Gerador térmico com contratos fixos (tipo *take-or-pay*).

Detalhamento (cont.)

- Período de apuração de preço de meia hora;
- Preço MAE referenciado ao “centro de gravidade” do SM e fatores de perda de transmissão aplicados às demais barras do SM.

Mecanismo de Realocação de Energia

- Mecanismo financeiro para administrar riscos dos geradores quanto aos efeitos de seus níveis de geração determinados pela otimização centralizada da operação;
- Pode implicar tanto em realocação de volumes de energia quanto em transferências financeiras diretas entre geradores;
- Participantes do MRE:
 - todas as HEs centralmente despachadas;
 - TEs com contratos de compra de combustível e contratos iniciais;
 - Consumidores com energia comprada de Itaipu.
- Todas as alocações do MRE são realizadas no Submercado que produziu a energia, pelo preço do MAE alí vigente.