

CAPÍTULO 7

RESULTADOS: AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE PODER DE MERCADO NO SISTEMA BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA

7.1 INTRODUÇÃO

A etapa inicial para a construção de uma estratégia ótima de oferta de preços consiste em avaliar o potencial de poder de mercado do sistema. Intuitivamente, se o potencial é pequeno, não há muito sentido em tentar construir uma estratégia de oferta ótima, sendo necessário apenas ofertar preços iguais aos custos variáveis de geração.

Este capítulo apresenta avaliações preliminares do potencial de poder de mercado no MAE. Inicialmente é avaliado o poder de alterar preços dos geradores termelétricos no *tight pool*. Em seguida é avaliado o poder de mercado de todos os geradores (termelétricos e hidrelétricos) no esquema geral de ofertas de preços apresentado no Capítulo 4.

Finalmente, são aplicadas aos dados utilizados as medidas de concentração de mercado apresentadas na Seção 5.4.

Em todos os casos é utilizada a configuração do sistema considerada pelo ONS no Planejamento Mensal da Operação (PMO) de abril de 2002. Os dados básicos utilizados são apresentados no Anexo C. Dados completos podem ser obtidos em [62].

7.2 PODER DE MERCADO NO *TIGHT POOL*

A forma natural para avaliar o poder de mercado no *tight pool* seria utilizar o algoritmo para a determinação do Equilíbrio de Nash apresentado na Seção 6.4.4.1. Entretanto, a aplicação deste algoritmo se mostrou computacionalmente inviável em função do grande número de vezes que o Programa DESSEM teria de ser chamado até a convergência do mesmo.

Inicialmente, a estratégia adotada consistiu em tentar avaliar o poder de alterar preços das termelétricas. Desta forma, o Programa DESSEM foi rodado considerando diferentes ofertas desses geradores. As funções de custo futuro utilizadas pelo DESSEM foram obtidas com os Programas DECOMP e NEWAVE considerando apenas os custos variáveis declarados. Diferentes níveis de armazenamento foram utilizados, com estes níveis sendo usados na construção das funções de custo futuro em todas as etapas da cadeia de formação de preços.

Para cada nível de armazenamento do sistema, três casos foram analisados:

- **Caso Base:** todos os geradores termelétricos ofertam preços iguais aos seus custos variáveis
- **Caso Angra II:** o maior gerador termelétrico do sistema (Angra II - 1309 MW) oferta um preço igual a R\$ 350 / MWh e todos os demais geradores termelétricos ofertam preços iguais aos seus custos variáveis
- **Caso Todas:** todos os geradores termelétricos ofertam preços iguais a R\$ 350 / MWh.

Os preços calculados com o Programa DESSEM para cada ½ hora do dia seguinte são apresentados a seguir.

7.2.1 PREÇOS PARA NÍVEL DE ARMAZENAMENTO ALTO

Os preços para os Subsistemas SE/CO e NE, para um nível de armazenamento alto ($\approx 70\%$ do máximo), são apresentados nas Figuras 7.1 e 7.2, respectivamente.

Observa-se nestas figuras que com um nível de armazenamento elevado, a capacidade dos geradores térmicos de aumentar o preço é extremamente limitada. A maior variação de preço observada com todos os geradores ofertando preços de R\$ 350 / MWh foi menor que R\$ 0,2 / MWh, no caso do Subsistema SE/CO.

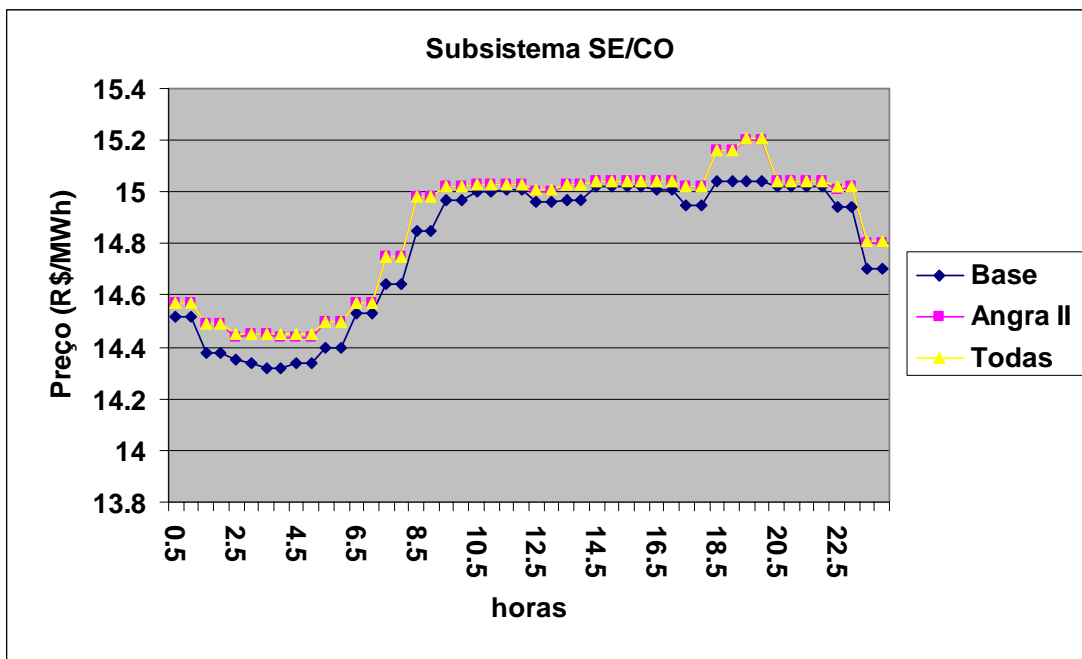


Figura 7.1 – Preços no Subsistema SE/CO (Nível de Armazenamento Alto)

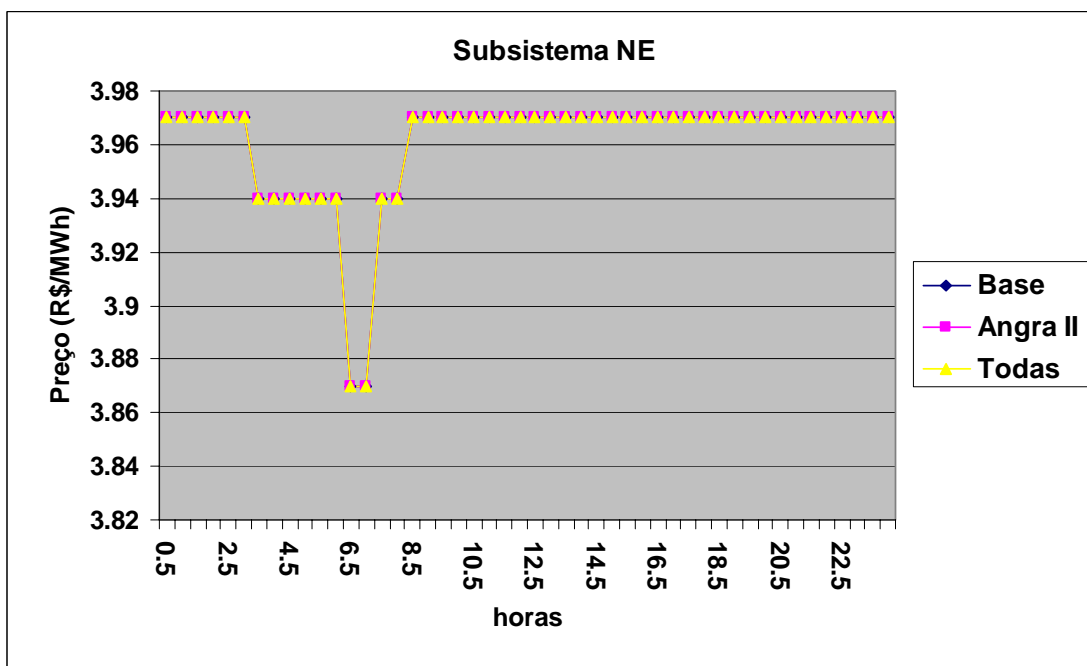


Figura 7.2 – Preços no Subsistema NE (Nível de Armazenamento Alto)

7.2.2 PREÇOS PARA NÍVEL DE ARMAZENAMENTO MÉDIO

Os preços para um nível de armazenamento médio ($\approx 46\%$ do máximo) são apresentados para os mesmos subsistemas nas Figuras 7.3 e 7.4. Para este nível a capacidade dos geradores de aumentar o preço também é muito limitada. A

maior variação de preço foi da ordem de R\$ 1,1 / MWh para o Subsistema SE/CO no horário de ponta.

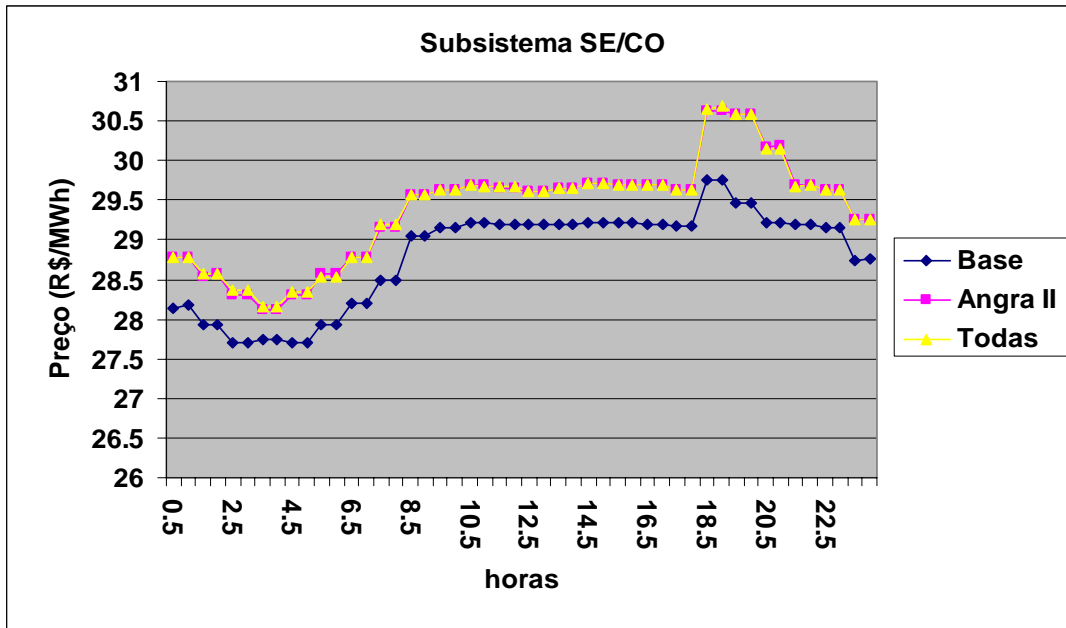


Figura 7.3 – Preço no Subsistema SE/CO (Nível de Armazenamento Médio)

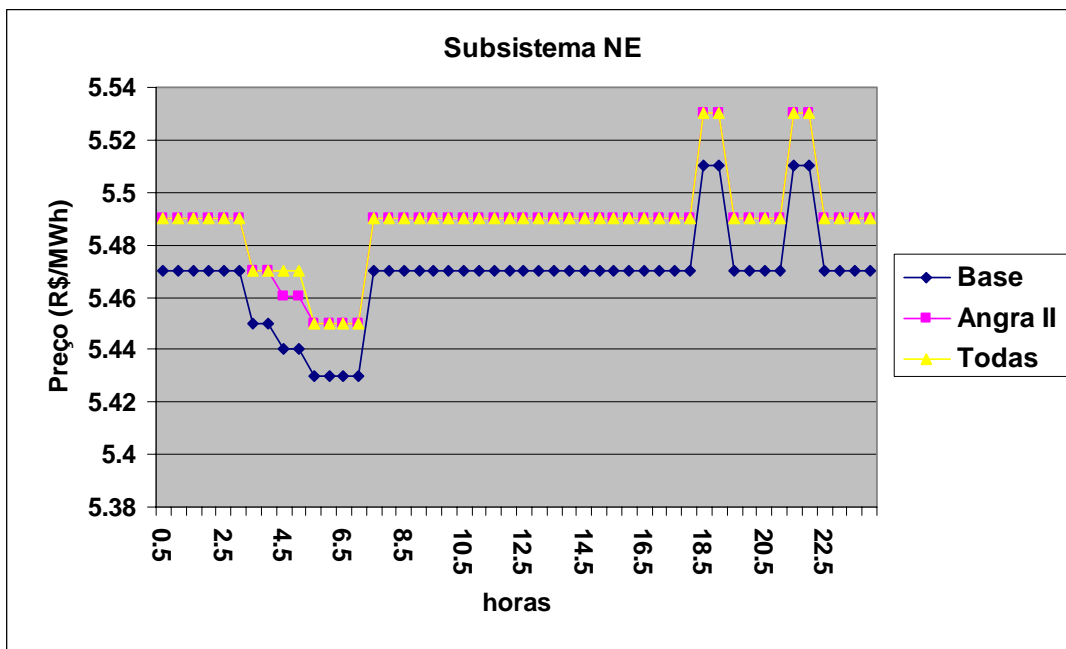


Figura 7.4 – Preço no Subsistema NE (Nível de Armazenamento Médio)

7.2.3 PREÇOS PARA NÍVEL DE ARMAZENAMENTO BAIXO

Os resultados para um nível baixo ($\approx 24\%$ do máximo) são apresentados

nas Figuras 7.5 e 7.6.

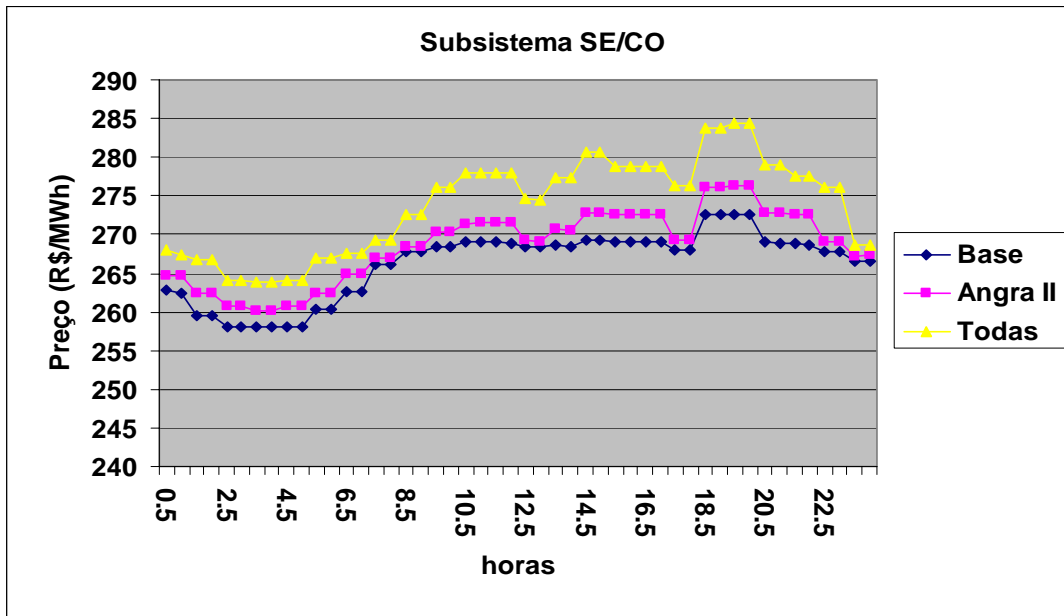


Figura 7.5 – Preço no Subsistema SE/CO (Nível de Armazenamento Baixo)

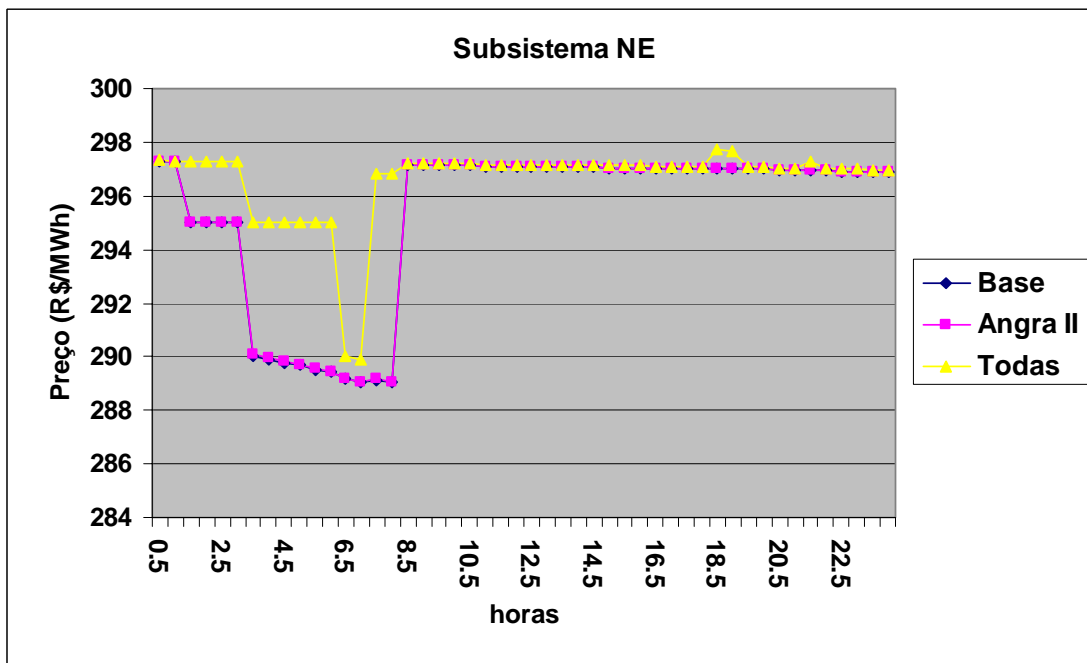


Figura 7.6 – Preço no Sistema NE (Nível de Armazenamento Baixo)

As figuras anteriores mostram que em condições de armazenamento baixo o potencial de aumentar preços dos geradores térmicos já é significativo. Apenas a Usina de Angra II já teria o poder de aumentar os preços no Subsistema SE/CO em

R\$ 4,0 / MWh. Quando todos os geradores térmicos maximizam suas ofertas as variações máximas de preços nos Subsistemas SE/CO e NE foram de R\$ 11,8 / MWh e R\$ 7,8 / MWh, respectivamente.

Estes resultados indicam que no *tight pool* existe potencial para os geradores termelétricos aumentarem os preços spot. Entretanto, estes resultados não nos permitem concluir que existe poder de mercado. A razão para isto é que, apesar de terem aumentado os preços declarando custos mais elevados, os geradores nos níveis finais de preços não estariam despachados, o que implicariam em uma redução de receita, ou seja, ter poder de aumentar os preços não necessariamente representa um benefício para geradores térmicos.

A identificação do poder de mercado no *tight pool* será feita em mais detalhe no próximo capítulo, junto com o estabelecimento das estratégias ótimas de oferta de preços. Se a estratégia ótima para um gerador corresponder a um preço maior que o custo variável de operação do mesmo, poderemos concluir que existe poder de mercado.

7.3 PODER DE MERCADO NO ESQUEMA GERAL DE OFERTAS DE PREÇOS

No esquema geral de ofertas apresentado no Capítulo 4 todos os geradores, incluindo os geradores hidrelétricos, fazem ofertas. Uma função da atual concentração de geração hidrelétrica em algumas poucas empresas, é de se esperar que neste caso o potencial de poder de mercado seja bastante grande.

Aqui foi possível utilizar o algoritmo para a determinação de Equilíbrios de Nash apresentado na Seção 6.4.4.1. Em cada iteração do algoritmo foi utilizado o tratamento determinístico apresentado na Seção 5.3 para determinar a oferta que maximiza a receita operacional bruta do gerador. Foi considerado que todos os geradores fazem ofertas para cada hora do dia seguinte, e que no momento que estas ofertas são feitas os níveis de carga e disponibilidade para o dia seguinte são conhecidos. Foram utilizadas as mesmas curvas de carga horária consideradas para o *tight pool* na seção anterior. O problema de despacho de custo mínimo, Problema (4.5), foi resolvido utilizando um pacote de programação linear [63].

Desta forma, foi possível obter um Equilíbrio de Nash para cada hora do dia seguinte.

Não foi considerado o acoplamento temporal ao qual todos os geradores hidrelétricos estão expostos no momento que definem suas estratégias de oferta. A idéia aqui foi verificar como os geradores poderiam manipular os preços se assim desejassem, sem considerar as possíveis conseqüências futuras de suas decisões. Foi considerado também que a produtividade das usinas hidrelétricas seria constante, independentemente dos níveis de armazenamento. Os geradores hidrelétricos foram também representados como agregados por empresa, ou seja, a empresa oferta preços iguais para todos os seus geradores.

Dois aspectos fundamentais para a avaliação de poder de mercado serão analisados nas próximas seções:

- **Nível de Concentração:** quanto maior é a concentração de geração em poucas empresas maior é o poder de mercado dos geradores.
- **Nível de Contratação:** quanto maior é o nível de contratação bilateral menor é o poder de mercado dos geradores.

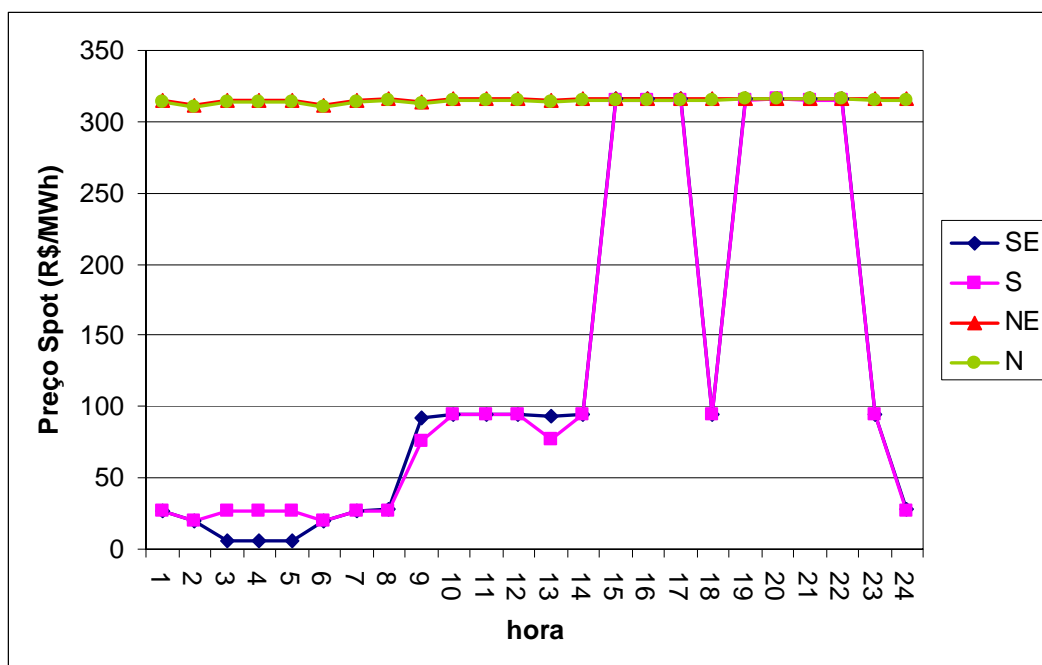
7.3.1 EFEITO DO NÍVEL DE CONCENTRAÇÃO

Para avaliar o impacto da concentração de geração no poder de mercado, inicialmente, foi considerado que os geradores venderiam toda a sua energia no mercado spot, ou seja, não teriam nenhum compromisso contratual de venda de energia. Adicionalmente, foi considerado que todas as empresas do sistema fariam uma única oferta horária de preço por toda a sua capacidade de geração disponível.

A Figura 7.7 apresenta os Equilíbrios de Nash obtidos para cada hora do dia seguinte, para cada subsistema. Nota-se que o poder de mercado nestas condições é muito grande.

Para os Subsistemas NE e N, observa-se que os geradores conseguem elevar o preço para todas as horas do dia seguinte para um nível em torno de R\$ 320 / MWh. Isto se explica pela grande concentração de geração na CHESF no caso do NE, e na ELETRONORTE no caso do N. Para os Subsistemas SE/CO e S, o poder de mercado é menor em função da menor concentração de geração,

entretanto, algumas empresas como ITAIPU e FURNAS ainda detém uma grande parcela da capacidade instalada destes subsistemas. Assim geradores também conseguem elevar o preço para um patamar de R\$ 320 / MWh nos horários de carga mais elevada.



**Figura 7.7 – Equilíbrios de Nash: Nível de Concentração Atual
(Nível de Contratação 0%)**

A seguir é analisado o que ocorreria com o poder de mercado dos geradores se alguma das empresas do sistema fosse dividida. Inicialmente, será avaliada a divisão da CHESF e da ELETRONORTE em duas empresas cada uma, com capacidade instalada igual à metade da capacidade original. Posteriormente, como ilustração, será avaliada a divisão adicional de ITAIPU e FURNAS, apesar de, na prática, a divisão de ITAIPU não ser possível em função do acordo binacional com o Paraguai. Nas Figuras 7.8 e 7.9 são apresentados os resultados obtidos nestes casos.

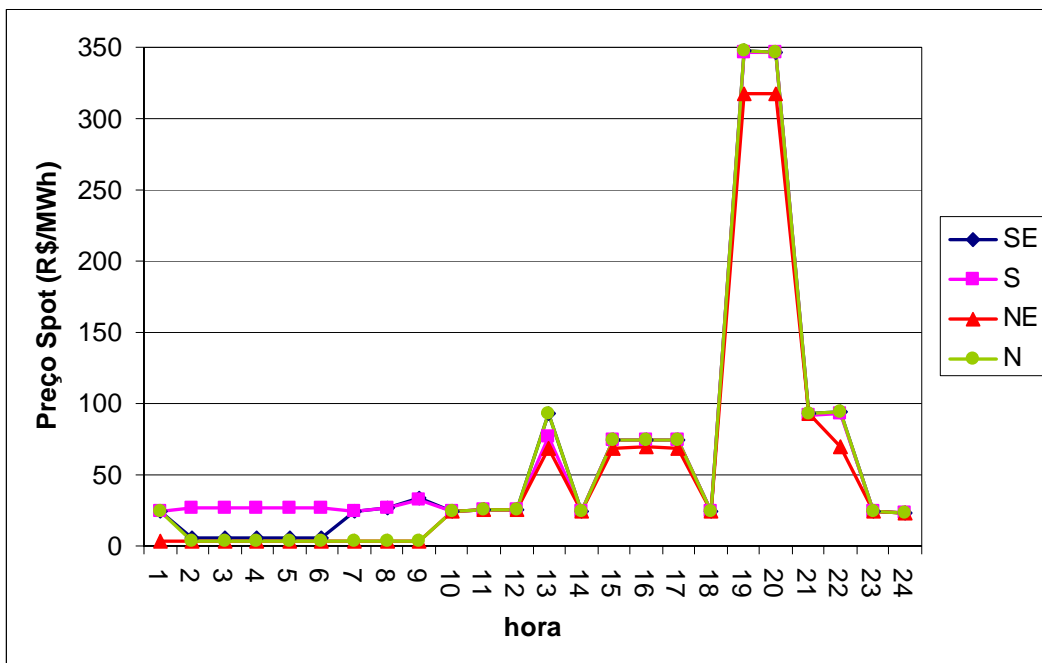


Figura 7.8 – Equilíbrios de Nash: CHESF e ELETRONORTE divididas ambas em 2 Empresas (Nível de Contratação 0%)

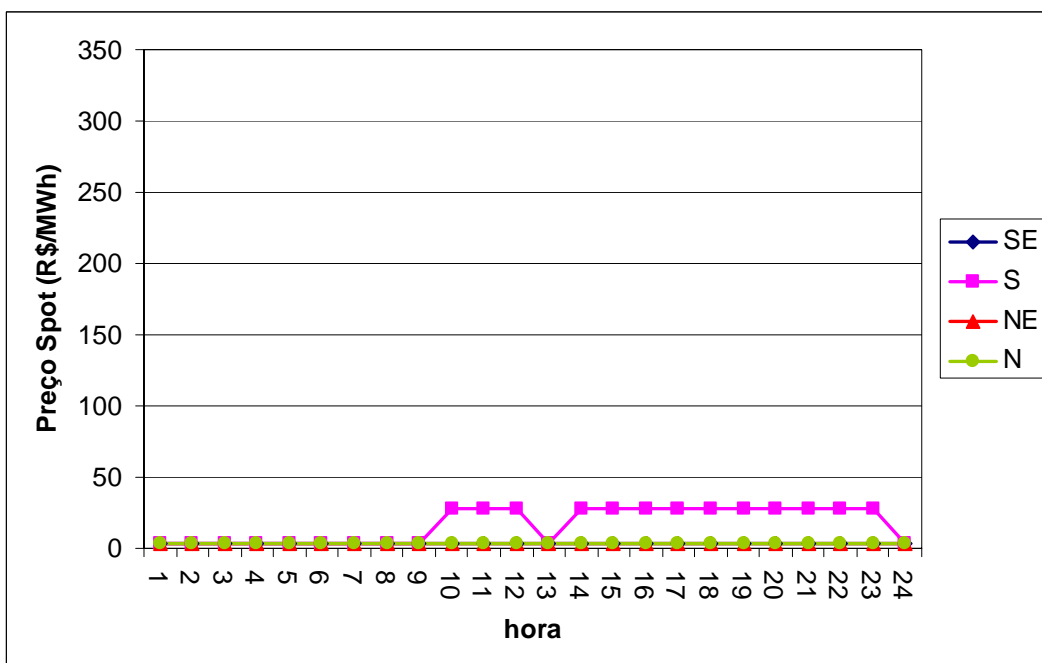


Figura 7.9 – Equilíbrios de Nash: FURNAS, ITAIPU, CHESF e ELETRONORTE divididas todas em 2 Empresas (Nível de Contratação 0%)

Na Figura 7.8 é mostrado que com a divisão inicial da CHESF e da ELETRONORTE o poder de mercado destas empresas foi bastante reduzido.

Apenas nos horários de ponta foi possível para elas aumentar os preços para mais de R\$ 300 / MWh. Nota-se também que a divisão destas empresas reduz o poder de mercado dos geradores dos outros subsistemas em função das capacidades de interligação entre os subsistemas.

Observa-se na Figura 7.9 que com a divisão adicional de ITAIPU e FURNAS o poder de mercado dos geradores é praticamente eliminado em todos os subsistemas. Apenas no Subsistema S os geradores ainda conseguem aumentar o preço para um patamar de R\$ 30 / MWh em algumas horas. Este pequeno poder de mercado poderia ser eliminado dividindo também alguma das grandes geradoras deste subsistema, como a TRACTEBEL.

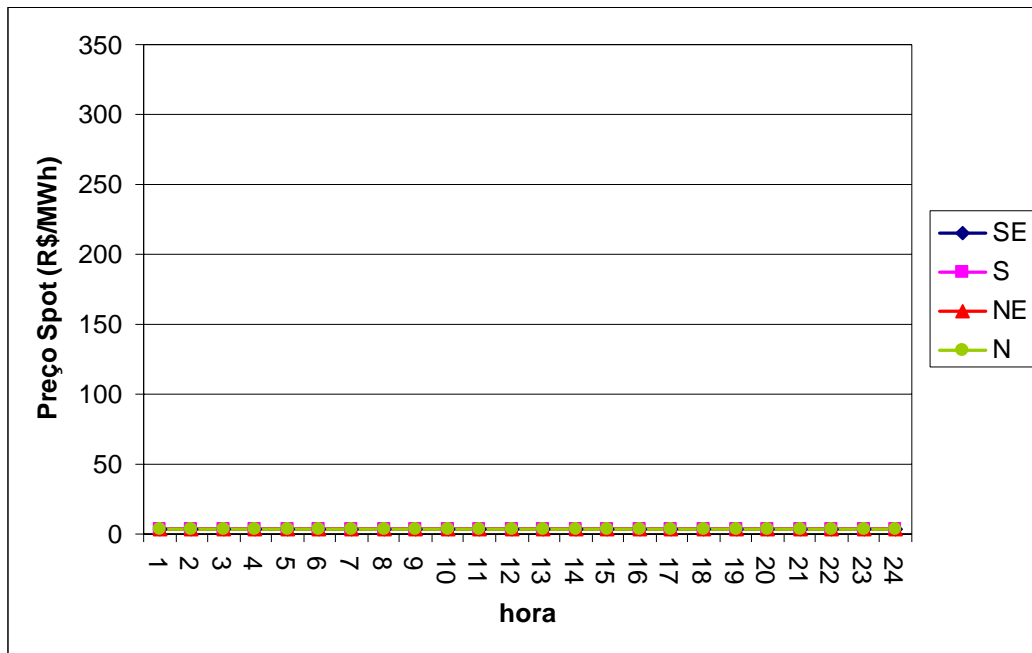
7.3.2 EFEITO DO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO

Para avaliar o impacto do nível de contratação no poder de mercado foram mantidos os níveis atuais de concentração de geração. Neste caso foi considerado que os geradores poderiam ofertar preços diferentes por diferentes bloco de energia. Foi considerado um primeiro preço associado aos compromissos contratuais assumidos e um segundo associado à energia não contratada que seria vendida no mercado spot.

Os níveis atuais de contratação no MAE para os agentes de consumo (distribuição, comercialização e consumidores livres) são da ordem de 95%, sendo este o limite mínimo estabelecido pela ANEEL. Neste exemplo, foi adotado um valor equivalente para os geradores. A Figura 7.10 apresenta os resultados obtidos para um nível de contratação de 95% dos geradores.

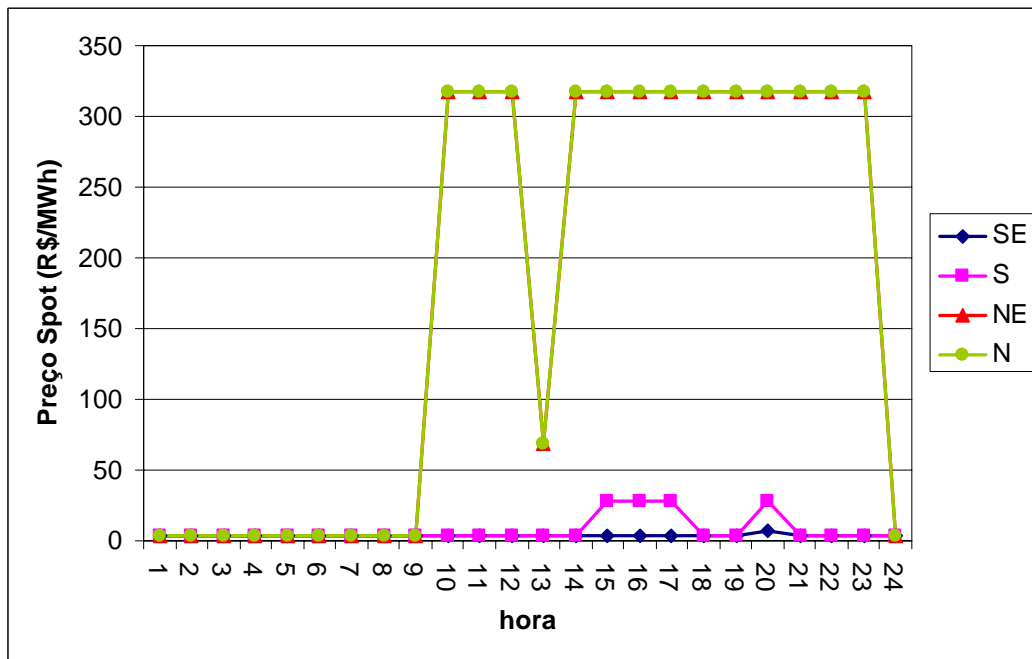
Deve-se ressaltar que no caso das usinas hidrelétricas, um nível de concentração de 100% representa 100% da energia assegurada, em média 60% da capacidade instalada, e não 100% da capacidade instalada. Ou seja, mesmo 100% contratados os geradores hidrelétricos ainda teriam uma capacidade instalada não contratada que poderia ser ofertada no curto prazo.

Verifica-se na figura a seguir que para este nível de contratação o poder de mercado é minimizado. O preço para todos os horários é igual a R\$ 4,0 / MWh, correspondente ao custo imediato de geração hidrelétrica.



**Figura 7.10 – Equilíbrios de Nash: Nível de Contratação de 95%
(Nível de Concentração Atual)**

Na Figura 7.11 são apresentados os resultados para um nível de contratação de 50%. Observa-se que com a redução dos níveis de contratação o potencial de poder de mercado aumenta consideravelmente, principalmente nos Subsistemas NE e N.



**Figura 7.11 – Equilíbrios de Nash: Nível de Contratação de 50%
(Nível de Concentração Atual)**

7.4 APLICAÇÃO DE MEDIDAS DE CONCENTRAÇÃO DE MERCADO

Como complemento aos os resultados apresentados anteriormente neste capítulo, as medidas de concentração definidas na Seção 5.4 foram aplicadas aos dados utilizados.

7.4.1 MEDIDAS DE CONCENTRAÇÃO NO *TIGHT POOL*

Uma questão que surge naturalmente na aplicação de medidas de concentração no *tight pool* é como representar as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS. Duas alternativas podem ser adotadas:

- (a) Representar todas as usinas hidrelétricas como um único agente ativo que compete com as usinas termelétricas.
- (b) Não representar as usinas hidrelétricas, ou seja, considerar que competição ocorre somente entre as usinas termelétricas, sendo o conjunto de usinas hidrelétricas um agente passivo.

Entretanto, a Alternativa (b) nos parece um pouco frágil, já que as decisões de despacho hidrelétrico e os intercâmbios no *tight pool* são função dos preços ofertados pelos geradores termelétricos.

Considerado a Alternativa (a), na Tabela 7.1 são apresentadas as medidas de concentração calculadas através das Expressões (5.2) e (5.3) para o Sistema Interligado Nacional, e para cada um de seus subsistemas. Para os subsistemas, as capacidades de intercambio com outros subsistemas foram consideradas como parte do agente que representa o conjunto de usinas hidrelétricas do subsistema. Estas tabelas apresentam a classificação dos mercados para o índice HHI, como mostrado na Tabela 5.1.

Tabela 7.1 – Medidas de Concentração no *Tight Pool* para Alternativa (a)

	C₃	C₄	HHI	Classificação do Mercado
S.Interligado	91,6%	92,7%	7851	Mercado Dominado
SE/CO	93,8%	95,2%	7991	Mercado Dominado
S	90,6%	92,9%	6569	Mercado Dominado
NE	100%	100%	9412	Monopólio
N	100%	100%	10000	Monopólio

Os resultados apresentados acima indicam estes mercados seriam completamente dominados pelo grupo de geradores hidrelétricos, ou seja, a possibilidade de exercer poder de mercado para os geradores termelétricos deve ser muito pequena.

Na Tabela 7.2 são apresentados os resultados para a Alternativa (b). Neste caso, para os subsistemas individuais as capacidades de intercâmbio também são consideradas agentes passivos. Não são apresentados resultados para o Subsistema N porque não existem termelétricas neste sistema.

Tabela 7.2 – Medidas de Concentração no *Tight Pool* para Alternativa (b)

	C₃	C₄	HHI	Classificação do Mercado
S.Interligado	37,0%	44,6%	736	Grande Mercado
SE/CO	54,9%	64,3%	1370	Mercado Competitivo
S	63,4%	73,7%	1797	Mercado Competitivo
NE	100%	100%	6548	Mercado Dominado
N	----	----	----	-----

Os resultados anteriores indicam que considerando apenas a competição entre termelétricas, somente no Subsistema NE existiria potencial significativo de poder de mercado, em função do número reduzido de geradores termelétricos, entretanto esta conclusão é frágil em função da Alternativa (b) ser pouco realista, como visto anteriormente.

7.4.2 MEDIDAS DE CONCENTRAÇÃO NO ESQUEMA GERAL DE OFERTAS DE PREÇOS

Como nas simulações apresentadas na Seção 7.3, no cálculo das medidas de concentração para o esquema geral de ofertas de preços apresentado no Capítulo 4, os geradores hidrelétricos são considerados agregados por empresa. Para os subsistemas individuais, as capacidades de intercâmbio são tratadas como agentes ativos que poderiam competir com a geração local.

A Tabela 7.3 apresenta as medidas de concentração de mercado para este caso. Os resultados indicam que deve existir grande potencial para, neste caso, os agentes hidrelétricos dos Subsistemas NE e N exercerem poder de mercado. Para os Subsistemas SE/CO e S, mesmo para os hidrelétricos este potencial seria bastante reduzido.

Tabela 7.3 – Medidas de Concentração no Modelo de Oferta de Preços

	C₃	C₄	HHI	Classificação do Mercado
S.Interligado	41,6%	51,2%	850	Grande Mercado
SE/CO	57,3%	68,1%	1337	Mercado Competitivo
S	60,2%	69,2%	1483	Mercado Competitivo
NE	96,9%	99,4%	7472	Mercado Dominado
N	100%	100%	6297	Mercado Dominado

7.5 CONCLUSÃO

Neste capítulo foram apresentadas avaliações preliminares do potencial de poder de mercado no sistema brasileiro. Inicialmente foi avaliado o poder de alterar preços dos geradores termelétricos no *tight pool*. Os resultados indicaram que mesmo conseguindo alterar preços em situações hidrológicas críticas, isto não significa poder de mercado, pois os geradores termelétricos não estariam despachados nos níveis de preço atingidos.

Em seguida foi avaliado o poder de mercado de todos os geradores (termelétricos e hidrelétricos) no esquema geral de ofertas de preços apresentado no Capítulo 4. Neste caso as simulações foram baseadas na determinação de Equilíbrios de Nash. Foi mostrado que, principalmente no Subsistema NE, em função da grande concentração de geração em uma única empresa, o poder de mercado é significativo. Foi mostrado também que os níveis de concentração e de contratação tem impacto significativo no poder de mercado.

Finalmente, foram aplicadas aos dados utilizados as medidas de concentração de mercado apresentadas no Capítulo 5. Para o *tight pool* as medidas de concentração sinalizaram que o poder de mercado é bastante pequeno. Já para o esquema geral de ofertas de preços, os resultados indicam que apenas no Subsistema NE o poder de mercado seria significativo.

Em todas as análises foram utilizados dados da configuração do sistema considerada pelo ONS no Planejamento Mensal da Operação (PMO) de abril de 2002.