

RUBIPIARA CAVALCANTE FERNANDES

**AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO ESTRATÉGICO DE
GERADORES HIDRELÉTRICOS EM SISTEMAS
HIDROTÉRMICOS**

FLORIANÓPOLIS

2006

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO ESTRATÉGICO DE
GERADORES HIDRELÉTRICOS EM SISTEMAS
HIDROTÉRMICOS**

Tese submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

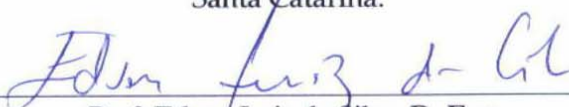
RUBIPIARA CAVALCANTE FERNANDES

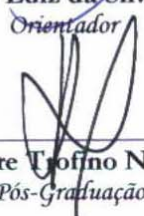
Florianópolis, Março de 2006.

AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO ESTRATÉGICO DE GERADORES HIDRELÉTRICOS EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

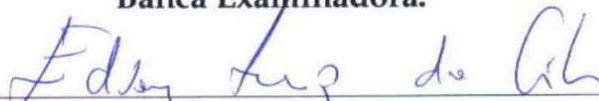
RUBIPIARA CAVALCANTE FERNANDES

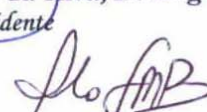
“Esta Tese foi julgada adequada para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.”


Prof. Edson Luiz da Silva, D. Eng.
Orientador


Prof. Alexandre Toffino Neto, D. Eng.
Coordenador do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica


Banca Examinadora:


Prof. Edson Luiz da Silva, D. Eng.
Presidente


Prof. Paulo Sergio Franco Barbosa, D. Sc.
Membro


Prof. Dilcemar de Paiva Mendes, Ph. D.
Membro


Prof. Marciano Morozowski Filho, D. Sc.
Membro


Prof. Hdemar Cassana Decker, D. Sc.
Membro


Prof. Jorge Coelho, D. Sc.
Membro

Para minha Princesa Rita
e minha Mãe,
companheiras de todas as horas.

AGRADECIMENTOS

Ao meu amigo e orientador Professor Edson Luiz da Silva (Edinho), que me trouxe de volta para a academia. Foi um amigo como orientador e sempre um orientador como amigo.

Aos professores Paulo Sergio Franco Barbosa, Dilcemar de Paiva Mendes, Marciano Morozowski Filho, Ildemar Cassana Decker e Jorge Coelho pela participação na banca examinadora e pelas contribuições ao trabalho.

Aos professores e amigos do LabPlan pelo apoio e coleguismo ao longo desta caminhada, e em especial aos professores Ildemar Cassana Decker e Geraldo Kindermann pelo incentivo no desenvolvimento do trabalho e pelo companheirismo nas jornadas de consultoria.

Aos demais professores do Departamento de Engenharia Elétrica pelo conhecimento e embasamento teórico, e em especial ao professor Hans Helmut Zürn pelo exemplo de dedicação.

Ao meu amigo e irmão Renato de Ávila Pacheco pelo inestimável apoio computacional e pela paciência durante as inúmeras discussões de “chove antes ou depois”.

À Fabíula dos Anjos, secretária do LabPlan, pelo apoio administrativo, que sempre com um sorriso resolvia todas as demandas.

Ao Centro Federal de Educação Tecnológica de Santa Catarina pela liberação para esta capacitação e aos amigos da Gerência de Eletrotécnica pelo apoio e incentivo no decorrer deste trabalho.

À Universidade Federal de Santa Catarina e ao Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica pelo apoio técnico e financeiro.

À Rita de Cássia Pacheco pelo Amor, incentivo e compreensão.

A meus pais, *Alcimar e Noemia*, e irmãos, *Raimar, Graça Maria, Edilena Marta e Liamara*, que, mesmo longe, sempre estiveram aqui do meu lado dando força e incentivo.

A Deus e à minha Nossa Senhora por tudo.

Resumo da Tese apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica

AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO ESTRATÉGICO DE GERADORES HIDRELÉTRICOS EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

Rubipiara Cavalcante Fernandes
Março/2006

Orientador: Edson Luiz da Silva, D. Eng.
Área de Concentração: Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica.
Palavras-chave: Sistemas Hidrotérmicos, Poder de Mercado, Otimização Estocástica, Formação de Preços.
Número de Páginas: 160.

Em décadas recentes, a indústria de energia elétrica submeteu-se às mudanças organizacionais drásticas, procurando, de um modo ou de outro, alcançar o paradigma da desregulamentação, adotando alguns princípios básicos, entre os quais, a abertura do mercado para novos participantes, a introdução da competição na geração, a livre escolha por parte dos consumidores e a desverticalização das atividades da transmissão, da distribuição e da geração. Dentro do contexto da competição na geração, um interesse relevante é relacionado à capacidade dos geradores em um ambiente de mercado manipular preços e níveis da produção como uma maneira de aumentar seus lucros acima de níveis considerados normais, ou seja, exercerem poder de mercado. Nesse sentido, este trabalho tem como foco principal a análise de um mercado associado a um sistema hidrotérmico com predominância de geração hidrelétrica, baseado em ofertas da geração e da demanda. A formação de preços desses sistemas apresenta algumas dificuldades quando comparada a sistemas termelétricos, devido ao seu acoplamento temporal e às incertezas das afluências ao sistema. Este trabalho propõe um modelo multistágio capaz de descrever como a decisão de turbinamento de um gerador hidrelétrico é influenciada pelo nível atual do armazenamento de seu reservatório e por seu lucro previsto no futuro. A fim de tratar desse problema, a teoria clássica de equilíbrio de mercado é usada com a finalidade de construir um modelo capaz de emular o comportamento de um gerador hidrelétrico formador de preço. O modelo proposto usa a programação dinâmica estocástica (PDE) e é aplicado a uma configuração realista do setor elétrico brasileiro (SEB). Por meio dessa aplicação identifica-se como o gerador oligopolista exercita o poder de mercado e como os reguladores podem mitigar essa prática. Este trabalho mostra que as incertezas associadas ao processo de decisão: previsão de afluências, elasticidade da demanda, além do nível apropriado de contratação da demanda, podem reduzir consideravelmente o poder de mercado dos geradores hidrelétricos (oligopolistas). Os resultados deste estudo podem ser úteis para o órgão regulador do mercado na identificação de mecanismos de mitigação do poder de mercado e de utilidade para o próprio gerador. Portanto, este trabalho realiza um estudo formal do Poder de Mercado em sistemas hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica, levando-se em consideração a obrigação de contratação da demanda em um nível apropriado e a possibilidade de oferta de demanda (DSB) como mecanismos regulatórios para a mitigação dessa prática anticompetitiva.

Abstract of Thesis presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor in Electrical Engineering

THE VALUATION OF THE STRATEGIC BEHAVIOR OF HYDROELECTRIC GENERATORS IN HYDROTHERMAL SYSTEMS

Rubipiara Cavalcante Fernandes

March/2006

Advisor: Edson Luiz da Silva, D. Eng.
Area of Concentration: Electrical Energy Systems Planning.
Keywords: Hydrothermal system, market power, stochastic optimization, price formation.
Number of Pages: 160.

In recent decades, the electric energy industry has undergone drastic organizational changes, seeking, in one way or another, to reach the deregulation paradigm. For deregulation to be effective, some basic principles must be adopted, among which are the opening of the market to new participants, the introduction of competition in generation, with free choice on the part of consumers, and the unbundling of activities of transmission, distribution and generation. Within the context of competition in generation, a relevant concern is related to the capacity of generators in a market framework to manipulate prices and production levels as a way to increase profits above levels considered normal, or either, to exert market power. In this direction, this study regards the behavior of generators in an electric energy market in which hydroelectric generation has a significant participation, based on offers (generation and demand). The formation of prices of these systems entail some complications, as compared with studies on thermoelectric systems, due to the existence of large reservoirs with plurianual regularization, making a current turbine outflow decision influence the decision of future turbine outflow, causing the so-called temporal coupling. This work proposes a multi-stage model able to describe how the turbine outflow decision of a hydroelectric generator is influenced by the current storage level of its reservoir and by its expected profit in the future. In order to deal with this problem the classical theory of market equilibrium is used with the purpose of building a model able to emulate the behavior of a hydroelectric generator price maker. The proposed model uses Stochastic Dynamic Programming (SDP) and is applied to a realistic configuration of the Brazilian Electric Sector (BES). This work shows that the uncertainties associated with the process of decision: forecast inflow, demand elasticity, besides the appropriate level of demand contracting, can considerably reduce the market power of the hydroelectric generators (oligopolistics). The results of this study can be useful for the market regulator in identifying mechanisms of mitigation of the market power and of usefulness for the own generator. Therefore, this work accomplishes a formal study of the Market Power in hydrothermal systems with predominance of hydroelectric generation, being taken into account the obligation of demand contracting in an appropriate level and the possibility of demand offers (Demand Side Demand - DSB) as regulatory mechanisms for mitigation of this anticompetitive practice.

PUBLICAÇÕES

- i. FERNANDES, Rubiara Cavalcante; SILVA; Edson Luiz and ZUCARATO, Alexandre Nunes. *Describing the Strategic Behavior of an Oligopolistic Generator in Hydro Dominated System*. IEEE Power Engineering Society. General Meeting, San Francisco – California - EUA, 2005.
- ii. ZUCARATO, Alexandre Nunes; FERNANDES, Rubiara Cavalcante; and SILVA, Edson Luiz. *Strategic Behavior of Hydroelectric Generators by Using Repeated Game Theory*. IEEE TPWRS-00393-2005 – Em Revisão, 2005.
- iii. FERNANDES, Rubiara Cavalcante; SILVA; Edson Luiz e ZUCARATO, Alexandre Nunes. *Influência do Comportamento de Geradores Oligopolistas na Formação do Preço de Mercados de Energia Elétrica Baseados em Sistemas com Forte Participação de Geração Hidrelétrica*. In: X SEPOPE – Simpósio de Planejamento e Operação de Sistemas Elétricos de Potência, CIGRÉ-Brasil. Florianópolis – SC, Brasil, 2006.
- iv. RODRIGUES, R. N.; FERNANDES, Rubiara Cavalcante; ZUCARATO, A. N. et al. *O Problema de Alocação de Unidades Geradoras Termelétricas no Processo de Formação de Preços em Mercados que Utilizam Ofertas Simples de Energia Elétrica*. In: Undécimo Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré - XI ERIAC, 2005, Ciudad del Este. XI ERIAC, 2005.
- v. ZUCARATO, A. N.; FERNANDES, Rubiara Cavalcante; et al. *Identificação da Viabilidade Prática de Modelos Loose - Pool em Sistemas Hidrotérmicos*. In: II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica - II Citenel, 2003, Salvador. II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica - II Citenel, 2003. v. 2.
- vi. SICA, Everthon Taghori; FERNANDES, Rubiara Cavalcante and SOUZA, Lisandra Stein. *The Environmental and Juridical Regulation of Water Use in the Brazilian Electric Power Market*. In: 41th CIGRÉ Session - 2006, Paris, 2006. 41th CIGRÉ BIENAL Session, 2006.
- vii. SICA, Everthon Taghori; FERNANDES, Rubiara Cavalcante e SOUZA, Lisandra Stein. *A Regulação Jurídica e Ambiental de Uso das Águas no Mercado de Energia Elétrica Brasileiro*. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2005, Curitiba. XVIII SNPTEE, 2005, Curitiba/PR. XVIII SNPTEE, 2005.

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	Setor Elétrico — Paradigma Atual.....	1
1.2	O Processo de Desregulamentação do Setor Elétrico Brasileiro	3
1.3	Objetivos deste Trabalho	4
1.4	Organização da Apresentação da Tese de Doutorado.....	5
2	Formação de Preços em Sistemas Hidrotérmicos	7
2.1	Introdução.....	7
2.2	Formação de Preço de Curto Prazo	8
2.2.1	Sistemas Termelétricos	11
2.2.2	Sistemas Hidrotérmicos.....	14
2.3	Formação de Preço em Sistemas Hidrotérmicos com a Predominância de Geração Hidrelétrica.....	22
2.4	Preço de Curto Prazo versus Preço de Longo prazo — Impacto sobre a expansão	23
2.5	Conclusão.....	24
3	Modelos de Equilíbrio de Mercado Aplicados a Sistemas de Energia	26
3.1	Introdução.....	26
3.2	Mercado — Estruturas	27
3.2.1	Estrutura de mercado puramente competitiva	27
3.2.2	Estrutura de mercado não competitiva.....	28
3.3	Elasticidade da Oferta e da Demanda	29
3.4	Modelos de Equilíbrio de Mercado	31
3.4.1	O Equilíbrio de Mercado	31
3.5	Modelos Clássicos de Equilíbrio de Mercado – Teoria Microeconômica	34
3.5.1	Monopólio	35
3.5.2	Oligopólio	37
3.6	Ambiente Oligopolista – Modelos de Equilíbrio de Mercado.....	39
3.6.1	Equilíbrio de Nash	39
3.6.2	Equilíbrio de Cournot.....	41
3.6.3	Equilíbrio de Bertrand	43
3.6.4	Equilíbrio de Stackelberg.....	44
3.7	Modelos de Equilíbrio de Mercado Aplicado a Sistemas de Energia Elétrica	45
3.8	Conclusão.....	49
4	Modelagem do Mercado de Curto Prazo em Sistemas Hidrotérmicos	51
4.1	Introdução.....	51
4.2	– Modelagem do Mercado de Energia Elétrica.....	52
4.2.1	Modelo de Formação de Preços.....	53
4.2.2	Caracterização do Tipo de Mercado em Função da Competição entre os Agentes Geradores	55
4.2.3	Agentes Participantes de um Mercado de Energia Elétrica.....	56
4.2.4	Mercado de Energia com Ofertas - Leilões.....	57
4.2.5	Modelo de Cruzamento de ofertas	58
4.3	Sistema Hidrotérmico – Modelo de Equilíbrio de Mercado.....	60
4.3.1	Funções de Análise de uma Empresa Geradora.....	61
4.3.2	Definição da Função de Demanda Residual.....	62
4.4	Conclusão.....	65

5	Formulação do Problema e Estratégia de Solução	67
5.1	Introdução.....	67
5.2	Problema de Maximização de Lucro de um Gerador Oligopolista em um Sistema Hidrotérmico	68
5.3	Demanda Residual.....	72
5.3.1	Definição da Demanda Residual e do Preço do Mercado.....	72
5.4	Maximização do Benefício do Gerador Hidrelétrico frente a uma Previsão de Demanda Residual	74
5.5	Estratégia de Solução do Problema — Programação Dinâmica Estocástica (PDE).....	79
5.6	Exemplo Básico de Aplicação da Metodologia Proposta	84
5.6.1	Descrição do Sistema Hidrotérmico - Exemplo	84
5.6.2	Considerações do Estudo.....	84
5.6.3	Simulação do Mercado.....	86
5.7	Conclusão.....	91
6	Aplicação.....	93
6.1	Introdução.....	93
6.2	Estudo de Caso	94
6.2.1	Caso: Subsistema Sul – Sistema Elétrico Brasileiro	94
6.3	Resultados das Simulações	101
6.3.1	Efeito da Não Contratação	101
6.3.2	Análise do Poder de Mercado em Sistemas Hidrotérmicos	105
6.4	Conclusão.....	124
7	Conclusões e Recomendações para Futuros Trabalhos	126
8	Referências	130
	Apêndice A	
A1.	Definição e Principais Conceitos	141
A2.	Poder de Mercado em Mercados de Energia Elétrica.....	142
A.2.1	Definição.....	142
A.2.2	Tipos de Poder de Mercado.....	144
A.2.3	Técnicas de Análise	145
A3.	Modelos de Equilíbrio de Mercado – Quantificação do Poder de Mercado	150
A4.	Enfoque Proposto deste trabalho de pesquisa.....	151
A5.	Técnicas para Mitigação do Poder de Mercado	152
	Apêndice B	
B.1.	Definição e Principais Conceitos.....	153
B.2.	Principais Tipos	154
B.3.	A medida da resposta da demanda.....	155
B.4.	Gerenciamento pelo Lado da Demanda	155
B.5.	Análise da Resposta da Demanda.....	156
B.6.	Elasticidade de Demanda na Análise do Poder de Mercado	157
B.7.	Considerações Importantes	158
	Apêndice C	
	Resultados do Estudo de Caso para o nível de 75% de Contratação de Demanda.	159

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 2.1 – Preço de Equilíbrio Definido pela Interação entre Oferta e Demanda</i>	<i>10</i>
<i>Figura 2.2 – Sistemas Hidrotérmicos – Processo de Decisão.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2.3 – Função de Custo Imediato e Função de Custo Futuro</i>	<i>17</i>
<i>Figura 3.1 - Equilíbrio de um Mercado de Energia Elétrica – Curto Prazo</i>	<i>32</i>
<i>Figura 3.2 - Equilíbrio de um Mercado – Monopólio</i>	<i>37</i>
<i>Figura 3.3 - Análise da Competição de um Oligopólio</i>	<i>38</i>
<i>Figura 3.4 - Equilíbrio de Nash</i>	<i>40</i>
<i>Figura 3.5 - Funções de Reação – Equilíbrio de Cournot.....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 4.1 – Curva de Oferta e de Demanda Residual</i>	<i>63</i>
<i>Figura 5.1- Processo de Previsão de Demanda Residual</i>	<i>73</i>
<i>Figura 5.2 - Processo de Decisão – Maximização de Benefícios.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 5.3 - Estados do Sistema.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 5.4 - Cálculo da FLF para cada cenário de afluência</i>	<i>82</i>
<i>Figura 5.5 - Construção da FLF para o estágio T-1</i>	<i>82</i>
<i>Figura 5.6 - Maximização Remuneração no estágio T-1 e da FLF do estágio T</i>	<i>83</i>
<i>Figura 5.7 Curva de Demanda Residual do Gerador Hidrelétrico.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 6.1 - Curva de Oferta Agregada por Preço das UTEs.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 6.2 Variação Preço Spot versus Estado do Sistema — Sem Contratação.....</i>	<i>103</i>
<i>Figura 6.3 Variação Preço Spot versus Estado do Sistema – Contratação 20%.....</i>	<i>109</i>
<i>Figura 6.4 Variação Preço Spot versus Estado do Sistema – Contratação 50%.....</i>	<i>109</i>
<i>Figura 6.5 a Variação do Preço Spot em função do Nível de Contratação, NR – 0%.....</i>	<i>110</i>
<i>Figura 6.5 b Variação do Preço Spot em função do Nível de Contratação, NR – 10%.....</i>	<i>110</i>
<i>Figura 6.5 c Variação do Preço Spot em função do Nível de Contratação, NR – 20%.....</i>	<i>111</i>
<i>Figura 6.5 d Variação do Preço Spot em função do Nível de Contratação, NR – 30%.....</i>	<i>111</i>
<i>Figura 6.5 e Variação do Preço Spot em função do Nível de Contratação, NR – 50%.....</i>	<i>112</i>
<i>Figura 6.6 Energia Afluente ao Sistema [MWh].....</i>	<i>113</i>

<i>Figura 6.7 Preço Spot e Energia Afluente – Mercado sem Contratação</i>	114
<i>Figura 6.8 Preço Spot e Energia Armazenada – Mercado sem Contratação</i>	114
<i>Figura 6.9 Preço Spot e Energia Afluente – Mercado com Contratação de 50%</i>	115
<i>Figura 6.10 Preço Spot e Energia Armazenada – Mercado com Contratação de 50%</i>	115
<i>Figura 6.11 Comparação Volume Final [MWh]</i>	116
<i>Figura 6.12 a Variação do Preço Spot em função da Oferta de Demanda (DSB), NR - 0%</i>	119
<i>Figura 6.12 b Variação do Preço Spot em função da Oferta de Demanda (DSB), NR - 10%</i>	119
<i>Figura 6.12 c Variação do Preço Spot em função da Oferta de Demanda (DSB), NR - 30%</i>	119
<i>Figura 6.13 a Variação do Preço Spot em função de DSB – Contrato de 20%, NR – 0%</i>	121
<i>Figura 6.13 b Variação do Preço Spot em função de DSB – Contrato de 20%, NR – 10%</i>	121
<i>Figura 6.13 c Variação do Preço Spot em função de DSB – Contrato de 20%, NR – 30%</i>	122
<i>Figura 6.14 a Variação do Preço Spot em função de DSB – Contrato de 50%, NR – 0%</i>	122
<i>Figura 6.14 b Variação do Preço Spot em função de DSB – Contrato de 50%, NR – 10%</i>	122
<i>Figura 6.14 c Variação do Preço Spot em função de DSB – Contrato de 50%, NR – 30%</i>	123
<i>Figura B. 1- Características de DSB versus DSM (IEA/DSM, 2004)</i>	156
<i>Figura C.1 - Variação Preço Spot versus Estado do Sistema – Contratação 75%</i>	160

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 3-1 - Classificação da Demanda em Função da Elasticidade</i>	<i>30</i>
<i>Tabela 5-1 - Dados do Gerador Estratégico.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabela 5-2 - Dados das Usinas Termelétricas</i>	<i>84</i>
<i>Tabela 5-3 - Cenários de Afluência</i>	<i>85</i>
<i>Tabela 5-4 - Ofertas Gerador Estratégico em Função da Curva de Demanda Residual</i>	<i>88</i>
<i>Tabela 5-5 Resultados da Análise do Estágio 3.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabela 5-6 Resultados da Análise do Estágio 2.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabela 5-7 Resultados da Análise do Estágio 1.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabela 6-1 Dados do Gerador Hidrelétrico.....</i>	<i>94</i>
<i>Tabela 6-2 Dados dos Geradores Termelétricos</i>	<i>95</i>
<i>Tabela 6-3 - Decisões Termelétricas de Despacho</i>	<i>98</i>
<i>Tabela 6-4 - Ofertas do Gerador Estratégico em Função da Curva de Demanda Residual</i>	<i>99</i>
<i>Tabela 6-5 Comportamento Estratégico sem Contratação de Demanda</i>	<i>102</i>
<i>Tabela 6-6 Comportamento Estratégico com 20% de Contratação de Demanda.....</i>	<i>106</i>
<i>Tabela 6-7 Comportamento Estratégico com 50% de Contratação de Demanda.....</i>	<i>108</i>
<i>Tabela 6-8 Patamares de Ofertas de Demanda.....</i>	<i>118</i>
<i>Tabela 6-9 Comparação de Cenários</i>	<i>123</i>
<i>Tabela A -1 - Classificação dos Índices de Concentração</i>	<i>147</i>
<i>Tabela A -2 - Cálculo HHI para o Sistema Elétrico Brasileiro.....</i>	<i>147</i>
<i>Tabela B - 1 Tipos de Produtos de DSB</i>	<i>154</i>
<i>Tabela C - 1 Comportamento Estratégico com 75% de Contratação de Demanda</i>	<i>159</i>

LISTA DE ABREVIATURAS

ABRAGE	-	<i>Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica;</i>
ANEEL	-	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica;</i>
CCEE	-	<i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;</i>
CCPE	-	<i>Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos;</i>
CEPEL	-	<i>Centro de Pesquisa de Energia Elétrica;</i>
CMO	-	<i>Custo Marginal de Operação;</i>
CNPE	-	<i>Conselho Nacional de Política Energética ;</i>
DOJ	-	<i>U. S. Department of Justice;</i>
DR _s	-	<i>Cenário de Demanda Residual;</i>
EPE	-	<i>Empresa de Pesquisa Energética;</i>
FCF	-	<i>Função de Custo Futuro;</i>
FCI	-	<i>Função de Custo Imediato;</i>
FLF	-	<i>Função de Lucro Futuro;</i>
FTC	-	<i>Federal Trade Commission;</i>
GCE	-	<i>Câmara de Gestão da Crise de Energia;</i>
HHI	-	<i>Índice de Herfindahl-Hirschman;</i>
IL	-	<i>Índice de Lerner;</i>
IPCM	-	<i>Índice Preço-Custo Marginal;</i>

MAE	-	<i> Mercado Atacadista de Energia;</i>
MME	-	<i> Ministério das Minas e Energia;</i>
OM	-	<i> Operador de Mercado;</i>
ONS	-	<i> Operador Nacional do Sistema;</i>
PDE	-	<i> Programação Dinâmica Estocástica;</i>
RESEB	-	<i> Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro;</i>
SFE	-	<i> Supply Function Equilibria. Modelo de Equilíbrio de Funções de Oferta;</i>
SIN	-	<i> Sistema Interligado Nacional;</i>
UHE	-	<i> Unidade Hidrelétrica (agente estratégico);</i>
UTE	-	<i> Unidade Termelétrica.</i>



CAPÍTULO

1

Introdução

1.1 Setor Elétrico — Paradigma Atual

Durante as últimas décadas, a indústria de energia elétrica vem experimentando mundialmente uma série de mudanças em sua organização, baseadas nos princípios de equidade, transparência e livre concorrência, que buscam alcançar a sua desregulamentação. Para que essa desregulamentação seja efetiva, alguns princípios básicos devem ser adotados; entre eles, a abertura do mercado para novos participantes, a introdução da competição na geração, a livre escolha do fornecedor por parte dos consumidores e a desverticalização das atividades desenvolvidas sob o paradigma da competição das atividades monopolistas. A efetivação desses princípios busca manter os níveis de investimentos do setor em patamares adequados de modo a atender o mercado com confiabilidade e com preços competitivos. Essas transformações têm como principal objetivo a melhoria da eficiência econômica do setor além de minimização dos efeitos ambientais inerentes a essa atividade.

A experiência internacional mostra casos de sucesso e insucesso do processo de desregulamentação [SILVA, 2005], fugindo ao escopo deste trabalho o exame dessas experiências. Todavia, tem-se observado que diante de dificuldades no processo de implementação da desregulamentação, a resposta encontrada tem sido na direção de um maior aprofundamento das reformas rumo a uma maior liberalização do mercado. Em alguns casos, os problemas enfrentados são de curto prazo, observando-se a prática de poder de mercado, como o ocorrido na Califórnia (JOSKOW e KAHN, 2001), ou de longo prazo no qual a expansão da oferta não se materializa, como o ocorrido no Brasil (GABRIELE, 2004), ou então ocorre em excesso, a exemplo do ocorrido em New England (OREN, 2000).

Nesta pesquisa, propõe-se estudar as questões relativas à análise de estruturas de mercados de energia elétrica, de forma que se possam identificar mecanismos que incentivem a participação de investimentos em geração de energia elétrica, visando encontrar alternativas que sejam viáveis para a garantia da confiabilidade do suprimento de sistemas com forte participação da geração hidrelétrica. De acordo com a teoria econômica, os preços, ao refletirem o equilíbrio de curto prazo entre oferta e demanda, criam sinais de mercado suficientes para providenciar a expansão da oferta. Muitos reguladores, contudo, têm se preocupado com a realidade de vários sistemas reestruturados, cujos preços não têm sido suficientemente altos para cobrir os custos de capacidade dos geradores e providenciar investimentos adequados, havendo uma série de razões para isso ocorrer que podem ser originadas por intervenção do próprio regulador suprimindo preços (*price caps*), ainda que legitimamente reflitam a escassez, ou por uma estrutura de mercado deficiente. Para o caso de sistemas com forte dependência de geração hidrelétrica, em que o despacho tem como função objetivo a minimização de custos da geração termelétrica, o preço de curto prazo tende a ser baixo na maior parte do tempo, não incentivando a expansão da oferta.

Desse modo, neste trabalho pretende-se contribuir com a análise de uma estrutura de mercado baseada em ofertas (geração e demanda), cujo propósito é a identificação de mecanismos que incentivem e possam assegurar a remuneração da geração existente e, conseqüentemente, criar condições propícias para a expansão da oferta.

Tendo em vista as particularidades dos sistemas com forte participação dos recursos hidrelétricos e o exame das experiências de desregulamentação de sistemas com essas características ser relativamente incomum, este trabalho tem por foco esses sistemas. Os sistemas do Brasil, Colômbia, Nova Zelândia, Noruega e Turquia são exemplos desse paradigma.

1.2 O Processo de Desregulamentação do Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro vem passando por um processo de reestruturação desde 1995, cuja concepção original previa a redução do papel do Estado no setor, contando-se então com o capital privado para viabilizar a expansão da oferta. Para tanto, haveria competição na geração e liberdade para que grandes consumidores pudessem escolher os seus fornecedores. Desse modo, seria imprescindível que as tarifas de energia fossem separadas das tarifas de transporte a fim de evitar barreiras por parte das distribuidoras na migração de consumidores para o mercado livre. Adicionalmente a essas medidas seria necessário haver a desverticalização entre as atividades de geração, transmissão e distribuição, assegurando efetivamente a todos os agentes o livre acesso às redes de transmissão e distribuição.

Esse processo de reestruturação, entretanto, não foi implementado de forma completa, a desverticalização foi parcial, a concorrência na geração praticamente inexistente e, somente, atualmente, os consumidores que podem escolher os seus fornecedores — consumidores livres¹, estão efetivamente migrando para o mercado livre (mercado de curto prazo).

É oportuno registrar que mesmo havendo uma participação expressiva da iniciativa privada na expansão do setor, desde o início do processo de reestruturação, isso não foi suficiente para livrar o sistema de um profundo racionamento em 2001. Somente em 2002, a expansão da oferta atingiu a marca de 5.600 MW contra cerca de 1.200 MW ao ano, que vinha ocorrendo no período de 1991 a 1995. O primeiro leilão para a construção de usinas hidrelétricas foi em 1996 quando já era visível o desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica, tornando impossível evitar o racionamento, diante de uma condição de escassez de água, conforme aconteceu.

A realidade do racionamento vivida pela sociedade brasileira colocou em dúvida se de fato o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) poderia ou não trabalhar orientado pelos conceitos de mercado. De um lado há uma corrente de pensamento que defende a necessidade de um planejamento centralizado e uma maior influência do governo na condução do setor elétrico, e, de outro lado, há uma corrente que defende um processo descentralizado de decisões, conforme vem ocorrendo internacionalmente, argumentando que a iniciativa privada contribuiu significativamente para expansão do sistema e essa contribuição não foi maior por conta das incertezas regulatórias e devido à sua pequena participação relativa na geração de energia elétrica.

¹ Consumidores Livres são aqueles que podem fazer opção de compra de energia elétrica junto a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do sistema interligado, no atendimento da totalidade ou de parte da sua demanda, segundo condições estabelecidas por legislação específica.

Assim, após esse breve resumo sobre a evolução do setor elétrico rumo à desregulamentação, faz-se neste trabalho, o uso do SEB como referência para descrever como preços spot de um sistema hidrotérmico comportam-se, o que permitirá extrair considerações relevantes para se concluir sobre a viabilidade prática de se implementar a efetiva participação dos agentes setoriais no mercado de energia elétrica desses sistemas. Embora concluir-se-á com o desenvolvimento deste estudo que os princípios básicos da desregulamentação podem ser aplicados, devendo-se contribuir para definição de alguns mecanismos que possam sobrepujar as dificuldades típicas de um sistema hidrotérmico.

1.3 Objetivos deste Trabalho

Neste novo ambiente de mercado, definido pela reestruturação do setor, surge para as empresas geradoras a necessidade de elaborar estratégias de oferta que lhes permitam maximizar os seus benefícios. A determinação da estratégia ótima de oferta de um agente gerador em um mercado depende de vários fatores. Dentre eles, o seu tamanho e tipo de tecnologia e a de seus concorrentes, o mecanismo de formação de preço e as restrições técnicas das unidades de geração e do sistema. Para tanto, é necessário desenvolver ferramentas que combinem as restrições técnicas e modelem adequadamente o comportamento dos agentes do mercado de energia.

Dentro desse contexto de reestruturação, um aspecto relevante refere-se à capacidade (habilidade) dos geradores, em ambiente de mercado, manipularem níveis de produção com vistas a incrementar seus lucros acima daqueles considerados normais, ou seja, exercerem poder de mercado.

Essa modelagem, tendo como referência os modelos clássicos de equilíbrio de mercado e inúmeras publicações da comunidade científica, quer refletir os potenciais aspectos regulatórios do mercado de energia elétrica, baseando-se na avaliação do Poder de Mercado que as empresas oligopolistas podem evidenciar em função de seu comportamento nas interações do mercado. Além disso, pretende servir de base para a tomada de decisões das empresas nesse ambiente.

Considerando a análise acima apresentada, este trabalho tem como foco principal a análise de um mercado associado a um sistema hidrotérmico com predominância de geração hidrelétrica, baseado em ofertas. Esses sistemas apresentam algumas dificuldades quando comparados a sistemas puramente termelétricos, devido ao seu acoplamento temporal e às incertezas das afluências ao sistema. Desse modo, pretende-se desenvolver um modelo que possa representar adequadamente o comportamento estratégico das empresas num ambiente de mercado. A principal contribuição deste trabalho está no desenvolvimento de um modelo que possibilite o estudo formal do problema de poder de mercado associado a esses sistemas.

Assim, verifica-se uma necessidade iminente de desenvolvimento de modelos matemáticos, para adaptabilidade dos agentes geradores a esse mecanismo de formação de preços e à representação das estratégias competitivas do mercado de energia. Desse modo, vislumbra-se com este trabalho o desenvolvimento de uma metodologia que possa fazer uma simulação do comportamento estratégico dos agentes geradores no mercado de energia elétrica. A modelagem proposta pode contribuir de duas formas na discussão de mercados de energia elétrica:

- subsidiar a implementação de uma ferramenta de apoio à decisão para o processo de elaboração de estratégias de oferta de geradores hidrelétricos — contribuição para o processo de formação de preços;
- viabilizar, para o agente regulador do sistema, formas de controle, fiscalização e regulamentação das atividades do setor, fornecendo parâmetros que permitam a identificação de práticas anticompetitivas — por meio da análise de comportamento estratégico dos agentes. Isso subsidiaria o regulador do sistema no desenvolvimento de regras que possam inibir essas práticas indesejáveis de poder de mercado; buscando-se, desse modo, um equilíbrio de mercado que conduza a um funcionamento adequado do setor de energia elétrica, pautado na racionalidade dos agentes.

1.4 Organização da Apresentação da Tese de Doutorado

Para facilidade de apresentação do conteúdo do desenvolvimento da metodologia proposta por este trabalho, as atividades desenvolvidas com esse propósito foram agrupadas em sete capítulos, que se encontram organizados neste documento da seguinte forma.

No Capítulo 2 é feita uma breve descrição das principais características dos processos de formação de preços em mercados de energia elétrica de sistemas hidrotérmicos, analisando-se, em primeiro momento, o tradicional esquema de minimização de custos, atualmente empregado no mercado brasileiro. Na seqüência, são apresentados os principais aspectos relacionados ao esquema de maximização de lucros, adotado em países que buscam a liberalização de seus mercados de energia elétrica.

Na seqüência, o Capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica das definições da teoria microeconômica relevantes para o desenvolvimento deste trabalho, destacando-se os modelos de equilíbrio de mercado. Para uma contextualização dessa revisão, apresentam-se também, ao final do capítulo, os trabalhos encontrados na literatura que estudam os modelos de equilíbrio aplicados a sistemas de energia elétrica, enfatizando-se aqueles que possuem as características aplicáveis ao mercado Brasileiro.

A teoria necessária para o desenvolvimento do tema central do trabalho é abordada no Capítulo 4, evidenciando-se as publicações e estudos realizados que fizeram uma análise especial na modelagem e comportamento estratégico de agentes em mercados de energia elétrica.

No Capítulo 5, baseando-se nos conceitos de modelos de equilíbrio de mercado, tradicionais da análise microeconômica, desenvolve-se uma metodologia capaz de fazer uma avaliação do comportamento estratégico dos agentes geradores no mercado. Apresenta-se, ainda, um exemplo de um sistema hidrotérmico que demonstra, simplificadamente, a potencialidade de aplicação da metodologia proposta.

Desse modo, buscou-se desenvolver um modelo para representar adequadamente, refletindo as condições e características de um sistema real, os principais recursos que um agente estratégico pode dispor para fazer sua oferta em um mercado de energia elétrica e que lhe assegure maximização do lucro atendendo aos requisitos de regulação e confiabilidade exigidos por um sistema de energia elétrica.

No Capítulo 6, apresenta-se um estudo de caso, construído a partir de dados reais do Sistema Elétrico Brasileiro, cujos resultados fornecem subsídios para se tecer uma avaliação da metodologia proposta e elaborarem-se as principais conclusões sobre o estudo realizado.

Finalmente, no Capítulo 7 são apresentadas as conclusões gerais do trabalho, as principais contribuições e as sugestões para trabalhos futuros.



Capítulo

2

Formação de Preços em Sistemas Hidrotérmicos

2.1 Introdução

O foco deste trabalho é o problema de poder de mercado associado a sistemas hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica. A inserção da competição na geração, um dos princípios básicos do paradigma do processo de reestruturação do setor elétrico, ocorrida em diversos países, está deixando o tradicional esquema de minimização de custos para a maximização dos lucros das empresas (SILVA, 2001; VÁSQUEZ *et al*, 2002). Esses processos de desregulamentação caminham na direção da liberalização do mercado de energia elétrica, buscando uma melhor interação entre geradores e demanda, que geralmente vem sendo realizada por meio de leilões. Dessa forma, baseado nas ofertas dos participantes do mercado, utilizando-se um adequado algoritmo para estrutura de mercado estabelecida, faz-se a alocação dos geradores que serão despachados para o atendimento da demanda e a determinação do preço de curto prazo do mercado.

Um dos pressupostos mais importantes dos mercados de energia elétrica, especialmente após a reestruturação da indústria de energia elétrica, é o da expansão auto-sustentada da capacidade de produção, ou seja, a renda dos agentes de produção obtida com a venda da energia deverá viabilizar não só a operação, mas também a expansão do sistema.

Em qualquer mercado os atributos de transparência, unicidade e reproduzibilidade de resultados são fundamentais para seu bom funcionamento, cabendo ressaltar a necessidade de:

- regras claras: transparência para todos os competidores;
- uniformidade: equidade de tratamento entre os agentes de mercado;
- estabilidade: as regras, depois de homologadas pelo poder concedente, não devem sofrer mudanças bruscas (baixo risco regulatório).

Além disso, a existência de um mecanismo adequado de formação de preços é requisito fundamental para se alcançar a eficiência do mercado. Um sistema de fixação do preço de mercado eficiente deve dar sinais econômicos de forma a atrair investimentos e orientar o uso adequado de energia elétrica.

2.2 Formação de Preço de Curto Prazo

A particularidade do produto torna peculiar a cadeia da indústria de energia elétrica e a própria estrutura de mercado em que está inserida, levando a implicações econômicas importantes. Com essa visão, a nova organização da indústria de energia elétrica está fundamentada em uma estrutura de governança que funciona em torno de um mercado atacadista de energia, cuja finalidade é determinar o preço de curto prazo do mercado, tornar dinâmica e flexível a relação de compra e venda entre os agentes e, por fim, sinalizar para os investimentos de expansão.

A forma de cálculo dos preços de curto prazo da energia elétrica (preço spot) em cada modelo está diretamente relacionada com a estrutura de mercado adotada, o que determina a participação dos agentes no mercado de curto prazo e o reflexo das transações desse mercado no desempenho do setor elétrico como um todo.

O entendimento do processo de despacho e formação de preço tem como pré-requisito o reconhecimento da existência de duas estruturas básicas de mercado sob competição as quais estão fundamentadas nos modelos *Pool* e Bilateral (SILVA, 2001). O modelo *Pool* estabelece a necessidade de um controle centralizado dos recursos do sistema, enquanto que o Bilateral permite o livre arranjo de transações entre geradores e consumidores. Posições intermediárias, entretanto, são mantidas por meio de combinações dessas duas estruturas básicas, com uma delas assumindo uma posição dominante.

Em um mercado *Pool*, o objetivo é obter o mínimo custo de operação, despachando os geradores disponíveis por ordem de mérito, até atender a demanda total do sistema de acordo com os preços ofertados por esses. Os geradores são livres na elaboração das ofertas e criam suas próprias estratégias, as quais não necessariamente refletem os verdadeiros custos de produção. Assim, é preciso se dispor de mecanismos que incentivem os agentes a ofertarem preços que sejam os mais próximos de seus custos reais.

Na maioria dos países onde o processo de reestruturação tem sido ou vem sendo implementado, a energia é comercializada sob o paradigma do modelo *Pool*. O despacho do sistema é então definido em bases técnico-econômicas, determinando-se o preço *spot* a partir da livre interação entre oferta e demanda. A teoria microeconômica supõe que sob condições de concorrência perfeita² os preços tenderiam aos custos marginais de curto prazo (custos marginais de operação).

O preço de equilíbrio em um mercado *spot* é o denominado Preço Marginal do Sistema (PMS)³, o qual é determinado de acordo com a ilustração da Figura 2.1. Nessa figura, os geradores declaram os montantes que desejam comercializar com os respectivos preços (*bids*) enquanto as demandas declaram os montantes que desejam adquirir com os respectivos preços (*asks*). A partir dessas informações, as demandas (D) e as ofertas de geração (G) são agrupadas por preços e o ponto de cruzamento entre as curvas determina o PMS. Ressalte-se que as ofertas de geração com preços acima do PMS não são despachadas e, do mesmo modo, as demandas com preços abaixo do PMS não são atendidas.

² A estrutura de mercado definida como concorrência perfeita não prevê qualquer tipo de coordenação entre as empresas do mercado, as quais tomam decisões de forma descentralizada e são tomadoras de preço. As hipóteses básicas desse modelo são: grande número de empresas, produto homogêneo, livre entrada e saída de empresas, maximização de lucros e livre circulação de informações.

³ Todos os geradores despachados por mérito são remunerados ao preço marginal do último recurso despachado, sem se importar pelas ofertas individuais de cada um deles.

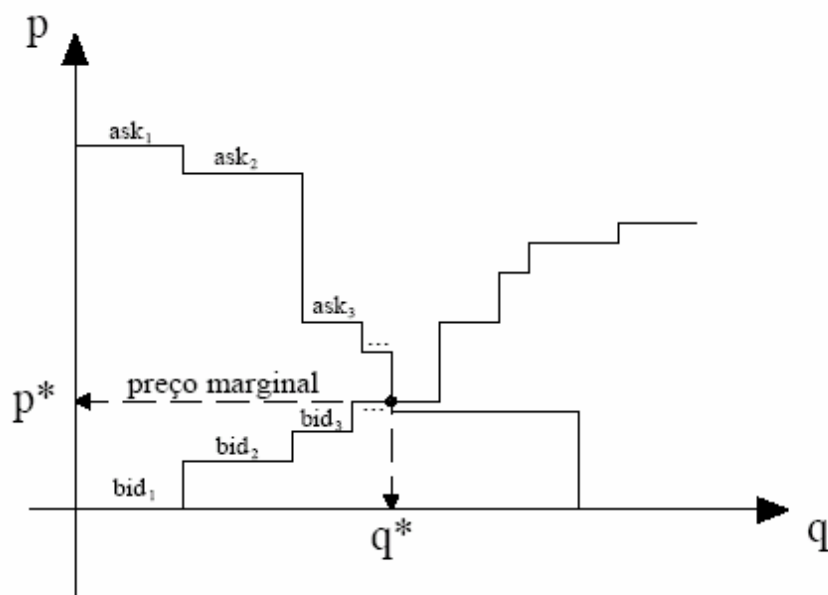


Figura 2.1 – Preço de Equilíbrio Definido pela Interação entre Oferta e Demanda

O processo de formação de preço baseado em ofertas pode-se assemelhar a um leilão não discriminatório, já que todos os ofertantes vencedores são remunerados ao mesmo preço, o que provê os incentivos para que os agentes do mercado criem estratégias de oferta de preços próximas a seus verdadeiros custos, como forma de garantir que serão despachados no mercado *spot*. Convém salientar que um gerador que ofertar um preço acima do seu custo corre o risco de não ser despachado, ficando fora do mercado. Por outro lado, se o gerador ofertar um preço abaixo de seu custo, embora ele tenha grandes chances de ser despachado, caso ele seja gerador marginal (último a ser despachado), ele terá prejuízo⁴. Disso se conclui que ofertando um preço igual ao seu custo, na pior das hipóteses, o gerador não tem prejuízo. Essas constatações são válidas para um processo de formação de preço, no qual as restrições de transmissão são desconsideradas.

A fixação de um preço uniforme (PMS) pode dar sinais incorretos para a localização de novos geradores no sistema, pois, considerando que todos são remunerados ao PMS, para esses geradores é indiferente localizarem-se em uma região ou outra. Como forma de compensar essa deficiência, torna-se necessária a implementação de outros mecanismos de sinalização, tais como separar o sistema por zonas, cada uma delas com o respectivo preço ou, então, implementar algum mecanismo que possa corrigir o preço levando em conta o congestionamento e as perdas do sistema de transmissão.

⁴ Não faz muito sentido pensar num gerador realizando ofertas menores que o seu custo de operação, a menos que ele esteja praticando “dumping”, situação em que ele ofertaria um preço menor que seu custo com o intuito de “quebrar” outros geradores que nunca seriam despachados e, desse modo, sairiam do mercado.

Dessa forma, no contexto de modelo *Pool*, apresentam-se, a seguir, as características do problema de despacho para os sistemas do tipo termelétrico e hidrotérmico. Essa divisão faz-se necessária face às características próprias de cada tipo de sistema. Uma maior ênfase é dada aos sistemas hidrotérmicos em razão da predominância hidráulica do sistema brasileiro e também pelo fato de esse sistema não encontrar paralelo no mundo, constatando-se uma relativa escassez de bibliografia relacionada ao problema.

2.2.1 Sistemas Termelétricos

Os sistemas termelétricos geralmente constituem-se de usinas nucleares, usinas com combustíveis fósseis, usinas a gás e usinas de co-geração.

Os custos associados à operação de unidades termelétricas são compostos, basicamente, de duas parcelas: (a) custos fixos (\$) e (b) custos variáveis (\$/MWh).

Primeiramente, os custos fixos são aqueles inerentes aos investimentos e os relacionados à manutenção e operação dessas unidades, que envolvem uma grande quantidade de mão-de-obra qualificada e equipamentos complexos (armazenamento e manuseio de combustível, operação de fornalhas e caldeiras, entre outros).

Os custos variáveis estão relacionados com a quantidade de energia gerada pela unidade termelétrica, representada basicamente pelo custo do combustível utilizado para a produção de energia (gás, carvão, nuclear, entre outros) e custo de operação e manutenção variáveis.

A existência de restrições dinâmicas, como tempos mínimos de partida e desligamento e limites de rampa, dessas unidades acopla os despachos entre alguns estágios do mecanismo de formação de preço. Desse modo, os agentes termelétricos necessitam ter habilidades de refletir suas características técnicas e econômicas nas ofertas de preços, de modo a encontrar um despacho viável, diminuindo o risco de exposição desses agentes (SILVA, 2001). Assim, os custos variáveis das unidades termelétricas são fatores significativos na definição dos preços a serem ofertados por esses agentes.

As restrições termodinâmicas existentes nas unidades termelétricas implicam custos de operação, os quais dificultam os agentes em definirem seus preços de oferta. Dessa forma, há a necessidade de estudar modelos de mercado de energia elétrica que incorporem esses custos.

Em suma, o modelo de ofertas de preços, usualmente utilizado nos mercados, faz com que os agentes, principalmente os termelétricos, internalizem os seus custos (riscos), ofertando apenas o par preço e quantidade (p, q) — ofertas simples.

Vasquez (2002), entretanto, ressalta que as estratégias baseadas em modelos de mínimo custo ainda se destacam por descrever de forma precisa as unidades geradoras, visto a complexidade que esse tipo de geração envolve e os seus respectivos custos.

Não obstante, a complexidade na definição dos custos envolvidos na produção de uma unidade termelétrica e dos riscos envolvidos nessa definição, neste trabalho, mostra-se simplificada, em termos de despacho do sistema, que o custo de produção de uma unidade termelétrica é, basicamente, o custo associado ao uso de combustível. Uma unidade como essa usa combustível não só para mantê-la em operação nominal, mas também durante seus processos de partida e desligamento. Esse custo é dado pelo produto entre o custo do combustível (\$/unidades de combustível) utilizado pela unidade termelétrica e o valor do seu consumo específico⁵ (unidades de combustível/MWh).

O esquema de precificação baseado em ofertas para sistemas puramente termelétricos é, então, considerado linear, definido em função do custo de produção de um sistema termelétrico, dentro de um horizonte de operação.

Desse modo, nos mercados com esse esquema de formação de preço, os geradores são remunerados em cada período de apuração por um valor (\$) dado pelo custo marginal de curto prazo (CMCP), ou preço marginal do sistema (preço spot) (\$/MWh) multiplicado pela energia gerada (MWh). A geração de cada gerador é determinada pelo operador do sistema, o qual determina o uso dos geradores do sistema que atenda à demanda da forma mais econômica possível, consideradas as regras e restrições do sistema. Por outro lado, cada consumidor (empresas distribuidoras e consumidores livres) paga ao mercado um valor (\$) relativo à energia consumida (MWh) num dado período multiplicada pelo preço spot.

Assim sendo, periodicamente, com base nas ofertas dos geradores — conjunto de preços de geração e capacidades disponíveis — e na previsão de demanda do sistema, o operador de mercado executa o despacho econômico (mínimo custo). Matematicamente, o processo de despacho descrito pode ser representado simplificada pela Expressão (2.1):

$$z = \text{Min} \sum_{j=1}^J \lambda_j \times g_j \quad (2.1)$$

Sujeito a

$$\sum_{j=1}^J g_j = d \quad \pi_d \quad (2.1a)$$

⁵ O consumo específico de unidade termelétrica corresponde à quantidade de combustível necessária para produzir 1 MWh de energia.

$$g_j \leq \overline{g_j} \quad \pi_{gj} \quad (2.1b)$$

para $j=1, \dots, J$;

Em que:

- z custo de operação total do sistema (\$) para todo o horizonte de planejamento;
- d demanda total do sistema (MWh);
- λ_j preço declarado do j -ésimo gerador (\$/MWh)⁶;
- g_j energia gerada pelo j -ésimo gerador;
- $\overline{g_j}$ capacidade alocada de produção do j -ésimo gerador;
- j índice dos geradores despachados (J é o número de geradores);
- π_d multiplicador simplex associado à restrição de atendimento à demanda (\$/MWh);
- π_{gj} multiplicador simplex associado à restrição de capacidade máxima de produção (\$/MWh).

As restrições (2.1a) e (2.1b) representam respectivamente o atendimento à demanda e os limites de geração de cada gerador.

A solução do problema de despacho (2.1) pode ser obtida utilizando-se os pacotes comerciais de programação linear disponíveis. Além de calcular o mínimo custo operacional para o sistema, o algoritmo de programação linear fornece um conjunto de multiplicadores simplex, que medem a derivada do custo operacional z em relação a um incremento infinitesimal nas variáveis do lado direito das restrições do problema. Para exemplificar essa premissa, pode-se analisar a restrição (2.1a), em que um incremento na demanda d será compensado por um incremento na produção do último gerador despachado, chamado de gerador marginal j^* . A derivada, portanto, corresponde ao multiplicador simplex associado a essa restrição, denominada π_d , conforme apresentado em (2.2):

$$\frac{\partial z}{\partial d} = \pi_d \quad (2.2)$$

No caso do problema de despacho (2.1), um problema de programação linear simples, a solução pode ser obtida por inspeção, ordenando-se as ofertas de preços dos geradores disponíveis no sistema, em vez de seus custos operativos, do mais barato ao mais caro e despachando-os até que a demanda do sistema seja atendida. A oferta realizada pelo último gerador despachado determina o custo marginal do sistema ou preço spot. Desse modo, define-se o preço marginal do sistema (λ_{j^*}), ou seja, o

⁶ Observa-se, entretanto, que o preço de um gerador pode ser distinto de seu custo operativo real (c_j).

(PMS), o qual será usado para todas as transações do mercado num dado período, conforme a Equação (2.3).

$$\frac{\partial z}{\partial d} = \pi_d = \lambda_j^* \quad (2.3)$$

Do mesmo modo, o multiplicador simplex π_{gj} , associado à restrição (2.1b), representa a redução do custo operacional devido a um incremento de capacidade do gerador j , num dado período do horizonte de planejamento.

Uma característica fundamental de um sistema termelétrico é o fato de que uma decisão tomada hoje, relativamente ao nível de produção, não afeta a operação do sistema no futuro. Isto é, o combustível consumido hoje não fará falta no futuro, dado que se podem considerar os estoques combustíveis ilimitados. Deve-se ressaltar, entretanto, a existência de acoplamento temporal quando, no curto prazo, são consideradas variáveis como tempo de partida, restrições de tomada de carga, entre outras. A energia elétrica produzida tem um custo direto relacionado ao custo do combustível utilizado, o qual fornece um mecanismo natural para a formação do preço. Adicionalmente, o custo de produção de uma usina independe da produção em outras plantas de geração. Essas características confirmam que o despacho de um sistema termelétrico pode efetivamente ser executado pela ordenação das unidades em ordem crescente dos custos ou preços variáveis.

Num sistema termelétrico, portanto, cada um dos geradores, baseado em seus custos e em suas estratégias de mercado, pode fazer sua oferta de preços para sua produção. A partir dessas ofertas, o operador do sistema determina o despacho ótimo, independentemente do mecanismo de formação do preço.

O operador do mercado, ou próprio operador do sistema, determina o preço marginal do sistema utilizando modelagens coerentes com o modelo utilizado para o despacho.

2.2.2 Sistemas Hidrotérmicos

Os sistemas hidrotérmicos constituem-se em sistemas com substancial componente de geração hidrelétrica com complementação termelétrica. Assim, a energia “grátis” armazenada nos reservatórios pode ser utilizada no atendimento à demanda do sistema, evitando, dessa forma, o despacho de unidades termelétricas — gasto com combustíveis.

As principais características da operação de um sistema hidrotérmico são (SILVA, 2001):

- a existência de uma relação entre a decisão tomada em um estágio qualquer e sua consequência futura. Se no presente for utilizada muita água dos reservatórios e futuramente um baixo regime pluviométrico vier a acontecer, provavelmente será necessária a utilização de geração termelétrica para o atendimento da demanda e ainda com risco de não atendimento da demanda de energia. Caso contrário, se for mantido o nível dos reservatórios elevados, usando geração termelétrica preventiva, e ocorrerem altos índices pluviométricos, haverá vertimento de energia no sistema. Tanto uma situação quanto a outra explicita a consequência do acoplamento temporal na formulação do problema. A Figura 2.2 ilustra como funciona esse processo de tomada de decisão;
- a impossibilidade de uma perfeita previsão das afluências futuras, no instante em que são tomadas as decisões operativas, faz com que o problema seja essencialmente estocástico;
- a grande quantidade existente de reservatórios e a necessidade de uma otimização multiperíodo tornam o problema de grande porte;
- a ocorrência de não-linearidades implícitas ao problema, as quais são devidas às funções de custos de operação das termelétricas e às funções de produção de energia das hidrelétricas;
- a presença de custos indiretos relacionados com os benefícios de geração hidrelétrica, uma vez que a água armazenada nas usinas hidrelétricas tem um valor indireto, associado à oportunidade de economizar combustível pelo deslocamento de uma termelétrica hoje ou no futuro. Com isso, tem-se que as variáveis do problema são não-separáveis no tempo;
- a necessidade de considerar uma grande quantidade de atividades relacionadas com o uso múltiplo da água nos reservatórios (navegação, controle de cheias, irrigação, saneamento, abastecimento de água), em conjunção com o despacho de geração e otimização multiperíodo dos reservatórios.

Nesses sistemas, principalmente quando há uma substancial participação de geração hidrelétrica — caso do Sistema Elétrico Brasileiro, que são despachados centralizadamente, a gestão ótima de seus recursos hidráulicos pode ser obtida por intermédio de modelos de coordenação hidrotérmica, amplamente disponibilizados pela literatura correlata (KLIGERMAN, 1992; PEREIRA, 1985; SILVA, 2001). Nesses sistemas, a água proveniente das afluências naturais não tem custo, mas um valor associado ao custo de geração termelétrica que venha substituí-la. Para o caso das águas armazenadas nos reservatórios, entretanto, associa-se um valor — amplamente conhecido como *valor da água*. Normalmente esse valor não é único, pois existem curvas de valor da água para cada reservatório em função do nível de armazenamento que se deseja chegar ao final do horizonte de estudo. Pode-se perceber, contudo, que, mesmo em um sistema desregulamentado, o valor da água armazenada não está associado uni-

camente ao custo de substituição termelétrica, mas sim ao benefício que a empresa poderia obter com a utilização dessa água no futuro.

Essa capacidade de armazenamentos dos reservatórios permite o sistema transferir energia entre os estágios de sua operação, o que introduz um *acoplamento temporal* entre eles. De outro modo, pode-se dizer que a decisão operativa de um dado estágio tem vínculo com as decisões futuras — estágios seguintes (consequências futuras desta decisão). A Figura 2.2 ilustra o vínculo temporal entre as decisões operativas, além da incerteza associada a essa decisão (dependência das afluências futuras).

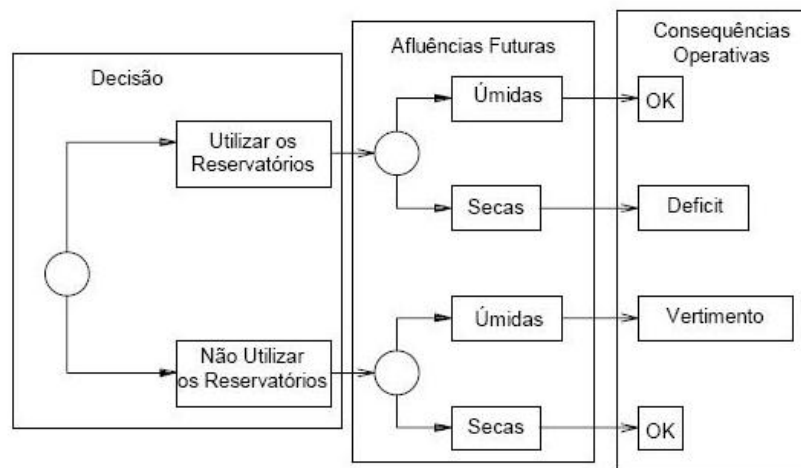


Figura 2.2 – Sistemas Hidrotérmicos – Processo de Decisão

Essa disponibilidade de energia hidrelétrica, entretanto, é limitada pela capacidade de armazenamento dos reservatórios. Diferentemente dos sistemas termelétricos, os sistemas hidrotérmicos são acoplados no tempo, de modo que o despacho do sistema deve ser determinado considerando as consequências futuras de cada decisão, ou seja, deve-se quantificar e internalizar ao modelo de despacho o impacto de cada decisão sobre os custos futuros de combustíveis e eventuais déficits.

O problema de despacho ótimo de sistema hidrotérmico com predominância de usinas hidrelétricas significa decidir, ao início de cada estágio, o volume a ser turbinado ao longo do estágio (meta de turbinamento). A decisão de quantificar o turbinamento de cada usina é tomada pela conjunção de dois modelos matemáticos: um que representa o comportamento do sistema físico e outro que representa o processo natural das afluências fluviais ao sistema.

A solução do despacho de um sistema hidrotérmico consiste em comparar o benefício imediato do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, ou seja, estabelecer um equilíbrio entre os custos operacionais, imediato e futuro, associados com o uso imediato da água ou armazená-la para

uso futuro. Esses benefícios imediato e futuro são representados respectivamente pelas funções — Função de Custo Imediato - FCI e Função de Custo Futuro - FCF, conforme ilustrado na Figura 2.3.

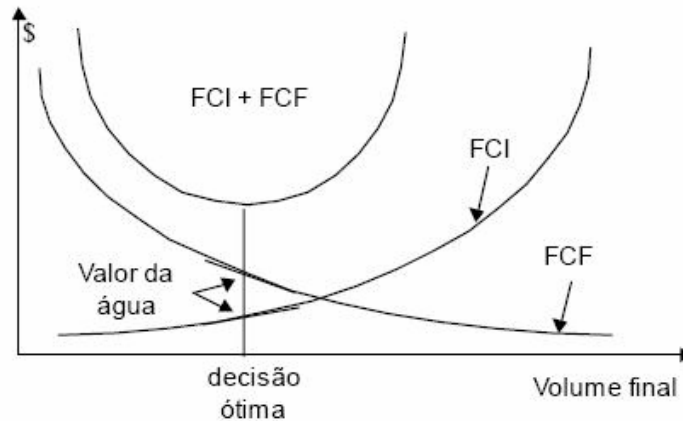


Figura 2.3 – Função de Custo Imediato e Função de Custo Futuro

A FCI está relacionada aos custos de geração termelétrica no estágio t . Observa-se na Figura 2.3 que o custo imediato aumenta à medida que diminui a utilização de recursos hidráulicos, isto é, à medida que aumenta o volume armazenado no final do período. Por sua vez, a FCF está associada ao custo esperado de geração termelétrica e déficit do final do estágio t (início de $t + 1$) até o final do período de estudo. Essa função diminui à medida que aumenta o volume armazenado final, pois haverá mais energia hidráulica disponível no futuro.

A curva de FCF é calculada pelas simulações operativas do sistema para cada nível de armazenamento no final da etapa t . Essas simulações são complexas devido à variabilidade das vazões afluentes aos reservatórios, as quais variam sazonal, regional e anualmente. Além disso, as previsões das afluições são, geralmente, imprecisas. Como consequência, os estudos de simulação são realizados de maneira probabilística, usando um grande número de cenários hidrológicos.

Discorre-se, portanto, que a água armazenada possui um valor (Valor da Água) que pode ser medido tanto pela inclinação da curva FCI, quanto pela curva FCF, de modo que o uso ótimo da água corresponde ao ponto (nível de armazenamento no final do estágio) que minimiza a soma dos custos imediato e futuro, que corresponde ao ponto em que os valores da água, imediato e futuro, são iguais.

Em síntese, diferentemente das unidades termelétricas, que possuem custos diretos, as unidades hidráulicas têm um custo de oportunidade indireto (valor da água), associado à economia de combustível esperada hoje e no futuro. O uso ótimo da água é determinado pelo equilíbrio entre os valores imediato e futuro da água.

Com base no exposto anteriormente, o objetivo do despacho econômico é assegurar, por meio de uma política operativa a mínimo custo e com confiabilidade, o atendimento da demanda ao longo do período de planejamento.

O processo de formação de preço para sistemas com essas características está vinculado ao despacho hidrotérmico ótimo realizado pelo operador do sistema que, para um estágio t , requer a solução do problema de programação não-linear, apresentado na Equação 2.4.

$$z_t = \text{Min} \sum_{j=1}^J \lambda_j \times g_j + FCF(v_{t+1}) \quad (2.4)$$

Sujeito às seguintes restrições operativas:

- balanço hídrico;
- limites de armazenamento e turbinamento;
- limites de geração termelétrica;
- atendimento à demanda.

Em que:

z_t custo de operação do sistema (\$) para o período t ;

t índice dos períodos;

A solução da Equação 2.4 será obtida pela minimização da soma dos custos imediatos — dado pelo custo de operação das unidades termelétricas $\lambda_j \times g_j$ ao longo do período t — mais o custo futuro esperado, dado pela função de custo futuro $FCF(v_{t+1})$ que depende do nível de armazenamento no final do período, representado por v_{t+1} .

Em relação às restrições do problema de despacho (2.4) pode-se descrevê-las da seguinte forma:

A. Balanço Hídrico

O balanço hídrico, a que o problema de despacho (2.4) está sujeito, relaciona o armazenamento e os volumes de entrada e saída do reservatório, refere-se à seguinte restrição linear:

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \sum_{m \in M(i)} (u_t(m) + s_t(m)) \quad \text{para } i=1, \dots, I \quad (2.5)$$

Em que:

- i - índice das usinas hidrelétricas, (1 número de usinas hidrelétricas);
- $a_t(i)$ - afluência lateral à usina i no período t ;
- $u_t(i)$ - volume turbinado durante o período t ;
- $s_t(i)$ - volume vertido na usina i no período t ;
- $v_t(i)$ - volume armazenado na usina i no início do período t ;
- $v_{t+1}(i)$ - volume armazenado na usina i no final do período t ;
- $u_t(m)$ - volume turbinado pelas usinas hidrelétricas imediatamente a montante da usina hidrelétrica i no período t ;
- $s_t(m)$ - volume vertido pelas usinas hidrelétricas imediatamente a montante da usina hidrelétrica i no período t ;
- M - conjunto de usinas hidrelétricas imediatamente a montante da usina hidrelétrica i ;

B. Limites de Armazenamento e Turbinamento

$$v_t(i) \leq \overline{v(i)} \quad (2.6)$$

$$u_t(i) \leq \overline{u(i)} \quad (2.7)$$

para $i=1, \dots, I$

Em que $\overline{v(i)}$ e $\overline{u(i)}$ são os limites máximos de armazenamento e turbinamento, respectivamente.

C. Limites de Geração Termelétrica

Esses limites são os mesmos apresentados no problema de despacho das unidades termelétricas (2.1).

$$g_t(j) \leq \overline{g(j)} \quad \text{para } j=1, \dots, J \quad (2.8)$$

D. Atendimento à Demanda

$$\sum_{i=1}^I \rho(i)u_t(i) + \sum_{j=1}^J g_t(j) = d_t \quad (2.9)$$

Em que $\rho(i)$ corresponde ao coeficiente de produção da usina hidrelétrica i (MW/m³/s).

Analisando-se as equações (2.4) a (2.9), verifica-se que a complexidade do problema de planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico deve-se principalmente à estocasticidade associada às afluências futuras, já que não é possível prevê-las com precisão, principalmente quando se considera um horizonte de mais longo prazo. Essas dificuldades permanecem mesmo dividindo-se o problema em etapas, longo, médio e curto prazos, acopladas pela função custo futuro. Mesmo para os subproblemas assim obtidos, a sua solução, por meio de técnicas tradicionais de programação linear, ainda é muito difícil para problemas reais. Dessa forma, sua solução é obtida por meio do método de Programação Dinâmica Estocástica (PDE) (BELLMAN, 1957), cuja aplicação é comentada no Capítulo 4.

Alternativamente ao processo de formação de preço apresentado pela Equação 2.4 em que o despacho ótimo e o preço de curto prazo (preço spot) são definidos centralizadamente pelo operador do sistema — esquema *tight pool*⁷, pode-se trabalhar no esquema *loose-pool*, no qual as unidades hidrelétricas fazem ofertas de preço e quantidade, a exemplo das termelétricas. As ofertas realizadas pelas unidades hidrelétricas já levam em consideração a sua decisão de armazenar/gerar energia elétrica, em função de sua avaliação individual do custo de oportunidade associado a esse *trade off*, obtido do estudo de sua FCF ao longo do horizonte de planejamento.

No esquema *loose pool*, a determinação do preço spot é obtida pela resolução de um problema similar ao Problema (2.1), ao qual são adicionadas as ofertas das unidades hidrelétricas e suas restrições de turbinamento e armazenamento, já apresentadas nas restrições de despacho de um sistema hidrotérmico, equações (2.5) – (2.7). Dessa forma, esse problema pode ser representado matematicamente pela Equação (2.10):

$$z = \text{Min} \sum_{j=1}^J \lambda_j \times g_j + \sum_{i=1}^I \lambda_i \times g_i \quad (2.10)$$

Sujeito a

$$\sum_{i=1}^I g_i + \sum_{j=1}^J g_j = d \quad (2.10a)$$

$$\underline{g}_i \leq g_i \leq \overline{g}_i \quad (2.10b)$$

⁷ Pelo esquema *Tight Pool* faz-se uma otimização dos recursos do sistema, despachando-se o sistema a mínimo custo. Nesse esquema as unidades hidrelétricas não fazem ofertas de preços, apenas fornecem dados técnicos de sua planta — disponibilidade, nível de armazenamento, entre outros. Da mesma forma que no caso das unidades termelétricas o preço spot é determinado pelo recurso de maior custo que foi utilizado, isto é, o preço é definido pela unidade marginal do sistema. Em sistemas hidrotérmicos, entretanto, a unidade marginal pode ser uma unidade hidrelétrica, em que o preço é formado pelo valor da água armazenada no reservatório dessa unidade.

$$\underline{v}_i \leq v_i \leq \overline{v}_i \quad (2.10c)$$

$$\underline{u}_i \leq u_i \leq \overline{u}_i \quad (2.10d)$$

$$\underline{g}_j \leq g_j \leq \overline{g}_j \quad (2.10e)$$

para $i=1,\dots,I$ e $j=1,\dots,J$;

Em que:

z custo de operação total do sistema (\$) para todo o horizonte de planejamento;

I número de unidades hidrelétricas;

J número de unidades termelétricas;

d demanda total do sistema (MWh);

λ_i preço ofertado pela i -ésima unidade hidrelétrica (\$/MWh);

λ_j preço ofertado pela j -ésima unidade termelétrica (\$/MWh);

g_i energia gerada pela i -ésima unidade hidrelétrica (MWh);

g_j energia gerada pela j -ésima unidade termelétrica (MWh);

u_i volume turbinado pela i -ésima unidade hidrelétrica;

v_i volume armazenado no reservatório da i -ésima unidade hidrelétrica;

\underline{x} e \overline{x} representam os limites mínimos e máximos das variáveis indicadas.

Do mesmo modo que o Problema (2.1) do caso termelétrico, o Problema (2.10) pode ser resolvido por técnicas de programação linear. Assim, o preço será dado pelo multiplicador de Lagrange associado à restrição de atendimento à demanda (2.10a).

Vale ressaltar que a adoção de um outro modelo de mercado em um sistema hidrotérmico está vinculada a sua composição, ou seja, à participação termelétrica e à complexidade dos vínculos hidráulicos entre distintas unidades hidrelétricas (acoplamento espacial, diferentes proprietários, usos múltiplos da água — análise que foge do escopo deste trabalho).

2.3 Formação de Preço em Sistemas Hidrotérmicos com a Predominância de Geração Hidrelétrica

Baseados nos conceitos apresentados sobre o processo de formação de preços de sistemas hidrotérmicos, apresentados na Seção 2.2.2 e buscando um melhor entendimento desses sistemas com expressiva predominância de geração hidrelétrica, toma-se como exemplo o Sistema Elétrico Brasileiro — SEB.

Devido à singularidade de suas características, o SEB apresenta, naturalmente, dificuldades para introdução da competição na geração. Dentre essas características, destacam-se: a participação hidráulica é dominante; a água tem usos extra-setoriais; a existência de usinas em cascata com diferentes proprietários e a integração entre as diversas cascatas. Essas características provenientes da geração majoritariamente hidrelétrica fazem com que Setor Elétrico Brasileiro requeira forte coordenação da operação (despacho de energia) das unidades hidrelétricas para o melhor aproveitamento do parque instalado. Pires (2000) e Rosa et al (1998) afirmam que por meio da coordenação e otimização da operação dos reservatórios e da interligação elétrica das centrais geradoras são obtidos ganhos significativos na escala de produção da energia elétrica, o que recomenda a adoção de um despacho centralizado, coordenado por um operador independente, buscando-se obter a otimização do uso dos recursos hidráulicos.

Especificamente, considerando-se um sistema *tight pool*, no qual os geradores termelétricos declaram seus custos variáveis, possibilitando, assim, o cálculo da expectativa de geração termelétrica no futuro, é possível avaliar o valor da água armazenada no reservatório, sendo o preço spot definido pelo valor da água ou pelo custo variável da termelétrica mais cara que foi despachada, o que for maior. Desse modo, a gestão ótima dos recursos hidrelétricos é decidida centralizadamente pelo operador que, baseado em modelos de coordenação hidrotérmica, define a utilização de mais ou menos água no presente, em função do benefício associado com a sua utilização no futuro (SILVA e FINARDI, 2003).

Nesse caso, a comercialização no curto prazo é feita baseada no despacho e os preços *spot* são definidos centralizadamente pelo operador com base em modelos computacionais de otimização. Particularmente, no SEB, o preço spot é igual ao Custo Marginal de Curto Prazo (CMCP), o qual é definido pelo custo variável do último recurso despachado que pode ser geração hidrelétrica ou termelétrica. O custo variável da geração hidrelétrica é regulado e é estabelecido de modo a cobrir os custos variáveis de operação e manutenção e de royalties (SILVA, 2005).

Alternativamente, ao uso do sistema *tight pool*, adotado no SEB, pode-se utilizar um esquema baseado na premissa que permita que os geradores hidrelétricos façam oferta de preços para o opera-

dor de mercado/despacho (KELMAN et al., 2001; SCOTT e READ, 1996; GARCIA e ARBELÁEZ, 2002); ou estabelecer um encargo de capacidade (STOFT, 2002).

Para a implementação desse esquema baseado na oferta de preços, faz-se necessária a adoção de mecanismos para que os geradores tenham condições de gerenciarem seus recursos hidrelétricos na sua totalidade, isto é, para que os geradores possam definir o quanto desejam deplecionar ou armazenar de energia hidrelétrica globalmente, devendo ficar a cargo do operador do sistema a responsabilidade de definir o despacho por usina respeitando todas restrições físicas do sistema e das usinas, mas obedecendo ao montante global de geração hidrelétrica definido pelos geradores. Assim, nesse caso, o preço spot é definido pelo equilíbrio entre oferta e demanda.

Neste trabalho desenvolve-se um modelo de mercado baseado em ofertas aplicado a sistemas hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica, no qual as ofertas são realizadas tanto pelos geradores hidrelétricos quanto pelos consumidores, ou seja, com a possibilidade da demanda reagir à variação de preço do mercado, por meio da declaração de ofertas de demanda — *Demand Side Bidding*.

2.4 Preço de Curto Prazo versus Preço de Longo prazo — Impacto sobre a expansão

O equilíbrio de longo prazo entre oferta e demanda de energia depende da nova energia ofertada e, portanto, da decisão de investimento na expansão da geração que depende da expectativa dos agentes sobre os preços futuros da energia elétrica.

Em um ambiente competitivo, sabe-se que o preço é o elemento chave na determinação da confiabilidade do sistema. No curto prazo, a confiabilidade está vinculada à segurança de operação do sistema e, no longo prazo, está vinculada à adequação dos novos investimentos. De acordo com a teoria econômica, os preços, ao refletirem o equilíbrio de curto prazo entre oferta e demanda, criam sinais de mercado suficientes para providenciar a expansão da oferta.

No caso de sistemas hidrotérmicos com forte dependência de geração hidrelétrica, entretanto, como é o caso do SEB, o risco hidrológico gera uma grande volatilidade no preço spot do mercado e, desse modo, implica aumento de risco para todos os agentes, interferindo diretamente na determinação futura das receitas dos geradores o que, por sua vez, inibe investimentos na expansão da geração do sistema.

Essa volatilidade está associada aos diferentes regimes pluviométricos do país e à grande capacidade de armazenamento dos reservatórios do Sistema Elétrico Brasileiro, o que proporciona ao mercado vivenciar longos períodos com preços baixos intercalados de curtos períodos de preços extremamente elevados. Essa volatilidade dos preços cria uma incerteza em torno de um valor que consiga remunerar os investimentos na geração de uma maneira estável, ou seja, garanta ao investidor uma estabilidade de suas receitas, não incentivando a expansão da oferta. Dessa forma, o estabelecimento de uma estrutura de mercado acompanhado de mecanismos de incentivos é elemento crucial para assegurar a remuneração da geração existente e, conseqüentemente, criar condições propícias para a expansão da geração.

Percebe-se, portanto, que sistemas com essas características não incentivam, naturalmente, os investimentos na expansão do sistema. Ressalta-se, com isso, a importância do estabelecimento de contratos de longo prazo como mecanismo de *hedge*, bem como o requerimento de capacidade — que pode ser viabilizado por um mercado de capacidade, como fortes instrumentos para a manutenção de uma reserva planejada de capacidade para o sistema. Assim, entende-se que tais mecanismos de mercado, baseados em regras transparentes e regulação eficaz, são imprescindíveis para viabilizar investimentos futuros na expansão da oferta, garantindo-se, então, a eficiência econômica no curto e no longo prazos⁸.

2.5 Conclusão

Feitas essas considerações sobre o processo de formação de preço e seu impacto sobre a expansão do sistema, espera-se que o estabelecimento de mecanismos de mercado, tais como contratação de longo prazo e mercado de capacidade, sejam instrumentos de *hedge*, os quais incentivados pelas regras de mercado, tornem-se viáveis para impulsionar investimentos que assegurem a adequação do suprimento em um sistema desregulamentado. Entretanto, ressalta-se, sobremaneira, que em sistemas com grande participação da geração hidrelétrica, a definição de tais mecanismos não é uma tarefa muito simples.

Em suma, dada a complexidade do Sistema Elétrico Brasileiro e as suas peculiaridades, que não são encontradas em nenhum outro país, a expansão do sistema requer a existência de um arcabouço regulatório e institucional coerente e estável, condição fundamental para o pleno funcionamento e para a viabilização da continuidade dos investimentos no setor, de modo que seja compatível com o nível necessário ao atendimento das necessidades da economia e sociedade brasileiras. Além disso e as-

⁸ Para viabilizar a competição na geração (eficiência de curto prazo), faz-se necessário viabilizar a expansão, também pelo incentivo da competição (eficiência de longo prazo) (SILVA, 2005).

sim sendo, poderá contribuir para estabilizar a tendência de investimentos e reduzir a possibilidade de déficit no suprimento de energia elétrica.



Capítulo

3

*Modelos de Equilíbrio
de Mercado Aplicados a
Sistemas de Energia*

3.1 Introdução

Para alcançar os objetivos pretendidos neste trabalho é oportuno conjugar distintas disciplinas como engenharia elétrica e microeconomia, entre outras. Em primeiro lugar será necessário revisar/analisar os modelos de equilíbrio de mercado, tradicionais da análise microeconômica que agora se fazem necessários diante da introdução do ambiente de mercado decorrente da desregulamentação do setor elétrico.

Nesse contexto, as empresas de energia elétrica encontram-se obrigadas a assumir novas responsabilidades como consequência da descentralização da tomada de decisões, como o problema da

elaboração das ofertas para o mercado. Além disso, a entidade responsável pela regulação dos serviços do setor precisa implementar uma política de regulamentação e fiscalização.

Para elaborar as ofertas e ajudar na implementação de uma regulamentação adequada, será necessário incluir, de alguma forma, um modelo de mercado que ajude a empresa/entidade reguladora a tomar as decisões. Para isso, a idéia central deste capítulo é apresentar as definições da teoria microeconômica que são relevantes para o desenvolvimento deste trabalho, destacando-se a revisão dos modelos de equilíbrio de mercado. Finalmente, para uma contextualização dessa revisão, apresentar-se-ão os trabalhos encontrados na literatura que estudam os modelos de equilíbrio aplicados a sistemas de energia elétrica que podem servir de base para solucionar esses problemas.

3.2 Mercado — Estruturas

Um sistema de economia de mercado, para a realização de suas funções, está baseado na livre interação entre a oferta e a demanda, ou seja, no livre jogo de mercado. Quando se fala de mercado, está se pensando simultaneamente no jogo da oferta e da demanda. A interação de ambas determina os preços, sendo esses os sinais que guiam a alocação de recursos. Desse modo, a única maneira que se tem para saber como maximizar as receitas e minimizar os custos é ler os sinais de preço que o mercado proporciona. É de fundamental importância, assim, compreender como se dá esse processo.

No mundo real, a leitura dos preços pode ser muito complicada, pois envolve não só o quanto se sabe acerca do mercado, mas também o quanto se pensa que se sabe (HEILBRONER & THUROW, 1983). Aqui, neste trabalho, busca-se simplificar a questão, partindo da premissa que se tem um perfeito conhecimento do funcionamento do mercado.

A principal caracterização da estrutura de um mercado está baseada no comportamento competitivo de todos os seus participantes, vendedores e compradores, e pode-se classificá-la de duas formas: estrutura puramente competitiva e não competitiva.

3.2.1 Estrutura de mercado puramente competitiva

No mercado puramente competitivo, todos os seus participantes comportam-se competitivamente, ou seja, compradores e vendedores tomam o preço como dado (“*price-takers*”), não tentam fixar o preço da mercadoria, eles não têm poder de mercado⁹. Na prática, a concorrência ocorre tanto pelo lado da demanda — quando cada comprador responde por uma parcela muito pequena da de-

manda do mercado, quanto pelo lado da oferta — quando cada vendedor responde por uma parcela muito pequena da oferta total de mercado. Além disso, a mercadoria negociada é homogênea.

Num mercado de concorrência pura, o consumidor determina a alocação dos bens em virtude de sua demanda e, também, desfruta de bens que são vendidos ao menor preço possível e produzidos na maior quantidade possível. Cada empresa está produzindo as mercadorias que os consumidores desejam, na maior quantidade e ao menor custo possíveis. Assim, o princípio básico desse tipo de mercado é geralmente descrito como sendo a *soberania do consumidor* (HEILBRONER & THUROW, 1983).

É evidente, nesse tipo de estrutura, a hipótese de racionalidade implícita no comportamento competitivo. Os agentes reconhecem que suas decisões de produção e consumo não afetam o preço porque representam uma parcela muito pequena em relação ao tamanho do mercado, logo é ótimo para todos tomar esse preço como dado, sendo ele oriundo das condições de equilíbrio entre as curvas de oferta e de demanda do sistema.

Na prática, mercados puramente competitivos são raros. Assim, o mais importante desta análise é servir como referencial teórico para possíveis comparações com outros tipos de mercado, que realmente apresentam-se em diversas áreas da economia. Com propósito de exemplificação, apresentam-se alguns mercados agrícolas, como o de hortigranjeiros.

3.2.2 Estrutura de mercado não competitiva

No mercado de estrutura não competitiva, todos (ou grande parte de) os seus participantes têm poder de mercado, compradores e vendedores reconhecem esse poder e, portanto, não se comportam competitivamente, dentro de uma racionalidade econômica. Na linguagem econômica, eles são os fixadores de preço de mercado (“*price-makers, price-settlers*”). O poder de mercado dos participantes pode ser de duas formas: quando o agente tem a capacidade de determinar o preço da venda, no caso do vendedor — conhecido como **poder de monopólio** e quando o agente tem a capacidade de determinar o preço de compra, no caso do comprador - conhecido como **poder de monopsonio**.

Em ambos os casos, entretanto, o poder de mercado do agente, está associado apenas à definição de um dos parâmetros: preço ou quantidade. O vendedor está restrito pela curva de demanda para a mercadoria que oferta e o comprador está restrito pela curva de oferta para a mercadoria que demanda. O grau de poder de monopólio de um vendedor depende da elasticidade-preço da curva de demanda para a mercadoria que oferta – quanto menor essa elasticidade, maior o seu poder de monopólio.

⁹ Poder de Mercado pode ser traduzido como a capacidade de uma empresa alterar o preço de seu produto por causa de uma competição inadequada ou falta de substitutos perfeitos para seus produtos. Esse conceito será abordado com mais profundidade no Anexo A.

Do mesmo modo, o grau de monopsônio de um comprador individual depende da elasticidade-preço da curva de oferta para a mercadoria que demanda – quanto menor essa elasticidade, maior o poder de monopsônio.

Num mercado de concorrência imperfeita, o consumidor perde muito de sua soberania. As empresas têm estratégias, inclusive a estratégia de influenciar a demanda dos consumidores. A produção não é maximizada, sendo reduzida àquelas quantidades que venham a resultar de preços superiores aos competitivos, que garantam maior lucratividade às empresas concorrentes do mercado.

No contexto de um mercado de energia elétrica, observa-se a oportunidade de exercício do Poder de Mercado por parte dos geradores quando esses, em função de sua concentração de capacidade no mercado, têm a habilidade de manipular preços e níveis de produção ofertados, de modo a aumentar seus lucros acima de níveis considerados normais. Tratando-se, mais especificamente, de mercados baseados em sistemas hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica, verifica-se, então, que nesses mercados os geradores hidrelétricos podem exercer seu Poder de Mercado pela manipulação das quantidades disponibilizadas para o mercado, quer seja pela redução de seus níveis de produção quer seja pelas indisponibilidades de algumas de suas unidades geradoras. Esse comportamento acarreta o despacho de unidades termelétricas, com custo operacional mais elevado, necessárias para o atendimento à demanda, o que, por sua vez, determina um preço spot bem mais elevado para a liquidação do mercado, conseqüentemente, elevando os lucros ($p \times q$) desses geradores.

3.3 Elasticidade da Oferta e da Demanda

Nos mercados reais os preços encontram-se, com freqüência, em movimento. Essas variações fazem emergir o conceito de elasticidade — representação do mercado em movimento. O termo elasticidade refere-se à sensibilidade de resposta, de compradores ou vendedores, às variações de preços.

A elasticidade-preço da demanda (E_d) mede o grau em que a quantidade demandada responde às variações de preço de mercado.

Algebricamente, representa-se a medida de elasticidade por:

$$\text{Medida da Elasticidade} = \frac{\Delta Q / Q}{\Delta P / P} = \left(\frac{P}{Q} \right) \left(\frac{\Delta Q}{\Delta P} \right) = E_d \quad (3.1)$$

Em que:

ΔQ - é a variação na quantidade demandada;

Q - é a quantidade demandada original;

ΔP - é a variação no preço;

P - é o preço original.

Nesse sentido, cabe afirmar que uma função de demanda é inelástica (rígida), de elasticidade unitária e elástica, quando uma variação percentual de preço produzir uma variação percentual da quantidade demandada menor, igual ou maior que a quantidade demandada original, respectivamente.

Nos casos mais comuns tem-se $(E_d) \leq 0$, ou seja, a demanda é reduzida quando o preço cresce (NICHOLSON, 1998 apud CORREIA & ANDRADE, 2001).

Assim, com respeito à magnitude da elasticidade, a demanda pode ser classificada de acordo com a Tabela 3.1, a seguir:

Tabela 3-1 - Classificação da Demanda em Função da Elasticidade

Elasticidade da demanda	Demanda
$E_d < -1$	elástica;
$E_d = -1$	elástica unitária;
$E_d > -1$	inelástica;
$E_d = 0$	perfeitamente inelástica.

A elasticidade da oferta mede a capacidade de reação dos produtores diante das alterações no preço e é medida como a variação percentual da quantidade oferecida em resposta à variação percentual de preço.

Os valores dependem da característica do processo produtivo e da necessidade ou não de empregar fatores específicos para a produção do bem e do prazo de tempo considerado.

Para um vendedor, faz realmente muita diferença o fato de ser elástica ou não a demanda com a qual ele se defronta. Se a demanda for elástica e ele reduzir o preço, obterá mais receita; se for inelástica e ele reduzir o preço, obterá menos receita.

Inversamente, uma empresa que eleva seu preço terá êxito se a demanda por seu produto for inelástica, dessa forma então as receitas, na realidade, aumentarão.

Contextualizando-se o conceito de elasticidade-preço da demanda para mercados de energia elétrica, observa-se que quando há uma resposta da demanda a variações de preço do mercado, os con-

sumidores sinalizam ao mercado o valor que estão dispostos a pagar pela energia elétrica. Entretanto, a parcela da demanda que possui esses atributos ainda é muito pequena, grande parte da demanda não tem condições e/ou incentivos, técnicos e/ou econômicas, de reagir à variação de preço. Na maioria das vezes, os consumidores estão enfrentando um preço fixo que não reflete a volatilidade do preço por atacado do mercado de curto prazo, o que conduz a uma fonte de ineficiência em mercados de energia elétrica.

3.4 Modelos de Equilíbrio de Mercado

3.4.1 O Equilíbrio de Mercado

Quando se coloca em contato produtores e consumidores com seus respectivos planos de produção e consumo, isto é, com suas respectivas curvas de oferta e demanda em um mercado particular, pode-se analisar como é realizada a interação de ambos os tipos de agentes. Observa-se como, em geral, um preço arbitrário não produz o fechamento (liquidação) do mercado e as interações não convergem para um ponto em que os planos de oferta e de demanda coincidam. Somente no ponto de corte de ambas as curvas dar-se-á esta coincidência e somente um preço poderá produzi-la. A esse preço denomina-se *preço de equilíbrio* e à quantidade oferecida e demandada, comprada e vendida a esse preço, *quantidade de equilíbrio*.

A **curva de demanda (D)** de um determinado bem, como expressão gráfica da demanda, mostra as quantidades do bem em questão que serão demandadas durante um período de tempo determinado a cada um dos possíveis preços. A **curva de oferta (O)** representa a quantidade oferecida em um mercado durante um período de tempo determinado — é a soma das quantidades oferecidas por cada empresa, sendo função do preço do mercado.

Para analisar a determinação do preço de equilíbrio de um mercado, desenham-se sobre um mesmo gráfico as curvas de oferta e de demanda, como ilustrado no diagrama da Figura 3.1 que representa um mercado de energia elétrica.

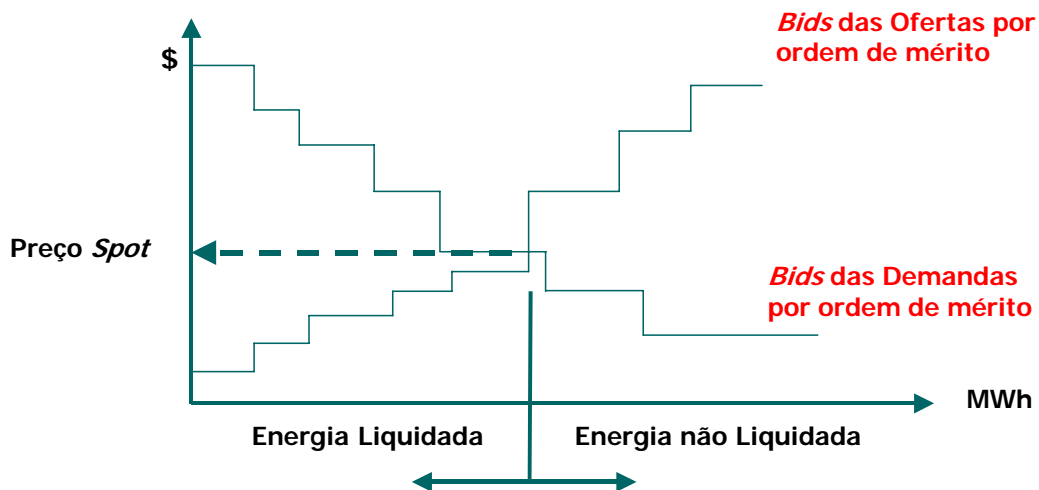


Figura 3.1 - Equilíbrio de um Mercado de Energia Elétrica – Curto Prazo

Pode-se ver assim como a interação da oferta e da demanda ocasiona o estabelecimento de um preço pelo qual tanto os ofertantes quanto os demandantes estão dispostos e capacitados a vender ou comprar a mesma quantidade de bens. Deve-se observar, no entanto, um aspecto importante em relação aos preços de equilíbrio — são eles que acarretam uma igualdade entre as *quantidades demandadas* e as *quantidades ofertadas*.

Em suma, conclui-se que o mecanismo de mercado funciona por meio das reações opostas que uma variação nos preços provoca nos compradores e vendedores. Por exemplo, a uma elevação dos preços corresponderá um aumento na disposição e capacidade dos vendedores de oferecerem bens, mas também uma diminuição na disposição e capacidade dos compradores de se apossarem de bens.

Em mercados liberalizados, com a introdução da competição no mercado, existe uma interdependência entre as decisões tomadas pelos agentes participantes, dado que seu resultado depende do conjunto de ofertas enviadas por todos eles. Por isso, pode-se considerar o mercado como um jogo em que os agentes participantes são os jogadores e cujas regras estão definidas pelo processo de interação/formação de preços.

O modelo de mercado é de interesse não só das empresas geradoras, como também das distribuidoras e da entidade reguladora quando esta tem que estipular/formular as regulamentações do mercado ou quando quer avaliar o impacto de suas medidas reguladoras.

Quando uma empresa atua em um mercado de competição perfeita sua estratégia é reduzir seus custos de produção, buscando com isso maximizar seus lucros em curto prazo. Entretanto, a introdução das imperfeições de mercado abre caminho para numerosas estratégias. Os problemas de es-

estratégia, presentes em mercado de competição imperfeita, podem ser tratados na Teoria dos Jogos (SINGH, 1999).

Desse modo, observa-se que, em mercados de concorrência imperfeita, os agentes econômicos podem interagir estrategicamente numa variedade de formas e várias delas têm sido estudadas utilizando-se o instrumento da Teoria dos Jogos. A teoria dos jogos é um arcabouço matemático que trata das estratégias usadas quando há “alguém” em conflito de interesses com outro “alguém”. Ela trata, simplesmente, de jogadores fazendo de tudo para maximizar as chances de um certo resultado. Lida com a análise geral de interação estratégica e usa a solidez da matemática para analisar e compreender o comportamento estratégico dos agentes num ambiente de mercado.

Ao estudar-se o comportamento do mercado de energia, com base na literatura específica da área, pode-se classificá-lo em função dos seguintes aspectos: o tipo de interações entre os participantes do mercado, o horizonte do período de estudo e os mecanismos de mercado a serem simulados.

Uma forma de modelar o comportamento dos participantes do mercado consiste em buscar alguma forma de equilíbrio entre as interações dos participantes que possam proporcionar um benefício social para todos os agentes envolvidos.

Nessa direção, a teoria microeconômica apresenta soluções gerais para modelar o comportamento dos agentes em um mercado que, na realidade, caracteriza-se como um ambiente de oligopólio, fundamentado em formular de maneira simultânea o problema de maximização dos benefícios de todos os participantes. A abordagem mais frequentemente encontrada na literatura representa modelos de equilíbrio competitivo não cooperativos. A solução dos jogos não cooperativos foi formulada por John Nash (1950). Essa solução, denominada equilíbrio de Nash, caracteriza-se quando nenhum dos participantes pode melhorar seu benefício ao modificar unilateralmente sua decisão, tendo fixas as decisões dos demais jogadores. O fato que nenhum jogador é incentivado a mudar sua estratégia constitui um equilíbrio, isso equivale considerar a solução como a mais provável quando as empresas atuam de forma racional.

Outra abordagem bastante interessante é que trata dos modelos baseados em simulações do mercado. Nesses modelos, também se buscam soluções correspondentes ao equilíbrio de mercado, mas para este caso não se trabalha explicitamente as condições de equilíbrio e sim se chega a ele pelo uso de regras heurísticas, normalmente por meio de procedimentos iterativos pelos quais se simula o comportamento estratégico de um conjunto de agentes participantes.

No que se refere à estrutura de funcionamento do mercado de energia elétrica, a maioria dos modelos apresentados pela literatura pressupõe que o processo de oferta é centralizado, sendo supervisionado por um Operador de Mercado o qual, em sintonia com o despacho de operação do sistema,

determina o despacho e a formação de preço do sistema, de modo tal a manter condições básicas de qualidade e segurança do mesmo.

Conjuntamente com os dois aspectos acima considerados, o horizonte de estudo, no qual eles se baseiam, tem uma importância fundamental na análise do comportamento do mercado, dado que o acoplamento temporal das decisões influi diretamente na estratégia das ofertas dos participantes e na conseqüente formação de preços do mercado. Essa consideração do período diferencia os modelos aplicados aos sistemas que estudam a oferta ótima para o próximo dia daqueles modelos que fazem um estudo temporal, assumindo que a oferta ótima imediata pode não vir a ser a melhor oferta em um determinado horizonte de tempo.

Constata-se que, na maioria dos países que já passaram pelo processo de desregulamentação do Setor Elétrico, geralmente, a operação do sistema elétrico, após a implantação desse processo, deixa de depender do tradicional esquema de minimização de custos e passa a ser definida em função das estratégias das empresas, cujo objetivo é a maximização de seus lucros. Nesse sentido, cada empresa, levando em consideração os aspectos supracitados, tentará maximizar seu próprio superávit (valor de mercado de seu produto menos o custo de operação) levando em conta um determinado risco, o comportamento dos demais competidores do mercado, assim como fatores externos (restrições na rede de transmissão, por exemplo) que poderão influenciar as condições de competição do mercado. Como um resultado da interação entre todos esses fatores, o comportamento do sistema elétrico pode ser caracterizado por um equilíbrio econômico de mercado.

O comportamento do mercado de energia elétrica, contudo, poderá se alterar significativamente em função de determinados fatores, como por exemplo, pode-se citar — o limite físico da capacidade dos circuitos que, por sua vez, pode levar a congestionamento em determinados pontos da rede — “gargalos” do sistema de transmissão. A presença dessas restrições pode permitir o exercício de poder de mercado por parte de alguns de seus participantes. Neste trabalho, como evidenciado no Capítulo 1, é de grande interesse o estudo do Poder de Mercado presente em mercados oligopolistas; utilizando-se, como ferramenta para a sua detecção, a avaliação do comportamento estratégico de empresas geradoras em um mercado de energia elétrica. Esse assunto será detalhado no Capítulo 4.

3.5 Modelos Clássicos de Equilíbrio de Mercado – Teoria Microeconômica

Na teoria microeconômica são encontrados vários modelos de oligopólios que já foram estudados em profundidade e também aqueles de que se conhece a solução teórica de equilíbrio. Entretanto, a aplicação desses modelos ao setor elétrico não é uma tarefa muito simples e imediata devido às ca-

racterísticas peculiares da energia elétrica: funções de custo não convexas e descontínuas, acoplamentos temporais, gargalos de transmissão e não armazenamento na forma de energia elétrica.

Outro fator muito importante a ser considerado é que o mercado de energia elétrica tem determinadas particularidades que o diferenciam de outros tipos e que podem permitir o exercício do poder de mercado por parte de alguns de seus participantes, principalmente em sistemas com forte predominância hidráulica.

A aplicação da teoria dos jogos no setor elétrico é uma linha de investigação recente (SINGH, 1999a) e os objetivos de seu uso podem ser diversos, como os propostos neste trabalho — a análise do comportamento estratégico dos agentes em ambiente de mercado de energia elétrica, que tanto pode ser utilizada pelas empresas participantes para tomarem suas decisões estratégicas, quanto servir de ferramenta a ser usada por uma entidade reguladora no processo de definição de regras para evitar que algum participante exerça seu poder de mercado.

Antes de apresentar os principais trabalhos da literatura que estudam o comportamento estratégico dos agentes para diferentes modelos de equilíbrio de mercado aplicados a distintos sistemas de energia elétrica, são introduzidos os conceitos gerais dos tipos de estruturas de mercado não competitivas, especificamente aquelas que evidenciam o poder de mercado pelo lado da oferta: *monopólio* e *oligopólio*. A abrangência deste trabalho será focada nos mercados oligopolistas, por se tratar de uma estrutura que retrata a prática do mercado de energia elétrica. Além disso, far-se-á uma revisão dos principais tipos de equilíbrio de mercado: Equilíbrio de Nash, Equilíbrio de Cournot, Equilíbrio de Bertrand e Equilíbrio de Stackelberg no contexto da teoria dos jogos.

3.5.1 Monopólio

O monopólio caracteriza-se como uma estrutura de mercado não competitiva, em que há apenas uma empresa — apenas um vendedor e o poder de mercado encontra-se no lado da oferta. Uma empresa monopolista reconhece a sua influência sobre o preço de mercado e escolhe o nível de preço e de quantidade que maximiza os seus lucros totais. Como os monopólios são empresas que atendem a toda a demanda de um mercado, a curva de demanda que o monopolista enfrenta é a própria curva de demanda do mercado e isso limita seu grau de liberdade e o comportamento da demanda dos consumidores restringirá sua escolha de preço e quantidade.

A decisão de produção de uma empresa monopolista é decorrente do problema de maximização de seus lucros (benefícios), ou seja, aquela que maximiza a diferença entre a sua função receita $R(q)$, dada pelo produto entre o preço p e quantidade produzida q , e a função custo de produção $C(q)$, conforme apresentado nas equações (3.2) e (3.3):

$$\begin{aligned} & \underset{p,q}{\text{Max}} \pi(q), \pi(q) = R(q) - C(q) \\ & \text{s.a.} \\ & q \geq 0 \end{aligned} \tag{3.2}$$

$$\begin{aligned} & \underset{p,q}{\text{Max}} R(q) - C(q) \\ & \text{s.a.} \\ & q \geq 0 \end{aligned} \tag{3.3}$$

A condição de otimalidade para esse problema é direta — na escolha ótima (q^*) — e os lucros são maximizados para o nível de produção, em que:

$$\pi'(q) = \frac{\partial \pi(q)}{\partial q} = \frac{\partial R(q)}{\partial q} - \frac{\partial C(q)}{\partial q} = 0 \tag{3.4}$$

ou seja:

$$\frac{\partial R(q)}{\partial q} = \frac{\partial C(q)}{\partial q} \Rightarrow RMg = CMg \tag{3.5}$$

A Equação (3.5) denomina-se *princípio de otimização* e indica que para maximizar os benefícios de uma empresa monopolista seleciona-se o nível de produção em que a receita marginal (RMg) iguale-se ao custo marginal (CMg), conforme ilustrado na Figura 3.2.

Dado que o princípio de otimização é uma condição necessária, para que seja suficiente também se deve cumprir a condição apresentada na Equação (3.6):

$$\pi''(q) = \frac{\partial^2 \pi(q)}{\partial q^2} = \frac{\partial RMg(q)}{\partial q} - \frac{\partial CMg(q)}{\partial q} < 0 \tag{3.6}$$

A Equação (3.6) significa que os benefícios marginais devem ser decrescentes no ponto ótimo (PINDYCK & RUBINFELD, 2002).

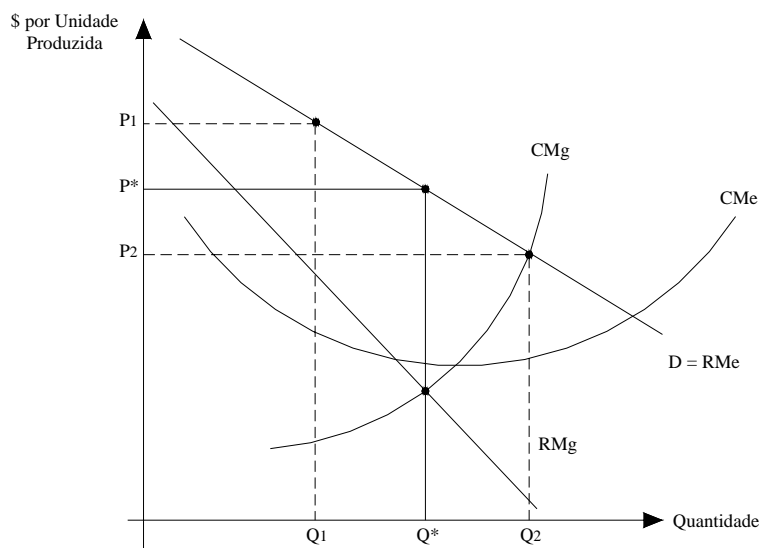


Figura 3.2 - Equilíbrio de um Mercado – Monopólio

Na Figura 3.2 as identificações das curvas apresentadas são:

- CMg - curva de custo marginal;
- CMe - curva de custo médio;
- RMg - curva de receita marginal;
- RMe - curva de receita média;
- D - curva de demanda.

3.5.2 Oligopólio

O oligopólio caracteriza-se como uma estrutura de mercado não competitiva em que frequentemente há um número grande de competidores no mercado, mas não tantos para considerarem cada um deles como tendo um efeito desprezível sobre o preço. Considera-se o oligopólio como uma situação intermediária entre a competição perfeita e o monopólio. Trata-se de um mercado no qual não há uma única empresa – monopólio, nem muitas atomizadas – competição perfeita, mas poucas que competem estrategicamente entre si, sendo que cada uma delas é capaz de influenciar no preço de mercado com suas próprias atividades.

O caso extremo de oligopólio é aquele no qual existem dois produtores — *duopólio*, em que uma empresa tem capacidade de influenciar sobre as decisões de suas concorrentes com suas próprias ações e de ser influenciada pelas decisões de suas concorrentes.

Não é tão fácil determinar o equilíbrio em oligopólios, como no caso dos monopólios, pois neste há que se levar em conta a existência de outros competidores em condições de arrebatar uma parte do mercado. Para exemplificar essa dificuldade, considere-se o seguinte caso de duopólio conforme ilustrado na Figura 3.3.

Supõe-se que haja duas empresas que enfrentam a curva de demanda de um bem homogêneo q , e sejam q_1 e q_2 as quantidades associadas às empresas 1 e 2, respectivamente. Seja $q = q_1 + q_2$ a quantidade agregada e $p = p(q_1, q_2)$ o preço de equilíbrio do mercado.

Supondo-se uma situação de equilíbrio — ponto A da Figura 3.3 e que a Empresa 1 decide aumentar sua produção (Δq_1) sem consultar nada à Empresa 2. Com mais unidades do produto no mercado, o preço diminui ($p' < p$) — ponto A' da Figura 3.3. Entretanto, o preço não baixa somente para a Empresa 1, que aumentou sua produção, mas também para a Empresa 2.

A Empresa 2, por sua vez, não poderá colocar a mesma quantidade q_2 ao mesmo preço p . Desse modo, a Empresa 2 tem várias possibilidades de reagir à alteração promovida pela Empresa 1:

- a) pode ajustar-se passivamente à alteração realizada pela Empresa 1, vendendo ao novo preço p' mais baixo. Dessa forma, diminui o seu preço e mantém a quantidade oferecida constante;
- b) pode diminuir sua quantidade produzida em Δq_1 e, assim, conseguir manter o preço p , embora colocando uma quantidade menor do produto no mercado;
- c) pode aumentar sua produção e assim fazer com que o preço diminua um pouco mais. Essa seria uma ação de represália e pressupõe que a Empresa 2 tenha capacidade ociosa.

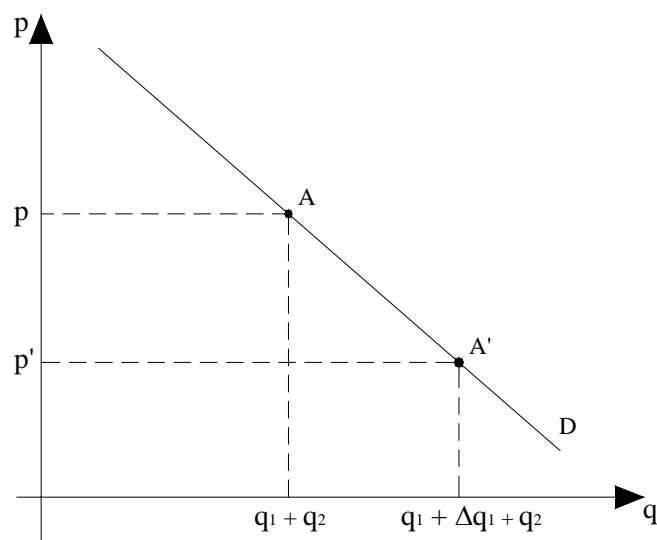


Figura 3.3 - Análise da Competição de um Oligopólio

Pode-se analisar, também, o que acontece com os lucros das empresas: como o preço depende das quantidades produzidas pelas duas empresas, o lucro de cada uma vai depender da produção de ambas. Assim:

$$\pi_1(q_1, q_2) = p(q_1, q_2) * q_1 - C_1(q_1) \quad (3.7)$$

$$\pi_2(q_1, q_2) = p(q_1, q_2) * q_2 - C_2(q_2) \quad (3.8)$$

Nas equações (3.7) e (3.8), $C_1(q_1)$ e $C_2(q_2)$ correspondem aos custos de produção das empresas 1 e 2, respectivamente.

Observa-se, desse modo, que os lucros das empresas estão interconectados e dependem da quantidade de produção da empresa e também da produção de seus concorrentes — o jogo de mercado atinge um ponto de equilíbrio de Nash¹⁰.

3.6 Ambiente Oligopolista – Modelos de Equilíbrio de Mercado

Existem vários modelos relevantes de equilíbrio de mercado, uma vez que há diferentes formas de uma empresa comportar-se em um ambiente oligopolístico. Por simplicidade de exposição, haverá a abordagem de casos de duas empresas, ou seja, de **duopólio**. Também, o estudo de casos será limitado àqueles em que cada empresa está produzindo um produto idêntico. Isso permite evitar problemas de diferenciação de produto, sendo o foco apenas nas interações estratégicas.

Quando se analisa um mercado duopolista e as duas empresas em análise estão produzindo um produto homogêneo, então existem quatro variáveis de interesse: o preço cobrado por cada empresa (p_1 e p_2) e as quantidades que cada empresa produz (q_1 e q_2).

3.6.1 Equilíbrio de Nash

Na formulação do equilíbrio de Nash (1950), o benefício de cada jogador será uma consequência de sua escolha e das estratégias dos demais participantes. Pode-se dizer que a estratégia determinada por cada jogador deve ser a melhor resposta às soluções dadas pelos outros jogadores, e nenhum deles tentará se desviar de sua própria estratégia. Esses jogos encontram-se dentro de uma classe denominada jogos estáticos, cuja função que determina o lucro de cada jogador é conhecida por todos os outros participantes, (LATORRE, 2002).

¹⁰ O equilíbrio de Nash é definido como o ponto para o qual converge o conjunto de decisões das empresas, tal que nenhuma empresa obtenha benefício maior desviando-se unilateralmente da decisão tomada.

O equilíbrio de Nash pode ser considerado como *homogêneo e não cooperativo*. *Homogêneo* no sentido de que todos os participantes têm acesso à mesma informação em relação às estratégias dos outros participantes, sendo sua própria estratégia escolhida, dependendo somente dessa informação. *Não cooperativo* porque a formulação não leva em consideração junção de estratégias por parte de alguns participantes em prejuízo dos outros — formação de Conluio¹¹.

Na linguagem da Teoria dos Jogos, o Equilíbrio de Nash pode ser expresso resumidamente por meio do seguinte exemplo — para um jogo com dois Jogadores (A e B), um par de estratégias (a^* , b^*) é dita ser um equilíbrio de Nash, ilustrado na Figura 3.4, sendo que:

$$a^* \text{ maximiza } \pi_A(a^*, b^*)$$

$$b^* \text{ maximiza } \pi_B(a^*, b^*)$$

Ou seja, (a^* , b^*) representam uma solução de equilíbrio, se a^* for uma estratégia ótima para o Jogador A enfrentar a estratégia b^* e se, simultaneamente, b^* for a estratégia ótima para o Jogador B enfrentar a estratégia a^* .

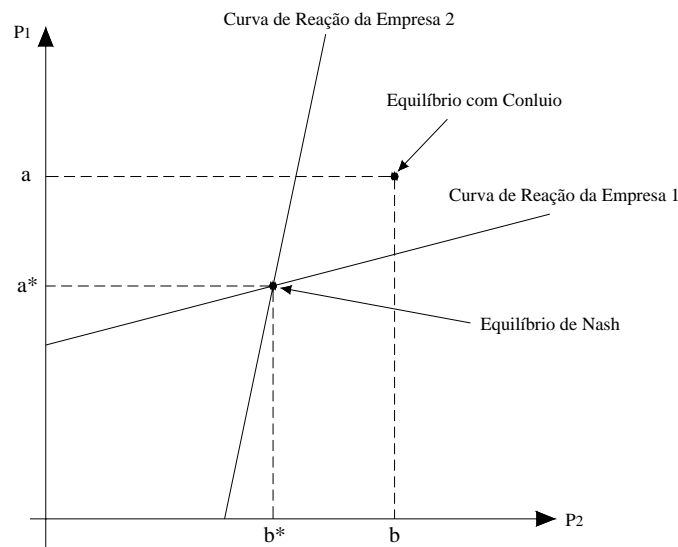


Figura 3.4 - Equilíbrio de Nash

11 Conluio pode ser definido como uma junção de empresas com o propósito de atuarem conjuntamente de forma a conseguirem maiores lucros — Cartel.

3.6.2 Modelo de Equilíbrio de Cournot

O modelo de Cournot é um jogo simultâneo e estático em que os jogadores são produtores de um determinado bem. Ele modela uma situação de equilíbrio cuja competitividade é representada por oferta de quantidades. Cada empresa estratégica escolhe sua quantidade de produção de energia de forma a maximizar seu lucro, assumindo como conhecidas as decisões das demais empresas. Os consumidores não participam ativamente no jogo, somente expressam de forma agregada sua curva de demanda que é absolutamente necessária, pois é com ela que se obtém o preço do mercado. A solução desse jogo é conhecida como — **equilíbrio de Nash_Cournot** — e se obtém resolvendo o problema de maximização simultânea do benefício de todos os jogadores.

O modelo de Cournot tem sido aplicado em vários trabalhos de pesquisa com o propósito de modelar o comportamento das empresas geradoras em um ambiente oligopolista. Em particular, adapta-se muito bem ao problema da gestão da água em um sistema hidrotérmico (em função da quantidade produzida). Em um sistema liberalizado, as empresas têm que decidir quando consumir a energia armazenada nos reservatórios, dado que a gestão hidráulica pode ser tomada como um problema de quantidades. Na Seção 3.7 descrevem-se alguns trabalhos nessa linha.

No modelo de Cournot, para o caso de um duopólio, cada uma das empresas maximiza seu benefício supondo que a quantidade produzida por seu concorrente permanece constante. Supõe-se que ambas as empresas decidem sobre quantidades, não sobre preços. Para exemplificar o equilíbrio de Cournot, considere-se um mercado duopolista sendo q_1 e q_2 as quantidades associadas às empresas 1 e 2, respectivamente.

Seja:

$q = q_1 + q_2$ - a quantidade agregada;

$p(q_1, q_2)$ - o preço de equilíbrio do mercado — é definido pela função inversa da demanda;

$C_1(q_1), C_2(q_2)$ - os custos de produção das empresas 1 e 2, respectivamente;

(\bar{q}_1, \bar{q}_2) - valores esperados de produção das empresas 1 e 2, respectivamente.

Desse modo, o lucro de cada empresa pode ser expresso por:

$$\pi_1(q_1, \bar{q}_2) = p(q_1, \bar{q}_2) * q_1 - C_1(q_1) \quad (3.9)$$

$$\pi_2(\bar{q}_1, q_2) = p(\bar{q}_1, q_2) * q_2 - C_2(q_2) \quad (3.10)$$

Das equações (3.9) e (3.10) pode-se observar que o lucro da Empresa 1 depende da quantidade ofertada pela Empresa 2. Dessa forma, a Empresa 1 deve ter uma previsão da quantidade produzida pela Empresa 2 — \bar{q}_2 , visando produzir uma quantidade q_1 que maximize seu lucro. Assim, o benefício de cada empresa depende da quantidade que ela mesma produz.

A condição de primeira ordem para maximização pode ser descrita por:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \pi_1(q_1, \bar{q}_2)}{\partial q_1} &= RMg(q_1, \bar{q}_2) - CMg(q_1) = 0 \\ \Rightarrow RMg(q_1, \bar{q}_2) &= CMg(q_1) \end{aligned} \tag{3.11}$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \pi_2(\bar{q}_1, q_2)}{\partial q_2} &= RMg(\bar{q}_1, q_2) - CMg(q_2) = 0 \\ \Rightarrow RMg(\bar{q}_1, q_2) &= CMg(q_2) \end{aligned} \tag{3.12}$$

A partir das equações (3.11) e (3.12) pode-se escrever uma relação funcional entre a quantidade esperada da Empresa 2 e a quantidade ótima da Empresa 1, como:

$$RMg(q_1, \bar{q}_2) = CMg(q_1) \Rightarrow q_1 = f_1(\bar{q}_2) \tag{3.13}$$

A Equação (3.13) é a função de reação da Empresa 1. De forma similar, podemos derivar a curva de reação da Empresa 2.

$$RMg(\bar{q}_1, q_2) = CMg(q_2) \Rightarrow q_2 = f_2(\bar{q}_1) \tag{3.14}$$

Funções de Reação

As equações (3.13) e (3.14) são conhecidas como as funções de reação que dizem como uma empresa deve responder às variações na produção da concorrente, de maneira a continuar cumprindo as condições de primeira ordem de maximização de benefícios. Dessa forma, chega-se a uma solução estável de equilíbrio — as escolhas ótimas das empresas 1 e 2 (q_1^* e q_2^*) satisfazem : $q_1^* = f_1(q_2^*)$, $q_2^* = f_2(q_1^*)$. Isso pode ser observado na ilustração da Figura 3.5. Tal combinação de níveis de produção é conhecida como equilíbrio de Cournot.

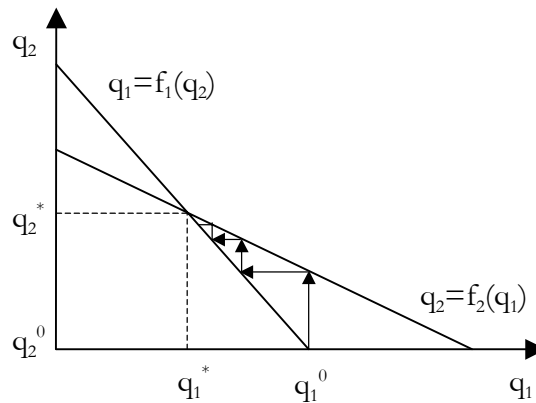


Figura 3.5 - Funções de Reação – Equilíbrio de Cournot

3.6.3 Modelo de Equilíbrio de Bertrand

O modelo de equilíbrio de Bertrand é considerado de competição mais intensa, no qual as ofertas por parte das grandes empresas são baseadas em preços, em vez de quantidades de produção e as ofertas dos demais participantes são assumidamente conhecidas pelos demais competidores. Nesse modelo, a noção de equilíbrio considerada, também, é representada por um modelo de equilíbrio de Nash.

Para exemplificar o equilíbrio de Bertrand, considere-se um mercado duopolista, em que as empresas vendem o mesmo produto. Adicionalmente, suponha-se que os consumidores são indiferentes entre comprar da Empresa 1 ou da Empresa 2.

Considerando-se que cada empresa deve escolher o preço para o qual está disposta a vender seu produto, é fácil concluir que a empresa com menor preço capturará uma fatia maior do mercado. Quando ambas tiverem o mesmo preço — repartirão igualmente o mercado.

Se $d(p)$ representa a demanda do mercado, o lucro da Empresa 1 pode ser representado por:

$$\pi_1(p_1, p_2) = \begin{cases} p_1 * d(p_1) & \text{se } p_1 < p_2 \\ (p_1 * d(p_1))/2 & \text{se } p_1 = p_2 \\ 0 & \text{se } p_1 > p_2 \end{cases} \quad (3.15)$$

Cada jogador, contudo, tem um incentivo para reduzir um pouco o seu preço e, com isso, capturar uma fatia maior do mercado — como pode ser observado a partir da análise feita a seguir.

Parte-se de um ponto em que as duas empresas vendem pelo mesmo preço p_0 , e a Empresa 1 decide deslocar a Empresa 2 do mercado. Para isso, o preço baixa a p_1 tal que: $p_1 < p_0$. Nesse caso, a Empresa 2 terá uma estratégia dominada, vai ter que baixar o preço, mas também pode baixar ainda mais o preço, como forma de represália; assim, terá p_2 tal que $p_2 < p_1$. Dessa forma, dar-se-á a estratégia dominada ao contrário, ou seja, agora a Empresa 1 terá que baixar o preço. Essa “guerra” de preços chegará ao seu fim quando o preço se igualar ao custo marginal.

3.6.4 Modelo de Equilíbrio de Stackelberg

O modelo de Stackelberg (1934) é uma espécie de jogo dinâmico, no qual todos os agentes ofertam quantidades, como o modelo de Cournot. Entretanto, enquanto no modelo de Cournot os agentes tomam decisões simultaneamente, neste existe uma hierarquia entre as decisões: um primeiro jogador — denominado “líder” que tenha poder para tanto e possua liderança no mercado — inicia o jogo fazendo sua oferta assim também os demais jogadores, seguindo suas hierarquias, efetuam as suas ofertas, sendo que cada agente faz sua oferta com pleno conhecimento das ofertas efetuadas pelos anteriores. Conseqüentemente, a decisão de um agente pode influenciar as decisões e objetivos dos demais.

Além disso, no modelo de Stackelberg, a quantidade ótima ofertada pelo líder (de forma a maximizar seu lucro) tende a ser maior que a quantidade ótima ofertada por esse mesmo agente no modelo de Cournot.

Simulando-se esse modelo, pode-se supor, por exemplo, duas empresas. A Empresa 1 é líder, joga primeiro e toma as decisões antes que a Empresa 2 — seguidora; a Empresa 2 sempre espera que a Empresa 1 tome suas decisões e a partir delas, toma as suas.

Fazendo-se uma análise da Empresa 2 — a seguidora, sabe-se que ela tem informação sobre o mercado e sobre as decisões que tomou a Empresa 1, conforme pode-se verificar nas equações que seguem:

$$\pi_2(\bar{q}_1, q_2) = R(\bar{q}_1, q_2) - C_2(q_2) \quad (3.16)$$

$$\frac{\partial \pi_2(\bar{q}_1, q_2)}{\partial q_2} = RMg(\bar{q}_1, q_2) - CMg(q_2) = 0 \quad (3.17)$$

$$RMg(\bar{q}_1, q_2) = CMg(q_2) \quad (3.18)$$

$$q_2 = g(\overline{q_1}) \quad (3.19)$$

Da Equação (3.19) observa-se que sempre uma empresa seguidora está sobre sua função de reação, já que sempre atua passivamente.

Fazendo-se uma análise da Empresa 1 — a líder, sabe-se que ela sempre tem que levar em conta para determinar a sua produção a reação das seguidoras, conforme pode-se verificar nas equações que seguem:

$$\pi_1[q_1, g(q_1)] = R[q_1, g(q_1)] - C_1(q_1) \quad (3.20)$$

$$\frac{\partial \pi_1[q_1, g(q_1)]}{\partial q_1} = RMg[q_1, g(q_1)] - CMg(q_1) = 0 \quad (3.21)$$

$$RMg[q_1, g(q_1)] = CMg(q_1) \quad (3.22)$$

Soluções:

Se a empresa líder quiser ser líder e a seguidora quiser ser seguidora, chega-se ao equilíbrio segundo o modelo de Stackelberg. Entretanto, se as duas empresas quiserem ser seguidoras, a solução é o modelo de Cournot.

Se as duas empresas quiserem ser líderes, porque dessa forma obterão maiores benefícios; então, elas poderiam se associar e funcionar como se fossem um monopólio, repartindo-se os benefícios maximizados como monopolistas entre elas (modelo de Colusão).

3.7 Modelos de Equilíbrio de Mercado Aplicado a Sistemas de Energia Elétrica

O foco principal do paradigma da reestruturação do setor elétrico, busca em sua essência uma maior eficiência para a indústria, cujo resultado pode ser revertido em benefício para a sociedade na forma de modicidade tarifária. Inúmeras questões, entretanto, têm sido levantadas sobre os efeitos dos processos de reestruturação dos sistemas elétricos. Dentre elas merecem destaque: O que acontecerá com os preços da energia? Como o mercado de energia será afetado? O que acontecerá com as pequenas empresas? As peculiaridades do setor elétrico oferecem oportunidades para o exercício do Poder de Mercado que são ausentes em outros mercados de *commodities*? A grande questão, nesse contexto é: Como as estruturas afetam as respostas a essas questões?

A literatura sobre organização industrial é rica em exemplos teóricos e empíricos que mostram as peculiaridades dos mercados como grande diferencial no Poder de Mercado. Em mercados de energia, considerações relevantes incluem (SINGH, 1999a):

- características físicas do sistema (gargalos de transmissão e sua localização em relação à capacidade de geração e demanda);
- estrutura de leilão (tais como a forma da oferta, as regras particulares ou a seqüência de leilões);
- a formação dos preços da transmissão;
- estrutura do mercado de futuros;
- processo de programação da geração;
- o grau de verticalização das empresas;
- medidas para a mitigação do Poder de Mercado.

Existem, ainda, vários artigos na literatura que buscam respostas para as questões supracitadas. Far-se-á, na seqüência deste capítulo, uma análise daqueles que se julga serem apropriados para o desenvolvimento dos estudos no escopo deste trabalho.

Em modelos competitivos, o tipo de interação pode ser caracterizado em termos da escolha da variável de competição — empresas que competem pela escolha do preço, ou pela escolha da quantidade a produzir. A forma mais intensa de competição resulta da competição de Bertrand (HOBBS, SCHULER, 1985; YOUNES, ILIC, 1997, apud SINGH, 1999a), em que cada empresa escolhe um único preço para cada gerador ou para cada área de atuação e acredita que as outras empresas não mudarão seus preços em resposta à sua decisão. Uma forma menos intensa de competição é a que resulta da competição de Cournot, pelo qual as empresas escolhem a quantidade a produzir e acreditam que os seus concorrentes não alterarão suas decisões em função da sua (BORENSTEIN, BUSHNELL, 1997; ANDERSON, BERGMAN, 1995; CARDELL et al., 1997; YUAN, SMEERS, 1998, apud SINGH, 1999a).

Entre os diversos artigos escritos nos últimos anos que tratam dos riscos de manipulação de mercado de energia elétrica, detectado pela utilização dos modelos de equilíbrio de mercado, destacam-se nesta revisão bibliográfica aqueles que buscam evidenciar, mais especificamente, o estudo do poder de mercado. Muitos dos trabalhos, a seguir apresentados, tratam principalmente dos processos de reestruturação do setor elétrico da Inglaterra (1990) e do mercado de energia da Califórnia (1997), que serviram de exemplo para maioria dos outros países que estão passando por uma reformulação das políticas de seus mercados de energia.

Um dos primeiros trabalhos a tratar desse assunto é o de Green e Newberry (1992) que demonstra preocupação com o risco de manipulação do mercado em sistemas reestruturados. Os autores simularam o comportamento do sistema inglês e demonstraram que com somente duas grandes empresas competidoras (Powergen e National Power), não há possibilidade do mercado inglês ser realmente competitivo. Os autores sugerem que para haver competição seria necessário dividir o sistema de geração inglês em cinco companhias com iguais capacidades de geração.

Borenstein e Bushnell (1997) fazem uma modelagem do mercado de eletricidade desregulamentado da Califórnia, simulando o comportamento do mercado californiano, supondo-se que somente as empresas de maior tamanho competem seguindo o modelo de Cournot, enquanto as menores são tomadoras de preço. A simulação baseada em dados históricos do sistema permitiu que eles concluíssem que a presença de restrições de transmissão entre o nordeste e o sudeste da Califórnia, favorece a manipulação de mercado pelos agentes hidrelétricos nos períodos de demanda elevada. A principal conclusão desse trabalho reside na argumentação dos autores de que um investimento em tecnologias que permita aumentar a elasticidade da demanda, em vez de diminuir a concentração do mercado dividindo as empresas existentes neste mercado, como sugerido por Green e Newberry (1992), pode ser benéfico para reduzir/inibir práticas anticompetitivas das grandes empresas.

Wolfram (1999) fez uma investigação empírica dos preços do mercado spot inglês para determinar se eles divergem dos custos marginais e concluiu que eles são menores do que se esperaria da análise realizada por Green e Newberry (1992). A autora atribui esse comportamento, principalmente, à ameaça de entrada de novos agentes geradores ao mercado, o que aumentaria a competição e haveria uma tendência de redução dos preços da energia.

Em outro trabalho apresentado por Bushnell (1998), é proposto um modelo para analisar o mercado regional do noroeste da Califórnia introduzindo-se melhorias em relação ao estudo anterior (BORENSTEIN & BUSHNELL, 1997). Nesse trabalho, modela-se o sistema como um modelo multiperíodo, em que se consideram as repercussões futuras das decisões tomadas em cada etapa do horizonte de análise. Para isso, o equilíbrio de mercado é encontrado buscando-se analiticamente os valores das variáveis duais que satisfaçam as condições de equilíbrio de Cournot. Devido a essa análise multiperíodo para se conseguir uma solução analítica, faz-se necessário incluir, no modelo, algumas simplificações: não se considera a estocasticidade, não se incluem os custos de acoplamento, a demanda modela-se linearmente em função do preço, os custos marginais térmicos também são considerados lineares, não se consideram as perdas no transporte nem no congestionamento, entre outras.

Ventosa et al. (1999) propõe em seu trabalho um novo enfoque para simular o comportamento de um mercado elétrico oligopolista. Supõe no seu trabalho que as empresas competem em quanti-

dades, portanto usa, também, o modelo de Cournot. Entretanto, este trabalho, em vez de utilizar um procedimento iterativo, buscou o equilíbrio de forma direta, resolvendo-se um único problema de otimização com a utilização da programação linear inteira-mista. Para isso, partiu de um modelo tradicional de minimização de custo sujeito a um conjunto de restrições denominadas Restrições de Equilíbrio que definem a receita marginal de cada empresa como uma aproximação de seu custo marginal. Hipoteticamente, a curva de demanda tem uma tendência linear com o preço do mercado. Para, contudo, evitar não linearidades na função objetivo, a curva de demanda é modelada como uma função degrau, em que cada degrau representa uma oferta fictícia de demanda. Uma vantagem em relação aos outros trabalhos que utilizam a mesma modelagem do problema é que os geradores são modelados em detalhes. Em particular, são considerados os acoplamentos dos grupos térmicos. Por essa razão, a função de custo marginal de cada empresa é representada como uma função degrau crescente que depende dos grupos térmicos acoplados em cada instante. Com relação às máquinas hidráulicas, levou em consideração as restrições de acoplamento temporal dos reservatórios.

Em Scott & Read (1996) descreve-se um modelo de médio prazo que simula a gestão de água em um mercado duopolista para um horizonte anual. O objetivo desse modelo é analisar quais os efeitos dos contratos e das estruturas das empresas, na eficiência do mercado atacadista de energia. Supõe-se que uma das empresas controla todos os recursos hidráulicos com capacidade de armazenamento, dado que esta era a situação em que se encontrava o mercado elétrico da Nova Zelândia. Para o desenvolvimento do modelo, parte-se de um modelo tradicional de gestão hidráulica baseado em técnicas de programação dinâmica dual e Teoria de jogos (equilíbrio de Cournot). O procedimento recursivo é igual ao utilizado em programação dinâmica convencional, sendo que, neste caso, os valores das variáveis duais são tomados como os valores marginais da água, em vez dos valores das variáveis primais, que agora são tomadas como os valores de geração. A curva de demanda é modelada linearmente com elasticidade constante. Uma contribuição importante deste trabalho é a proposição de uma solução para o cálculo das curvas de valores da água. Neste estudo, essas curvas são unidimensionais dado que somente uma das empresas possui recursos hidráulicos. Entretanto, para se modelar mais de uma empresa com recursos hidráulicos, o enfoque proposto não é adequado devido à dificuldade de se calcularem numericamente essas curvas quando elas são multidimensionais. Ressalta-se, entretanto, que nesse trabalho o enfoque do problema tratado é determinístico.

Destaca-se, a seguir, neste estudo bibliográfico, alguns trabalhos que tratam da aplicação dos modelos de equilíbrio para sistemas hidrotérmicos e, particularmente, para o sistema hidrotérmico brasileiro. Os trabalhos de Kelman (1999), Barroso (2000), Kelman et al. (2001), e Latorre (2002) fazem uma avaliação do comportamento estratégico dos agentes de mercado no sistema elétrico brasileiro, evidenciando, cada autor em trabalho específico, as características peculiares do sistema de geração brasileiro. Eles ressaltam a forte predominância hidrelétrica como um fator de grande complexidade na

formulação do problema de equilíbrio do mercado de energia. É importante evidenciar que nestes trabalhos as usinas termelétricas não são individualizadas.

Kelman (1999) estuda o comportamento estratégico dos agentes de mercado para sistemas hidrotérmicos de forma geral. O autor modelou o equilíbrio competitivo de Bertrand, um equilíbrio baseado em ofertas de preços, aplicado a sistemas térmicos e analisou o problema de manipulação de preços por parte de seus participantes. Barroso (2000) analisa o comportamento estratégico por parte das companhias geradoras em um ambiente competitivo. O autor faz uma análise do poder de mercado em sistemas hidrotérmicos, baseado em um modelo de equilíbrio oligopolista de Cournot. Ele, também, propõe alguns mecanismos para a mitigação do poder de mercado, como níveis mínimos de contratação, os quais são apresentados como uma possibilidade que permite contornar a manipulação de mercado pelos participantes.

Latorre (2002) propõe a análise do comportamento dos agentes estratégicos, representados por grandes empresas, por meio da resolução do problema de equilíbrio de Stackelberg aplicado ao modelo não-linear de representação da operação em regime permanente de sistemas de potência. Destaca-se, no trabalho dessa autora, que a formulação do problema de equilíbrio de Stackelberg é tratada como um problema de programação matemática de dois níveis. A autora comparou os resultados obtidos com a aplicação dessa metodologia a um modelo baseado em minimização de custos, permitindo, dessa forma, simular o comportamento de grandes empresas dentro de um ambiente competitivo, evidenciando algumas conclusões obtidas da análise do poder de mercado no modelo de equilíbrio de Stackelberg.

Lino (2000), com base nos trabalhos de Kelman (1999) e de Barroso (2000), discute a operação descentralizada de sistemas hidrotérmicos, baseada em ofertas. Em particular, a autora formula a maximização de renda para usinas hidrelétricas *price takers*, isto é, usinas que não possuem poder de afetar o preço spot do sistema por meio de suas ofertas de energia. Mostra, ainda, que a operação desses agentes, quando isolados no sistema, assemelha-se à sua operação de mínimo custo. Utilizando a técnica de programação dinâmica estocástica amostral para simular a operação descentralizada, compara os resultados obtidos dessa simulação com os obtidos de um despacho de mínimo custo.

3.8 Conclusão

Este capítulo abordou, de forma resumida, os conceitos e definições da teoria microeconômica, os quais pareceram pertinentes ao desenvolvimento do presente estudo.

Foram analisadas mais especificamente as estruturas de mercado de competição imperfeita, as quais são mais apropriadas para o estudo de um mercado de energia elétrica. Além disso, fez-se um re-

sumo dos modelos de equilíbrio de mercado que podem ser (ou são) aplicados ao setor de energia elétrica.

Por último, relataram-se os trabalhos da literatura que tratam da aplicação desses modelos de equilíbrio de mercado a sistemas de energia elétrica já reestruturados — com novo enfoque de mercado — dando atenção especial àqueles que tratam da manipulação dos mercados por agentes estratégicos.

Nesses trabalhos apresentados, verifica-se que a maioria deles analisa e simula o comportamento estratégico das empresas no mercado por meio de um jogo não-cooperativo, tanto no modelo de equilíbrio de Cournot ou de Bertrand. Isso é feito por meio de um jogo entre as empresas concorrentes, geralmente em um ambiente duopolista e pela simplificação de modelagem. O modelo de equilíbrio de mercado mais utilizado é o de Cournot, pelo qual as empresas estratégicas competem por ofertas de quantidades de energia produzida.

O jogo de mercado, conforme esses trabalhos, pode ser resumido da seguinte forma: uma empresa estratégica escolhe a sua quantidade a produzir (ou o seu preço) de forma a maximizar o seu lucro (receita menos custo), tomando como conhecidas as decisões das demais empresas. O processo é repetido para cada empresa, que toma sua decisão com base nas decisões mais recentes das outras empresas, até que se encontre uma situação de equilíbrio de Nash, pela qual nenhuma empresa consegue aumentar unilateralmente seus lucros dadas as quantidades ofertadas pelas demais.

É oportuno mencionar que o desenvolvimento deste trabalho, baseado nos estudos de Modelos de Equilíbrio de Mercado e na Teoria dos Jogos, não se enquadra especificamente em nenhum dos modelos clássicos de equilíbrio de mercado apresentados e discutidos neste capítulo. Essa constatação está relacionada às particularidades e características do sistema foco de análise desse estudo — Sistemas Hidrotérmicos com Predominância de Geração Hidrelétrica, bem como às considerações e simplificações adotadas no seu desenvolvimento. Buscou-se, entretanto, o desenvolvimento de um modelo que permitisse atingir o objetivo principal do trabalho que é a formalização de uma modelagem para a identificação do Poder de Mercado dos geradores hidrelétricos em sistemas hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica.



Capítulo

4

*Modelagem do Mercado
de Curto Prazo em Sis-
temas Hidrotérmicos*

4.1 Introdução

O enfoque principal deste capítulo é modelar o mercado de curto prazo de sistemas hidrotérmicos, baseados nos conceitos apresentados no Capítulo 3 sobre os modelos de equilíbrio de mercado e na representação adequada do comportamento estratégico dos competidores. A elaboração de estratégias é um processo repetido periodicamente (diário/semanal/mensal), em que são considerados os resultados (informações disponibilizadas pelo mercado) do período anterior e o esperado para o período seguinte. Entretanto, para uma análise mais próxima da realidade, as ações dos agentes dependem também do histórico (ocorrido) em períodos anteriores, bem como das expectativas do que pode vir a ocorrer em um horizonte de mais longo prazo.

Todos esses aspectos devem ser considerados pelos agentes na formulação de suas estratégias, o que, na realidade, pode tornar o espaço de possíveis estratégias muito amplo ao longo do horizonte de análise/estudo.

Desse modo, neste capítulo apresenta-se o problema de otimização que um agente estratégico¹² precisa resolver, considerando os aspectos citados anteriormente, no processo de elaboração de suas estratégias de participação no mercado. Nessas estratégias devem-se incluir as incertezas associadas à previsão de sua demanda residual¹³ e à previsão de afluências para o período de análise considerado, bem como atender às restrições técnicas de suas unidades geradoras e às regras do mercado.

Mostrar-se-á, ainda, a análise do comportamento de agentes geradores em sistemas hidrotérmicos e como eles podem influenciar na formação de preços de curto prazo. Para isso, descrever-se-á como o mercado e despacho estão organizados, verificando-se como a estrutura do mercado e os demais parâmetros associados ao seu escopo estão estreitamente relacionados ao comportamento estratégico dos agentes *price makers*, os quais podem exercer poder de mercado.

4.2 – Modelagem do Mercado de Energia Elétrica

Como visto no Capítulo 3, em mercados com competição imperfeita existem maneiras que podem ser exploradas pelos agentes, ou seja, como eles podem conseguir/manipular as informações para construir as suas estratégias, de forma a maximizar sua receita no contexto de um mercado de energia elétrica.

Existem variadas formas de se organizar um mercado de energia elétrica. Desse modo, é necessário definir-se o escopo do ambiente, as hipóteses e simplificações que serão utilizadas neste trabalho, bem como outras definições e considerações necessárias ao seu desenvolvimento. Posteriormente, apresentar-se-á o enfoque proposto para realizar a modelagem e a forma de avaliação do comportamento estratégico dos agentes — Modelagem do problema de estabelecimento de estratégias de oferta ótima em mercados competitivos de energia elétrica.

Antes de se apresentar a modelagem proposta neste trabalho, é oportuno examinar alguns aspectos que são relevantes e que foram analisados na estruturação do nosso modelo de mercado e serviu de base para o seu desenvolvimento. É importante deixar claro que o modelo proposto, apresenta-

¹² Agente Estratégico – considerado como sendo os agentes hidrelétricos com potencial de exercer Poder de Mercado.

¹³ Demanda Residual pode ser definida como a demanda remanescente da demanda total do mercado, com que um determinado agente se depara, após serem descontadas as ofertas dos demais competidores do mercado. Neste trabalho supõe-se conhecida as ofertas dos demais concorrentes. Nos casos reais, de informação incompleta, pode-se utilizar simulação do mercado ou modelos de previsão para uma estimativa das ofertas dos concorrentes.

do na Seção 4.3, está configurado para a realidade de sistemas hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica, particularizado para as características do Sistema Elétrico Brasileiro — SEB.

4.2.1 Modelo de Formação de Preços

A elaboração de oferta em mercados reestruturados pode ser analisada adotando-se dois modelos de mercados para a geração de energia elétrica:

1. o preço do mercado é determinado centralizadamente por um operador de despacho baseado em um modelo de minimização de custos — os geradores hidrelétricos ofertam suas disponibilidades (MWh) e os geradores termelétricos, disponibilidade e preço;
2. os agentes geradores têm liberdade para fazerem suas ofertas — por oferta entende-se um par [preço (\$/MWh) - quantidade (MWh)] — de forma a maximizarem suas receitas para um determinado período.

O problema de otimização desses modelos reside nas seguintes considerações:

- a) no item (1) o monitoramento de preço da energia gerada por um agente regulador pressupõe que se conheçam os reais custos de geração das usinas, dado que eles são dependentes de número muito grande de fatores, tais como: custo do combustível, estratégia de compra da empresa, custo de transporte, custo de partida das unidades termelétricas, custos operacionais — recursos humanos e de infra-estrutura, política de contratos de venda de energia da empresa, entre outros. Essas dificuldades praticamente inviabilizam sua determinação por meio de auditorias de seus cálculos — o que também não é uma tarefa muito simples, e, desse modo, pouco confiável;
- b) no item (2) a liberdade de oferta, baseada em um modelo de competição perfeita conduziria a preços que, naturalmente, refletissem os verdadeiros custos de geração, como resultado da competição do mercado. Assim, o modelo pautado na liberdade de oferta pode, em tese, convergir para o problema de maximização de receitas para o de minimização de custos. Entretanto, o que se verifica na prática são mercados de competição imperfeita, em que alguns agentes, devido a seu poder de concentração no mercado, podem manipular preços em seus próprios benefícios, levando os preços para patamares elevados, fora dos objetivos de racionalidade que se espera dos agentes em um equilíbrio de mercado. Desse modo, esse aspecto, dificulta o acompanhamento/controlado de preços da geração pelo agente regulador.

Diante dessas considerações, fica claro que a escolha entre um modelo ou outro depende da estrutura adotada para o setor. O que, na realidade, todos os mercados buscam, em primeira instância, é o aumento da oferta de energia — baseada na livre interação de mercado — que devido ao aumento da concorrência no setor conduzam a preços adequados à venda de energia elétrica — a níveis que retratem a realidade do mercado e garantam um produto que atenda aos padrões de qualidade e eficiência exigidos pela sociedade.

Observa-se, no entanto, pela análise estrutural/conjuntural dos mercados de eletricidade, disponível na literatura, analisados no Capítulo 3, que essa tendência mundial de desregulamentação dos mercados de eletricidade tem contribuído, em alguns exemplos (casos analisados), para um aumento na volatilidade dos preços da energia elétrica, devido a falhas na definição/implantação do modelo de estrutura de mercado adotada. Esse fato tem levado a indústria de energia elétrica a aprofundar os conhecimentos de como controlar/manejar os riscos do mercado (risco de preços e risco de quantidades) de maneira a otimizar o portfólio de investimentos na compra/venda de energia elétrica a longo prazo e os investimentos dos projetos de expansão/construção/modernização de capacidade instalada, impondo a racionalização na tomada de decisões neste novo ambiente.

Embora a nova organização da indústria de energia elétrica no Brasil estivesse fundamentada em uma estrutura de governança que funcionaria em torno de um mercado atacadista de energia (COOPERS & LYBRAND, 1997), cuja finalidade era determinar o preço de curto prazo, tornar dinâmica e flexível a relação de compra e venda entre os agentes e, por fim, sinalizar para os investimentos, o que se verificou na prática, entretanto, foi que o desenho do modelo do setor elétrico brasileiro exigiu um arcabouço institucional e regulatório extremamente complexo, e o período de implementação foi curto e incompleto, o que contribuiu para a crise energética dessa indústria, ocorrida em 2001. Desse modo, evidenciou-se a necessidade de reformular o modelo que ainda estava em processo de implementação.

Nesse sentido, houve uma tentativa de se implantar um mercado baseado em ofertas, como a proposta realizada pelo Comitê de Revitalização, apresentada nos relatórios de progresso (COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO, 2002a, 2002b, 2002c, 2002d), que propuseram uma nova formatação do modelo comercial baseado numa maior participação dos agentes do mercado e numa menor participação dos órgãos e controles regulamentados. Essa proposta, porém, não chegou a ser implementada devido às grandes dificuldades de governança e operacionalização do mercado vigente, decorrente das lacunas regulatórias existente no modelo setorial brasileiro.

Nesse contexto, este trabalho propõe um modelo de mercado baseado em ofertas por entender que a melhor forma para se buscar a eficiência e garantir a expansão do sistema está pautada na livre interação entre a oferta e demanda, e também, nos incentivos regulatórios que os fomentam. Desse

modo, verifica-se a necessidade de desenvolvimento de mecanismo/formulações que possam subsidiar os agentes a participarem do mercado, contribuindo para a definição da estratégia mais representativa de suas metas nas suas interações com o mercado, como por exemplo — subsidiar os agentes geradores a elaborarem suas ofertas ao mercado, bem como, fornecer parâmetros para o agente regulador avaliar o comportamento do mercado — na busca do equilíbrio de mercado — pautado na racionalidade dos agentes.

4.2.2 Caracterização do Tipo de Mercado em Função da Competição entre os Agentes Geradores

Um mercado pode ser classificado em função de sua estrutura que, por sua vez, está baseada no comportamento competitivo de seus participantes, conforme já definido na Seção 3.2. Três estruturas básicas podem ser consideradas quando estamos interessados no estudo de um mercado de compra e venda de energia elétrica:

- a) quando existe um único agente gerador tem-se uma situação de monopólio;
- b) quando o número de geradores é pequeno tem-se uma situação de oligopólio (no caso particular de dois agentes denomina-se duopólio);
- c) quando o número de geradores é grande e todos são considerados pequenos em relação ao tamanho do mercado, tem-se um mercado em competição perfeita. Nesse caso, nenhum agente pode ter influência no preço do mercado de forma individual. O preço é considerado uma variável exógena.

Embora a maioria dos economistas que estuda a organização industrial classifica o mercado em quatro categorias: monopólio, oligopólio, concorrência monopolista e competição perfeita; observa-se, na realidade, que em alguns casos não é tão simples como na teoria, enquadrar uma determinada estrutura de mercado em uma dessas categorias.

Neste estudo, observa-se que nenhuma dessas categorias consegue descrever apropriadamente o modelo de mercado que está sendo proposto nesta análise. No escopo desta proposta, um sistema hidrotérmico com predominância de geração hidrelétrica apresenta uma característica fundamental para sua classificação — ele é imperfeitamente competitivo.

Constata-se, na realidade, a partir da análise da literatura estudada, que em muitos países em que ocorreu a desregulamentação do setor elétrico configura-se, em seus mercados, uma situação de oligopólio e apenas em alguns verificam-se casos de duopólio.

Tendo essa constatação como referência, neste trabalho supor-se-á que o tipo de competição estabelecida entre os agentes geradores do mercado é do tipo oligopolista. Desse modo, na formulação do problema a ser utilizada no desenvolvimento deste estudo será considerado que decisões individuais do agente oligopolista podem ter repercussão nos resultados do mercado de energia analisado.

4.2.3 Agentes Participantes de um Mercado de Energia Elétrica

Em geral, o mercado de energia elétrica é composto por um conjunto de agentes vendedores, um conjunto de agentes compradores e um operador de mercado. Os agentes geradores podem ser de distintos tamanhos e possuir recursos de geração com diferentes tipos de tecnologias. Os agentes compradores representam a demanda de eletricidade dos consumidores finais e reúnem as empresas distribuidoras, comercializadoras e clientes livres. Normalmente, grande parte da demanda é inelástica.

Na realidade, o que se encontra na maioria dos mercados de eletricidade é que essencialmente a demanda do mercado não tem condições técnicas e comerciais de responder a preço, ou seja, a demanda tem um comportamento inelástico. Essa dificuldade está associada ao elevado custo que se teria para a demanda fazer um monitoramento dos preços e para a implementação de mecanismos que promovessem uma resposta imediata da demanda à variação do preço de curto prazo.

Não obstante, a componente elástica da demanda pode existir, o que, por sua vez, pode causar repercussão nos resultados do mercado. O aumento da resposta da demanda pode ter um impacto significativo na habilidade dos geradores de exercer o poder do mercado. A resposta da demanda deve finalmente vir dos consumidores de varejo.

Neste trabalho procura-se analisar e fornecer uma visão geral da importância da resposta da demanda em mercados da eletricidade com a possibilidade de aplicação da oferta de demanda no mercado de curto prazo. A implementação da oferta de demanda ao mercado foi realizada pela disposição da demanda (consumidores do mercado) em retirar-se do mercado quando os preços atingissem determinados valores — *Demand Side Bidding (DSB)*.

Por último, o operador de mercado (OM) é uma entidade independente responsável pelo funcionamento do mercado. Sua função principal é organizar o leilão de ofertas, todo o processo de compra e venda de energia elétrica, bem como a definição do preço do mercado de curto prazo — preço Spot.

Para o caso de sistemas hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica, como é o do Sistema Elétrico Brasileiro, que se configura como um sistema oligopolista, objeto de estudo deste trabalho, pode-se classificar os agentes de mercado em dois grupos: (i) os que têm poder de influenciar

na formação do preço do mercado — por meio de suas estratégias de maximização de suas receitas — chamados de agentes estratégicos (*price makers* – formadores de preço) e, (ii) os que não têm como interferir nas operações do mercado, principalmente em função de sua participação em relação à composição do mercado — chamados de agentes dependentes (*price takers* – tomadores de preço), conforme definição apresentada na Seção 3.2, do Capítulo 3.

Visto que os agentes *price takers* não possuem poder de mercado, ou seja, as suas decisões de produção ou consumo (ofertas) não são capazes de alterar o preço de equilíbrio do mercado, sua participação no mercado realiza-se sob o princípio de competição perfeita.

No Sistema Elétrico Brasileiro, os *price makers* correspondem aos grandes geradores hidrelétricos, em sua maioria estatais federais, que possuem poder de mercado¹⁴; e os *price takers* que correspondem aos geradores termelétricos e aos consumidores livres.

Como comentando anteriormente, o modelo adotado no desenvolvimento deste trabalho considera a existência de um único agente oligopolista no mercado — formador de preço, os demais agentes são considerados tomadores de preço (geradores termelétricos e consumidores). Essa consideração foi adotada visando à simplificação da modelagem do mercado proposto para o sistema em análise. Entretanto, é importante ressaltar que essas simplificações não comprometem o alcance dos objetivos projetados para esse estudo.

4.2.4 Mercado de Energia com Ofertas - Leilões

O mercado de energia elétrica é aberto periodicamente e geralmente cobre um determinado número de períodos. Na maioria dos países, o mercado é convocado diariamente para a negociação de compra e venda de energia elétrica para cada uma das horas do dia seguinte (*day-ahead market*). O mercado baseia-se em leilão fechado (*sealed-bid double auction*), no qual as ofertas seladas, que podem ser de venda e de compra (*bids/asks*), uma vez enviadas ao Operador de Mercado, não podem mais ser modificadas pelos participantes. Além disso, os participantes desconhecem as ofertas apresentadas pelos outros agentes concorrentes, dado que elas são apresentadas simultaneamente.

¹⁴ Poder de Mercado — Poder que as empresas oligopolistas podem evidenciar em função de seu comportamento estratégico nas interações do mercado. Pode ser traduzido como a capacidade de uma empresa alterar o preço de seu produto por causa de uma competição inadequada ou falta de substitutos perfeitos para seus produtos. O conceito de Poder de Mercado em sistemas hidrotérmicos é utilizado para descrever o comportamento de um agente hidrelétrico em ambiente de mercado, que altera as suas ofertas de energia, em relação às ofertas que faria em sistema sob competição perfeita, com o objetivo de alterar o preço spot e, assim, elevar seus lucros (BORENSTEIN, S. et al.; KELMAN, R., 1999 apud BARROSO, 2000). Esse conceito está abordado com mais profundidade no Anexo A, em que é feita uma revisão dos tipos de Poder de Mercado, da metodologia tradicional para identificá-lo (índices de concentração) e da utilizada para mensurá-lo (Índice de Lerner), bem como as principais técnicas para mitigá-lo.

O Operador de Mercado de posse dessas ofertas realiza o despacho e define o preço de equilíbrio do mercado por meio de um modelo de equilíbrio de mercado — preço marginal do sistema — preço Spot — para período de liquidação do mercado, determinando também, desse modo, quais as ofertas que serão aceitas ou rejeitadas. O preço Spot encontrado é utilizado para remunerar toda geração despachada para atender à demanda naquele determinado período.

Os resultados dos leilões — preço marginal do sistema e as ofertas aceitas — são publicados pelo Operador de Mercado imediatamente após o processo de contabilização do mercado, mas não necessariamente especificam a quem pertence cada oferta apresentada. Isso quer dizer que é suficiente, para uma realimentação do processo de leilões, que existam dados históricos sobre as curvas de ofertas agregadas de venda e de compra de todo o sistema. Isso permitirá que um agente gerador possa, a partir desses dados, eliminar suas próprias ofertas dessas curvas agregadas, filtrando assim o comportamento conjunto que tiveram os demais agentes do mercado.

O modelo de leilão implementado neste trabalho é um leilão simultâneo, de preço uniforme e valores privados¹⁵. Nesse modelo de leilão as ofertas aceitas pelo operador do mercado são remuneradas pelo preço da oferta marginal.

4.2.5 Modelo de Cruzamento de ofertas

No presente trabalho considerar-se-á que o modelo adotado pelo mercado é baseado em ofertas simples.

No modelo de ofertas simples o agente é responsável em internalizar em sua oferta todas as restrições técnicas operacionais de suas unidades. Além disso, deve também, no momento de sua oferta, internalizar em sua decisão toda a sua percepção de risco e repercussão de sua decisão ao longo de todo o horizonte de estudo.

No modelo de ofertas simples cada oferta é um par (p, q) , onde (p) é o preço [\$/MWh] e (q) a quantidade [MWh], conforme apresentado pelo conjunto da Equação (4.1):

$$\text{Ofertas Simples : } \{ (q_1, p_1), \dots, (q_i, p_i), \dots, (q_n, p_n) \} \quad (4.1)$$

Uma oferta de venda (*bid*) indica que a empresa está disposta a vender a quantidade ofertada (q) a um preço igual ou superior a (p) .

Os *bids* são ordenados em ordem crescente de preços, conforme a Equação (4.2):

$$p_1 \leq \dots \leq p_i \leq \dots \leq p_n \quad (4.2)$$

Uma oferta de compra (*ask*) indica que a empresa está disposta a comprar uma determinada quantidade de energia (*q*) a um preço igual ou inferior a (*p*).

Os *asks* são ordenados em ordem decrescente de preços, assim:

$$p_1 \geq \dots \geq p_i \geq \dots \geq p_n \quad (4.3)$$

No modelo de ofertas simples, o operador de mercado para realizar o processo de liquidação do mercado deve executar o cruzamento das ofertas em cada hora. Esse procedimento pode ser descrito como segue:

- 1) construção da curva agregada de venda — o conjunto de ofertas de venda recebido pelo operador permite construir a curva agregada de venda — as ofertas são ordenadas do menor ao maior preço, acumulando-se as quantidades ofertadas. Isso quer dizer, para cada preço (*p*), a quantidade total (*q_i*) que as empresas estariam dispostas a vender é a quantidade obtida pela soma das ofertas com um preço inferior ou igual a esse preço. Ou seja,

$$q_i = \sum_i \{q_i : p_i \leq p\} \quad (4.4)$$

- 2) construção da curva agregada de compra — o procedimento realizado é similar ao anterior, porém as ofertas de compra são ordenadas do maior para o menor preço.
- 3) determinação do ponto de intersecção das curvas agregadas de venda e de compra — o preço correspondente a este ponto de intersecção é o preço marginal do sistema para aquele período de liquidação do mercado.
- 4) definição das ofertas aceitas — as ofertas de venda aceitas são aquelas com preço inferior ao preço marginal e as ofertas de compra aceitas são aquelas com preços superiores. Para o caso em que as ofertas que têm preço igual ao marginal é necessário aplicar algum critério de partição.

Geralmente as ofertas simples são agrupadas em blocos de oferta constituindo a curva agregada de oferta de uma empresa. Quando esse tipo de oferta é aceito pelo operador de mercado diz-se que é uma oferta em portfólio.

¹⁵ A teoria dos leilões é utilizada para descrever a interação entre os agentes de um mercado de energia elétrica. Uma descrição mais detalhada dos tipos de leilão pode ser encontrada em (KLEMPERER, 1999).

Em sistemas hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica, os grandes geradores hidrelétricos possuem a capacidade de controle de seus reservatórios como um importante recurso para estrategicamente, dependendo das condições hidrológicas do sistema, fazer suas ofertas ao mercado, visando, com isso, elevar o preço de equilíbrio do mercado e, por conseguinte, maximizar seus lucros. Essa possibilidade de manipulação de preços foi verificada em outros países que passaram pela reformulação de seus sistemas elétricos, conforme analisado por BUSHNELL, 1999 apud LINO, 2000.

4.3 Sistema Hidrotérmico – Modelo de Equilíbrio de Mercado

Com base nos modelos clássicos de equilíbrio de mercado, apresentados na Seção 3.6, e na análise da revisão bibliográfica, analisada na Seção 3.7, que trata dos modelos de equilíbrio de mercado aplicados a sistemas de energia elétrica, pode-se observar que um dos modelos mais aplicados é o modelo de equilíbrio de Cournot — baseado na oferta de quantidades. Entretanto, verifica-se que o enfoque do modelo de equilíbrio de Cournot tem a desvantagem de não levar em consideração o fato de que as empresas não fixam uma única quantidade quando enviam suas ofertas ao mercado. Por isso uma análise baseada em funções de oferta¹⁶ (*supply functions*) pode capturar melhor a realidade do mercado.

No desenvolvimento deste estudo foi utilizada uma modelagem do mercado considerando-se um horizonte de longo prazo, apropriada para uma representação mais realista de mercados de energia elétrica de sistemas hidrotérmicos, dado que os agentes buscam construir suas estratégias baseadas numa expectativa futura de mais longo alcance que capture todo o comportamento dinâmico do mercado e faça uma predição “mais precisa” das incertezas associadas ao processo.

Nesses mercados, em que os geradores hidrelétricos têm influência decisiva sobre os preços — o que inviabiliza, desse modo, o uso de modelos de equilíbrio de mercado que se fundamentam nos padrões de preços —, procura-se utilizar modelos que possam contemplar as duas variáveis estratégicas — preço, quantidade.

¹⁶ Uma análise baseada em funções de oferta (*supply functions*) pode capturar melhor a realidade do mercado, uma vez que ela relaciona ambas as grandezas de interesse de uma empresa no jogo de mercado — o par preço-quantidade. Ela é especialmente apropriada quando as empresas defrontam-se com uma incerteza associada à demanda residual — demanda estocástica (KLEMPERER & MEYER, 1989; GREEN & NEWBERY, 1992 e FEHR & HARBORD, 1998).

4.3.1 Funções de Análise de uma Empresa Geradora

O principal objetivo de uma empresa geradora no contexto de sistemas desregulamentados é maximizar seus benefícios. Para isso ela precisará elaborar suas ofertas ao mercado levando em consideração todos os aspectos técnicos de suas unidades geradoras, observando as medidas regulatórias do setor. Tal como foi exposto no Capítulo 1, neste trabalho de pesquisa pretende-se desenvolver uma metodologia que possa servir de auxílio a uma empresa geradora a tomar suas decisões de curto prazo.

Além disso, propõe-se apresentar o desenvolvimento de uma metodologia que possa contribuir para resolver o problema global de maximização de benefícios de um agente gerador estratégico considerando que existem incertezas associadas a esse problema. Essa incerteza pode ser classificada em dois tipos. O primeiro deles está associado à ação da natureza, como por exemplo, as afluências hidrológicas, o clima, entre outras. Também se podem incluir nessa classificação todos os fatores que sejam uma variável exógena ao agente, isto é, cuja existência não dependa de suas próprias decisões. O segundo tipo deve-se ao comportamento dos demais agentes do mercado. Nesse caso, existe uma interdependência, entre as ações dos agentes, que devem ser internalizadas ao problema. A existência dessa incerteza implica um risco para esses agentes quando eles têm que tomar suas decisões de oferta ao mercado.

Pretende-se, também, a partir do desenvolvimento dessa metodologia, simular o processo iterativo e dinâmico de cada empresa frente ao mercado, extraindo informações sobre o comportamento dos agentes competidores e das incertezas do mercado. Desse modo, busca-se, ainda, com essa modelagem, viabilizar, para o agente regulador do sistema, formas de controle, fiscalização e regulamentação das atividades do setor, fornecendo parâmetros que permitam a identificação de práticas anticompetitivas — por meio da análise de comportamento estratégico dos agentes.

Para solucionar o problema exposto, o agente deve determinar o valor ótimo de suas ofertas ao mercado. A solução desse tipo de problema é uma tarefa difícil que se complica ainda mais quando há o desejo de incluir na modelagem uma representação mais detalhada das características dos equipamentos de geração, por exemplo, ou a representação das incertezas associadas ao processo, visto que as variáveis de decisão têm alcance temporal. A decisão tomada num dado período precisa estar vinculada à decisão de outros períodos, buscando-se a otimização do processo ao longo de todo o horizonte de estudo.

Como em sistemas com características oligopolistas as imperfeições do mercado abrem caminho para numerosas estratégias, faz-se necessário, para uma empresa competidora, definir adequadamente suas estratégias de atuação no mercado e ao regulador, o desenvolvimento de regras que possam

inibir as práticas indesejáveis de poder de mercado; buscando-se, desse modo, um equilíbrio de mercado que conduza a um funcionamento adequado do setor de energia elétrica, pautado na racionalidade dos agentes.

Na definição dessas estratégias um dos aspectos mais importantes a ser analisado é a modelagem dos agentes, peça fundamental na avaliação do comportamento estratégico dos agentes no mercado. De forma a viabilizar essa modelagem do comportamento dinâmico do mercado, podem-se destacar dois aspectos relevantes:

- a) **Base de Dados do Mercado** — deve-se fazer uma análise da base de dados do mercado para que se possa capturar toda a informação disponível do mercado para melhor entender e representar o comportamento de todos os seus agentes com base nos seguintes parâmetros:
- histórico das ofertas dos outros agentes;
 - análise do Poder de Mercado dos agentes;
 - grau de participação dos agentes no mercado;
 - política de formação de preços vigentes.

Essas informações disponíveis são cruciais para posicionamento dos jogadores — o que um jogador sabe relativamente sobre os outros jogadores.

Além disso, é relevante para essa avaliação ter-se uma previsão da Curva Agregada de Oferta e de Demanda e estudos de Previsão de Demanda.

- b) **Curvas de Demanda Residual** — representam a influência no preço das decisões do agente gerador e das ofertas dos outros agentes. Essa curva determina como o preço de mercado muda em função das variações de produção de um agente gerador. Ela é construída usando-se a curva de demanda do sistema ($D(q)$) e as oferta dos outros agentes do mercado ($O_g(q)$).

4.3.2 Definição da Função de Demanda Residual

Em um mercado oligopolista de um sistema hidrotérmico para a elaboração de ofertas de um agente estratégico, faz-se necessário: a previsão do comportamento de outros agentes — obtida na for-

ma de curvas de ofertas e o uso de um modelo estocástico para modelar as incertezas das afluências — que determinarão os cenários de demanda residual.

A curva de oferta pode ser vista como um meio de que o agente dispõe para fazer frente à incerteza que tem a respeito do comportamento do mercado e da demanda do sistema. A construção da curva de demanda residual do agente estratégico é de fundamental importância para a elaboração de suas ofertas ao mercado (Zucarato, 2003). A curva de demanda residual para um determinado gerador é obtida subtraindo-se da demanda total a oferta dos demais concorrentes, ela define o conjunto de suas ofertas estratégicas, por meio das quais ele faz a maximização de seus benefícios imediatos (mercado de curto prazo) e futuros (avaliação da previsão do comportamento futuro das incertezas associadas ao problema).

A Função Demanda Residual de um agente gerador pode ser expressa por:

$$DR_g(q) = D(q) - O_c(q) \tag{4.5}$$

Em que:

$DR_g(q)$ demanda residual de um agente gerador;

$D(q)$ demanda total do mercado;

$O_c(q)$ ofertas dos demais geradores concorrentes.

A Figura 4.1-A mostra uma curva de oferta típica, na qual o par (λ_i, Q_i) indica respectivamente o preço e a quantidade ofertados pelo gerador i e D representa a demanda a ser atendida (considerada inelástica, neste exemplo). A título de exemplo, seja a curva de demanda residual para o gerador 2, que ofertou o par (λ_2, Q_2) , a ilustrada na Figura 4.1-B.

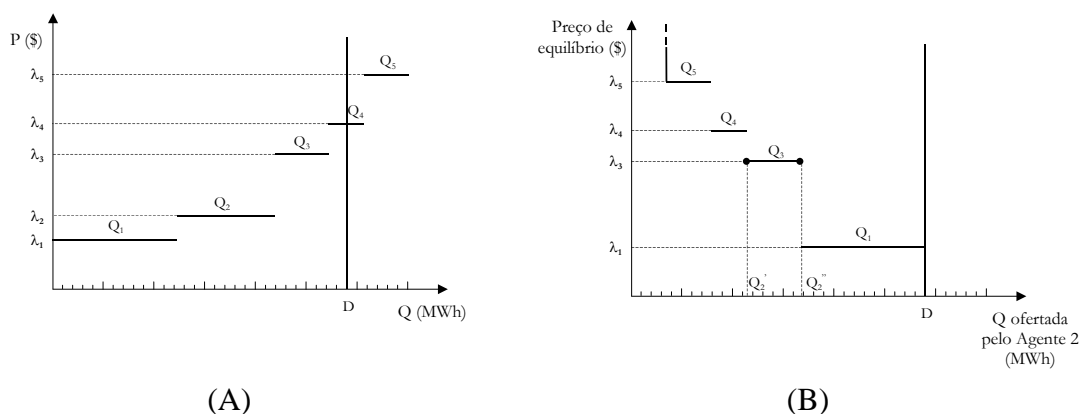


Figura 4.1 – Curva de Oferta e de Demanda Residual

Para um estudo de longo prazo, é razoável desprezarem-se as restrições operativas do gerador. Nesse caso, a quantidade que maximiza o lucro sempre estará no limite superior do intervalo que define um patamar da curva de demanda residual, pela linearidade do problema. Isso pode ser ilustrado pela Figura 4.1-B, supondo-se que o preço seja λ_3 . O gerador 2 prefere ofertar uma quantidade Q_2'' em detrimento à quantidade Q_2' . Portanto, a oferta do gerador 2 depende exclusivamente da configuração das ofertas dos demais agentes geradores, supostamente conhecida por ele previamente. Conforme se verá adiante, o desvio dessa oferta só ocorre por sinalizações econômicas futuras como, por exemplo, quando o gerador prevê uma queda de receita no futuro provocada por vertimentos futuros que poderia ser evitada com uma produção maior no presente.

Na Figura 4.1, observa-se que a Função de Demanda Residual é um conjunto decrescente de funções de graus $p = R(q)$, dado pelo preço de mercado (p) versus a quantidade aceita (q). Para um preço (p) ela pode ser calculada em função da demanda total que os consumidores comprariam e a quantidade que os agentes geradores venderiam. A diferença entre esses valores é a quantidade remanescente (q) que um agente gerador poderia vender a esse preço (p).

As curvas de demanda residual relacionam a quantidade de energia a ser fornecida pelo agente gerador a um dado preço de mercado. Essas curvas são diferentes para cada agente. Elas representam, de modo geral, o preço marginal do sistema como uma função da produção do gerador — ou de sua participação no mercado. Se o agente gerador conhecesse as ofertas dos demais agentes geradores do mercado, a função demanda residual relacionaria o preço real com sua produção vendida.

Um agente gerador, entretanto, não tem conhecimento da forma de sua curva de demanda residual para cada período do horizonte de planejamento (para cada hora do período seguinte, caso de mercados diários — *day-ahead market*, por exemplo). Como, porém, o histórico das ofertas dos outros agentes é, geralmente, disponibilizado ao mercado, o gerador pode estimar, com o processamento das informações obtidas, o conjunto de cenários de demanda residual, o qual leva em consideração a incerteza do comportamento dos demais agentes do mercado.

Neste trabalho, optou-se por analisar o comportamento de um único agente estratégico (gerador hidrelétrico) no mercado de energia elétrica, considerando os demais agentes geradores (termelétricos) como tomadores de preço (*price takers*). Desse modo, consideram-se conhecidas as ofertas desses geradores, o que vincula diretamente a determinação das demandas residuais do gerador estratégico aos prováveis cenários de afluências e à elasticidade da demanda. Procurou-se, ainda, com o desenvolvimento deste trabalho, analisar e fornecer uma visão da importância da resposta da demanda em mercados de energia elétrica. Isso será implementado possibilitando-se a aplicação das ofertas de demanda (DSB) no mercado de curto prazo, analisando-se o papel dessas ofertas no contexto de mercados de energia elétrica.

A maximização do benefício de um agente gerador oligopolista é definida a partir da busca de uma oferta ótima (quantidade produzida) para cada um dos possíveis cenários de demanda residual que ela possa enfrentar.

Uma função-objetivo usada para encontrar a oferta ótima é o benefício esperado pela empresa, conforme Equação (4.6):

$$\text{Benefício [Lucro (L)]} = \text{Receita (R)} - \text{Custo (C)} \quad (4.6)$$

A maximização do benefício consiste na modelagem do seguinte problema de otimização, conforme Equação (4.7):

$$\text{Max } \{ L = R - C \} \quad (4.7)$$

Em que:

Receita (R) = (preço * quantidade) para cada cenário.

O efeito que a oferta de geração exerce no preço de mercado é modelado pelas curvas de demanda residual, as quais também representam o comportamento e condições do mercado.

4.4 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os conceitos e definições de que um agente estratégico deve dispor para construir suas estratégias de participação no mercado, para as quais o agente de geração deve ter uma estimativa do comportamento estratégico dos demais agentes do mercado baseada no histórico de preços e resultados do mercado.

De posse de todas essas informações, o agente estratégico tem condições de fazer uma adequada modelagem do comportamento do mercado e dos outros agentes participantes do mercado e, com isso, definir seus cenários de demanda residual, com os quais se defrontará em cada um dos períodos de seu horizonte de estudo (avaliação). A sua atuação no mercado terá como base aqueles cenários que lhe proporcionem a maximização de seus benefícios. A construção desses cenários de demanda residual, entretanto, não é trivial e está vinculada às incertezas inerentes à estocasticidade das afluências — maior fonte de incerteza deste estudo, do comportamento do mercado e de seus participantes.

De um modo geral, o agente pode construir suas estratégias baseado nas informações do mercado, disponíveis após o fechamento de um leilão, na sua percepção da evolução do mercado, nas pre-

visões de demanda e hidrologias futuras — para o caso de sistemas com base hidráulica, exemplo do sistema brasileiro, e, principalmente, na possibilidade do exercício de seu potencial poder de mercado — sua capacidade de manipulação do mercado e de sua agressividade no mercado — exposição a riscos do livre jogo de mercado.



Capítulo

5

*Formulação do Problema
e Estratégia de Solução*

5.1 Introdução

Este capítulo tem como escopo principal a formulação matemática do problema de elaboração de ofertas por parte de um agente estratégico¹⁷ em mercados competitivos de energia elétrica que visa à maximização de sua receita. Além disso, é apresentada a técnica de solução adotada para resolver esse problema — Programação Dinâmica Estocástica (PDE).

Como a realidade do mercado de energia de um sistema hidrotérmico configura-se como um jogo dinâmico, no qual o mercado deve ser simulado considerando a sistemática de como as ações es-

¹⁷ Agente Estratégico – considerado como sendo um gerador hidrelétrico com potencial de realizar ofertas definindo o preço do mercado.

tão interconectadas entre si, a consideração do acoplamento temporal existente entre as decisões atuais e as suas repercussões no futuro é um fator decisivo no processo de elaboração das estratégias dos agentes competidores do mercado. Nessas estratégias devem-se incluir as incertezas associadas à previsão de sua demanda residual e à previsão de afluências para o período de análise considerado, bem como atender às restrições técnicas de suas unidades geradoras e às regras do mercado.

A elaboração de estratégias é um processo repetido periodicamente, em que as ações dos geradores dependem não só do histórico (informações disponibilizadas pelo mercado) em períodos anteriores, como também das expectativas do que pode vir a ocorrer em um horizonte de mais longo prazo, o que proporciona uma análise mais próxima da realidade do mercado.

Todos esses aspectos devem ser considerados pelos geradores na formulação de suas estratégias, o que, na realidade, pode tornar o espaço de possíveis estratégias muito amplo ao longo do horizonte de análise/estudo.

Diante dessas considerações, a formulação do problema desse estudo está ancorada na definição de um modelo de mercado de energia elétrica, baseado em ofertas de seus participantes, na Teoria dos Jogos e na representação adequada do comportamento estratégico dos competidores. Está, estruturado nas seguintes premissas:

- a predominância de geração hidrelétrica do sistema está representada por um único gerador hidrelétrico equivalente, aqui denominado agente estratégico (oligopolista) — formador de preço (*price maker*);
- os geradores termelétricos são considerados satélites, participantes atomizados no mercado, atuando como tomadores de preço (*price taker*);
- como medidas regulatórias do mercado serão analisadas a presença de contratação obrigatória da demanda, preços máximos (*price cap*) e a possibilidade de participação ativa da demanda na formação do preço do mercado, por meio de ofertas de demanda (*Demand Side Bid* — DSB).

5.2 Problema de Maximização de Lucro de um Gerador Oligopolista em um Sistema Hidrotérmico

O problema de maximização da receita do gerador hidrelétrico (agente estratégico) caracteriza-se como um problema de planejamento de longo prazo. Depreende-se, então, que o seu objetivo, em

um sistema hidrotérmico com predominância de geração hidrelétrica, não deve ser somente a maximização de seu benefício imediato (curto prazo) — planejamento míope — que poderia levar o gerador a consumir parte de sua água armazenada, quando sua opção mais vantajosa seria guardá-la para uso futuro. Essa decisão, entretanto, fica vinculada à percepção do gerador em função da evolução do mercado e da expectativa de aflúências futuras. Desse modo, o objetivo de cada gerador hidrelétrico é maximizar seu lucro imediato (mercado de curto prazo) mais o seu lucro futuro, por meio da definição apropriada de sua oferta ao mercado (quantidade a ser produzida).

Dado que o preço da energia em sistemas hidrotérmicos depende de vários fatores, tais como as aflúências, a demanda do sistema e os custos dos combustíveis das unidades termelétricas, faz-se necessário ter conhecimento desses dados na construção dos cenários de demanda residual. Deve-se, contudo, fazer uma consideração particular quanto às incertezas das aflúências, tendo em vista o seu impacto na formação do preço do mercado.

Para sistemas com predominância hidrelétrica, um gerador hidrelétrico possui a capacidade de, conforme as previsões das condições hidrológicas do sistema, utilizar a capacidade armazenada de seus reservatórios como um recurso estratégico na elaboração de suas ofertas ao mercado e, dessa forma, definir o preço do mercado, visando à maximização de seus lucros. Tal capacidade confere aos geradores hidrelétricos um grande potencial para o exercício de Poder de Mercado.

Para resolver esse problema de otimização, é necessário modelar adequadamente as características técnicas de um sistema hidrotérmico, com base em um modelo de equilíbrio de mercado, diante de um possível comportamento dos demais competidores do mercado, conforme analisado no Capítulo 4.

Em um sistema hidrotérmico, a variável de decisão é o turbinamento (despacho — quantidade produzida), assim faz-se necessário determinar uma estratégia que considere o *tradeoff* entre o quanto de água consumir, em dado período t (período considerado na análise) e o quanto armazenar para o futuro, período $t+1$. Decorre-se dessa observação que essa informação só pode ser obtida a partir de um estudo de longo prazo que demonstrará o benefício futuro resultante dos níveis de armazenamentos futuros dos reservatórios.

É importante, também, ressaltar que na operação de sistemas hidrotérmicos, principalmente quando há uma substancial participação de geração hidrelétrica, a gestão ótima de seus recursos hidráulicos contribui decisivamente para a otimização dos recursos do sistema. Baseado nisso, o gerador, no momento de sua decisão de participação no mercado, utiliza a água armazenada em seu reservatório como variável de decisão — o que ele pode auferir com a utilização dessa água no presente, ou no fu-

turo (valor da água armazenada). De outro modo, pode-se dizer que a decisão tomada em um dado estágio do período de planejamento tem vínculo com as decisões futuras — estágios seguintes (conseqüências futuras desta decisão), conforme já descrito na Seção 2.2.2.

Feitas essas considerações, pode-se formular o problema de maximização de benefícios do gerador hidrelétrico — que se define como a diferença entre as suas receitas e os seus custos totais (operacionais e investimentos) mais o benefício futuro associado ao armazenamento de seus recursos hidráulicos — como um problema de programação não-linear, conforme equações (5.1), (5.1a) e (5.1b):

$$\underset{x,y}{Max} \quad \beta = R(x) - c(x) + \alpha(y) \quad (5.1)$$

s.a.

$$h(x, y) = d_R \quad (5.1a)$$

$$g(x, y) \leq 0$$

$$\underline{x} \leq x \leq \bar{x} \quad (5.1b)$$

$$\underline{y} \leq y \leq \bar{y}$$

Em que:

- $R(x)$ - receita do gerador hidrelétrico num dado estágio do horizonte de planejamento;
- $c(x)$ - custos totais do gerador hidrelétrico num dado estágio do horizonte de planejamento;
- $\alpha(y)$ - benefício futuro (associado ao armazenamento dos recursos hidráulicos) do gerador hidrelétrico;
- x, y - variáveis de decisão do gerador hidrelétrico;
- $\underline{x}, \bar{x}, \underline{y}, \bar{y}$ - representam os limites inferior e superior das variáveis de decisão;
- $h(x, y)$ - representa o conjunto de restrições de igualdade do problema de maximização de benefícios do gerador hidrelétrico;
- $g(x, y)$ - representa o conjunto de restrições de desigualdade do problema de maximização de benefícios do gerador hidrelétrico;
- d_R - demanda residual do gerador hidrelétrico¹⁸ associada ao sistema durante um dado estágio do horizonte de planejamento.

¹⁸ Os parâmetros necessários para a definição da demanda residual do gerador hidrelétrico são apresentados na Seção 5.3.

A Restrição (5.1a) refere-se ao atendimento à demanda durante um dado estágio t . O conjunto de restrições (5.1b) define os limites operacionais das unidades do gerador hidrelétrico.

Para resolver o problema apresentado na Equação (5.1), é necessário modelar adequadamente as características técnicas do sistema hidrotérmico, bem como as suas inter-relações com o mercado, para que se possa obter uma solução que seja factível e ótima¹⁹ para o gerador hidrelétrico (baseada num modelo de equilíbrio de mercado). Em um sistema sob o princípio de Preço de Equilíbrio de Mercado (“*Market Clearing Price* — MCP”), a partir das ofertas fornecidas pelos geradores, o operador de mercado as ordena por ordem de mérito, resultando em uma curva agregada de oferta. Do mesmo modo, o operador de mercado ordena as ofertas de demanda, também, por ordem de mérito, obtendo-se, assim, a curva agregada de demanda. A interseção da curva de oferta agregada com a curva de demanda agregada define, desse modo, o preço de equilíbrio do mercado, o preço no qual se iguala a oferta com a demanda. Logo, esse é o preço em que se basearão todas as transações de energia do mercado durante um determinado período de tempo.

Desse modo, para se determinarem as estratégias ótimas para um gerador hidrelétrico, proprietário de um conjunto de usinas, num determinado período t do horizonte de estudo, é necessário buscar a maximização de sua remuneração imediata, resultante da venda de energia elétrica produzida no mercado spot, mais a sua remuneração futura associada à decisão tomada, levando-se em consideração o cumprimento de suas obrigações contratuais (contratos bilaterais). Busca-se, então, a solução para o seguinte problema de otimização, apresentado na Equação (5.2):

$$RE = Max \{ RI + RF \} \quad (5.2)$$

Comparando-se a Equação (5.2) com a Equação (5.1), pode-se fazer:

$$RI = R(x) - c(x)$$

$$RF = \alpha(y)$$

Em que:

RE - remuneração total esperada de um gerador hidrelétrico;

RI - remuneração imediata de um gerador hidrelétrico;

RF - remuneração futura de um gerador hidrelétrico.

¹⁹ O equilíbrio de mercado é atingido quando cada gerador maximizar seus lucros em função do nível de produção de seus concorrentes, ou seja, quando todos os participantes do mercado estiverem fazendo o melhor que podem em função das estratégias de seus concorrentes — Equilíbrio de Nash — de tal modo que nenhum dos geradores terá qualquer estímulo para alterar sua produção unilateralmente. Ver Capítulo 3, Seção 3.6.1 — Equilíbrio de Nash.

5.3 Demanda Residual

A estratégia de oferta de um agente hidrelétrico está condicionada à previsão das afluências e à estimação do comportamento dos demais competidores do mercado, o que, por sua vez, refletir-se-á no preço spot do sistema. O planejamento da elaboração de ofertas de um gerador estratégico deve ser realizado com base em sua demanda residual, a qual é obtida levando-se em consideração um conjunto de cenários de afluências que representam, com uma razoável precisão, as possíveis configurações (condições) do sistema para o período de planejamento.

O que se busca então, neste trabalho, é uma forma de construir a demanda residual de modo mais consistente e mais próxima possível da realidade de um mercado de energia elétrica com base em um sistema hidrotérmico.

A construção/geração da demanda residual requer uma análise das informações disponíveis a respeito do funcionamento do mercado — histórico de evolução dos preços, por exemplo, e juntamente com as previsões das vazões afluentes, propiciam a decisão de oferta do gerador em função da otimização de seus recursos. Caso haja uma forte tendência dos preços da energia no futuro serem mais altos que os preços atuais, devido a uma previsão de baixas afluências, a melhor decisão do agente será, provavelmente, a de poupar a energia armazenada no presente para utilizá-la posteriormente, maximizando seus benefícios futuros.

A previsão da demanda residual constitui-se como um importante fator para o gerador hidrelétrico, apresenta-se como essencial na elaboração de uma estratégia para o seu gerenciamento de risco.

5.3.1 Definição da Demanda Residual e do Preço do Mercado

Para cada cenário de afluência s define-se a demanda residual esperada para cada período t , $DR^s(t)$.

O diagrama apresentado na Figura 5.1 indica como a demanda residual é construída e como o preço de mercado é determinado em função da previsão de afluências, para cada um dos períodos de análise do horizonte de planejamento.

Assim, para cada cenário de afluência, a partir da base de dados, a qual contém os resultados históricos do mercado: “*price-cap*”, ofertas de demanda, ofertas dos competidores não oligopolistas do mercado e posição dos contratos do gerador hidrelétrico, entre outros, faz-se a previsão de demanda residual.

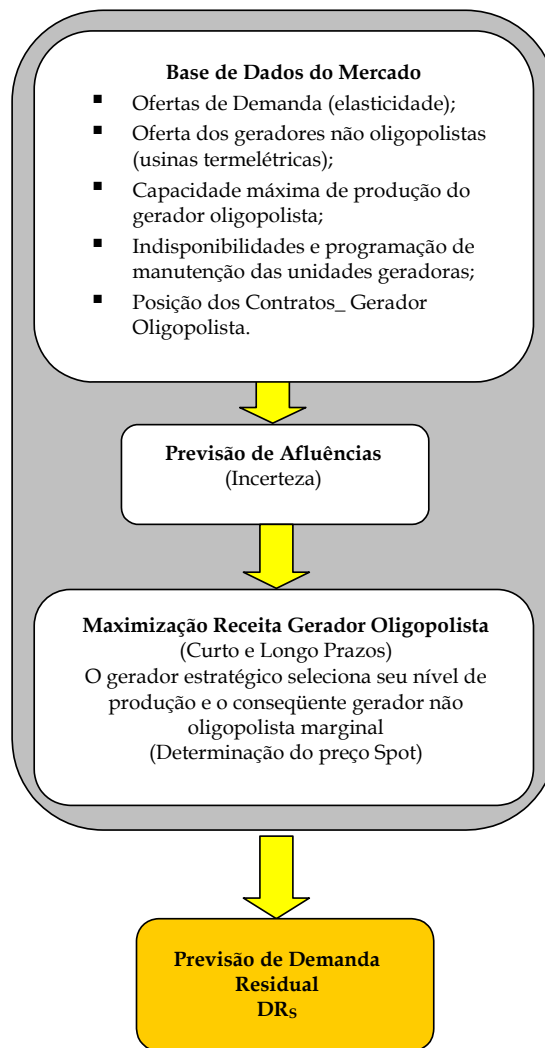


Figura 5.1 - Processo de Previsão de Demanda Residual

Como a maximização de benefícios de um gerador está associada a uma expectativa de longo prazo e o processo de tomada de decisão — ofertas ao mercado — é realizado no curto prazo, faz-se necessário avaliar o comportamento do gerador e dos demais competidores no futuro, de modo que as repercussões das decisões tomadas no presente possam ser estimadas.

Assim, verifica-se a necessidade do desenvolvimento de um modelo de previsão de demanda residual que leve em consideração:

- os dados históricos do mercado e das características técnicas dos geradores do mercado — capacidade máxima de produção, funções custos de produção, por exemplo;

- as estratégias associadas às ofertas dos demais agentes do mercado — simuladas a partir da estrutura de mercado, que define o comportamento competitivo dos agentes na busca de uma solução de equilíbrio para o mercado;
- o nível de contratação bilateral realizada pelo agente;
- a elasticidade da demanda (realizada por meio das ofertas de demanda) — a resposta da demanda à variação de preços do mercado.

De posse desses dados, pode-se gerar a curva de demanda residual com a qual provavelmente o gerador hidrelétrico se defrontará e que indica os possíveis preços (esperados) do mercado para as decisões tomadas por ele.

Desse modo, o preço do mercado é definido pelo gerador estratégico que, em função da análise de sua curva de demanda residual, define o nível de produção — sua oferta — que maximize seus benefícios, conforme analisado na Seção 4.3.2.

5.4 Maximização do Benefício do Gerador Hidrelétrico frente a uma Previsão de Demanda Residual

Considerando-se as probabilidades dos cenários de aflúências no problema de maximização de um gerador hidrelétrico, pode-se reescrever a Equação (5.2) de forma que ela represente o valor esperado da maximização da receita do gerador em função da incerteza associada ao processo de elaboração de ofertas, como apresentado na Equação (5.3):

$$RE(t) = \text{Max} \sum_{s=1}^S p_s \cdot RE^s(t)$$
$$RE(t) = \text{Max} \sum_{s=1}^S p_s \cdot \{ RI^s(t) + RF^s(t) \}$$
(5.3)

Em que:

- $RE(t)$ - valor esperado da remuneração de um gerador hidrelétrico no período t ;
- $RE^s(t)$ - remuneração esperada de um gerador hidrelétrico no cenário s , no período t ;
- $RI^s(t)$ - remuneração imediata esperada de um gerador hidrelétrico no cenário s , no período t ;

- $RF^s(t)$ - remuneração futura esperada de um gerador hidrelétrico no cenário s , no período t ;
- p_s - probabilidade do cenário s ;
- t - estágio do horizonte de estudo;
- S - $s = 1, 2, \dots, S$ (conjunto de cenários);

Assim, o cálculo do valor esperado da remuneração imediata e futura pode ser formulada, para cada cenário s , como:

A. Remuneração Imediata

O objetivo de cada agente estratégico é determinar um conjunto de ofertas (q) para cada período de apuração²⁰ do mercado a fim de maximizar sua remuneração spot líquida.

A Equação (5.4) representa esse objetivo:

$$RI(t) = \sum_{s=1}^S p_s \cdot \text{Max } \pi_{dt}^s (gh_t^s) [gh_t^s - C_t] \quad (5.4)$$

Em que:

- $\pi_{dt}^s (gh_t^s)$ Preço spot obtido em função da quantidade produzida (gh_t^s), determinado pelo despacho econômico (comercial), estágio t , cenário s ;
- gh_t^s quantidade de energia elétrica produzida pelo gerador hidrelétrico, estágio t , cenário s ;
- C_t quantidade de energia elétrica contratada pelo gerador hidrelétrico no estágio t .

Vale ressaltar que a Equação (5.4) é um problema de programação não-linear, visto que a quantidade de energia elétrica produzida depende do preço do mercado e este é desconhecido. A definição do preço de mercado, por sua vez, depende da quantidade a ser produzida pelo agente hidrelétrico. Tem-se, portanto, uma função objetivo não-linear.

²⁰ Entenda-se por período de apuração, o período no qual o preço de mercado é contabilizado.

B. Remuneração Futura - Função Lucro Futuro

No conjunto de ofertas estratégicas apresentado pelo gerador hidrelétrico ao mercado, cada oferta (q) é obtida a partir do cálculo da remuneração futura para cada um dos possíveis estados do sistema ao longo do período de estudo, conforme pode ser representado pela Equação (5.5):

$$RF(t) = FLF_{t+1}^s(v_{t+1}) \quad (5.5)$$

Em que:

$FLF_{t+1}^s(v_{t+1})$	lucro futuro esperado de um agente oligopolista para o estágio t em diante, cenário s . Esta função é calculada para valores discretos de armazenamento no final do período (v_{t+1}) e considerando os contratos ao longo de todo o horizonte de estudo;
v_{t+1}^s	volume armazenado pelo gerador hidrelétrico no final do estágio t , cenário s .

O cálculo da FLF representa o benefício futuro que é estimado pelo valor esperado das conseqüências das decisões do gerador hidrelétrico — q (quantidade de energia produzida). Essa função mostra que o resultado no futuro é conseqüência das decisões atuais, ou seja, mostra que as escolhas não são separáveis no tempo.

Um gerador hidrelétrico deve encontrar a sua produção (q) que maximiza seu benefício para cada cenário s . A partir das equações (5.4) e (5.5) pode-se formular o problema de maximização dos benefícios de um gerador hidrelétrico, como um problema não-linear e expressá-lo, de acordo com (5.1) e (5.3), da maneira como mostram as equações de (5.6) a (5.11)²¹:

$$FLF_t(v_t) = \sum_{s=1}^S p_s \cdot \text{Max} \left\{ \pi_{dt}^s(gh_t^s) \left[gh_t^s - C_t \right] + FLF_{t+1}^s(v_{t+1}) \right\} \quad (5.6)$$

Sujeito a:

$$gh_t^s + \sum_{j=1}^J gt_{jt}^s = d_t^s \quad (5.7)$$

²¹ Com o propósito de simplificação do tratamento das variáveis envolvidas na formulação do problema, volume armazenado e energia são apresentados em unidade de MWh/mês.

$$\underline{gh}_t^s \leq gh_t^s \leq \overline{gh}_t^s \quad (5.8)$$

$$\underline{gt}_{jt}^s \leq gt_{jt}^s \leq \overline{gt}_{jt}^s \quad (5.9)$$

$$v_{t+1}^s + g_t^s + s_t^s = v_t^s + a_t^s \quad (5.10)$$

$$v_{t+1}^s \leq \bar{v} \quad (5.11)$$

$$\forall t = 1, \dots, T; \quad s = 1, \dots, S.$$

Em que:

$\pi_{dt}^s(gh_t^s)$	preço spot obtido em função da quantidade produzida (gh_t^s), resultante do problema de despacho comercial, estágio t , cenário s ;
gh_{it}^s	quantidade de energia produzida pelo gerador hidrelétrico, estágio t , cenário s ;
gt_{jt}^s	quantidade de energia produzida pelo gerador termelétrico j , estágio t , cenário s ;
C_t	quantidade contratada pelo agente oligopolista no estágio t ;
$FLF_{t+1}^s(v_{t+1})$	lucro futuro esperado de um agente oligopolista para o estágio t , cenário s . Esta função é calculada para valores discretos de armazenamento no final do período (v_{t+1}) e considerando os contratos ao longo de todo o horizonte de estudo;
d_t^s	demanda do estágio t , cenário s ;
$\underline{gh}_t^s \leq gh_t^s \leq \overline{gh}_t^s$	\underline{x} e \bar{x} representam os limites inferior e superior de geração de x para o estágio t , cenário s ;
$\underline{gt}_{jt}^s \leq gt_{jt}^s \leq \overline{gt}_{jt}^s$	
a_t^s	energia afluente ao reservatório do gerador hidrelétrico no estágio t , cenário s ;
s_t^s	energia vertida pelo gerador hidrelétrico durante estágio t , cenário s ; ²²

²² Neste trabalho foi considerada como política regulatória que o gerador hidrelétrico só poderá ter vertimento quando ele estiver gerando em sua capacidade máxima. Se o operador do sistema verificar vertimento em outra situação, o gerador deverá ser penalizado por um instrumento de regulação.

v_t^s	volume armazenado pelo gerador hidrelétrico no início do estágio t , cenário s ;
v_{t+1}^s	volume armazenado pelo gerador hidrelétrico no início do estágio $t+1$, cenário s ;
\bar{v}	capacidade máxima de armazenamento do gerador hidrelétrico no estágio t ;
p_s	probabilidade do cenário s ;
T	número total de estágios;
S	$s = 1, 2, \dots, S$ (conjunto de cenários);
J	$j = 1, 2, \dots, J$ (conjunto de usinas termelétricas).

A participação ativa da demanda no mercado será modelada, neste trabalho, pela aplicação do mecanismo de oferta de demanda — “*Demand Side Bidding (DSB)*”. Essa modelagem foi implementada descrevendo-se a disposição da demanda (consumidores) em retirar-se do mercado quando os preços atingem determinados valores. Cada oferta de demanda é composta de quantidade (q) e preço (p).

As ofertas de demanda são incorporadas na restrição de atendimento à demanda, conforme Equação (5.7):

$$gh_t^s + \sum_{j=1}^J gt_{jt}^s = d_t^s$$

Que passa a ser expressa da seguinte forma:

$$gh_t^s + \sum_{j=1}^J gt_{jt}^s = dE_t^s(\pi_{dt}^s) \quad ; \quad (5.12)$$

$$dE_t^s(\pi_{dt}^s) = d_t^s - \sum_{k=1}^{N_D} OD_t(k), \quad se \quad \pi_{dt}^s = p_{Dt}(k) \quad \forall k = 1, \dots, N_D$$

Cada oferta de demanda corresponde a um bloco de oferta formado pelo par $(OD_t(k), p_{Dt}(k))$.

Em que:

d_t^s	demanda inelástica do estágio t , cenário s ;
$dE_t^s(\pi_{dt}^s)$	demanda elástica para um dado preço spot do mercado, estágio t , cenário s ;
$OD_t(k)$	bloco k de demanda a ser retirada do mercado no estágio t ;

$p_{D_t}(k)$	preço do bloco de oferta de demanda k , no estágio t ;
k	bloco de oferta de demanda;
N_D	número de blocos de oferta de demanda.

A formulação apresentada na Equação (5.6) permite estudar como o gerador hidrelétrico gerencia seus recursos ao longo do horizonte de estudo, por meio da modelagem de seu acoplamento temporal. Isso é decorrente da capacidade de armazenamento limitada de seus reservatórios e, conseqüentemente, da interdependência existente entre as decisões tomadas no presente e suas repercussões no futuro.

Ainda, observando-se a Equação (5.6) percebe-se que para cada estágio (período do horizonte de estudo) e cada estado de armazenamento do sistema (discretização do volume útil da energia armazenada), o gerador oligopolista busca sua oferta ótima, levando em consideração o benefício imediato e o valor esperado do benefício futuro de sua decisão de produção.

Uma vez formulado o Problema de maximização (5.6) do gerador hidrelétrico, definido em função das possíveis previsões de demanda residual, conforme descrito pela Figura 5.1; parte-se, então, para a sua solução, utilizando-se um esquema de programação dinâmica estocástica (PDE) (BELLMAN, 1957), conforme será apresentado na próxima seção.

5.5 Estratégia de Solução do Problema — Programação Dinâmica Estocástica (PDE)

Com vistas à maximização de seus benefícios — imediato e futuro — o agente hidrelétrico realiza uma análise de longo prazo que lhe assegure uma decisão ótima — definir um conjunto de ofertas (q), como ilustrado na Figura 5.2, considerado um conjunto de cenários esperados.

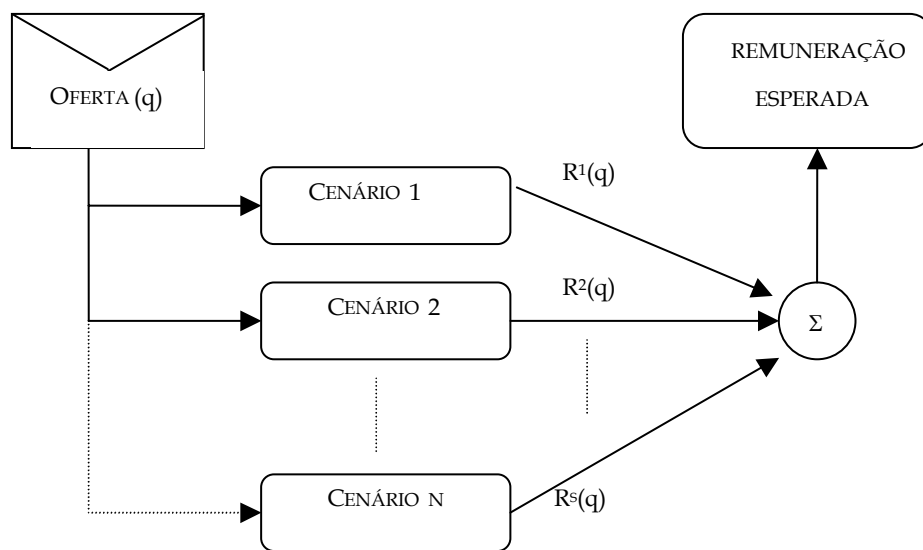


Figura 5.2 - Processo de Decisão – Maximização de Benefícios

Para solucionar o problema formulado, apresentado nas equações de (5.6) a (5.11), faz-se necessário realizar uma análise considerando horizontes distintos — curto e longo prazos.

Para essa análise, serão construídos os cenários de vazões hidrológicas que, como comentando anteriormente, é a principal fonte de incerteza dos preços do mercado de energia em sistemas hidrotérmicos. A construção dos cenários de aflúências está baseada na metodologia desenvolvida pelo Cepel²³ (CEPEL, 1983), na qual são considerados “n” cenários de vazões hidrológicas, o que dá um suporte para uma determinação do uso ótimo da energia armazenada pelo agente hidrelétrico num determinado período de análise.

Desse modo, utilizando a técnica de otimização estocástica — PDE, para cada estágio t e cenário de demanda residual s , relativa a uma determinada previsão de aflúência²⁴, o agente hidrelétrico resolve o problema de maximização de seus benefícios.

Devido à incerteza associada ao processo de previsão de aflúências, por consequência do nível de armazenamento no estágio $t + 1$, semelhante ao cálculo da função de custo futuro, representa-se, neste estudo, o benefício futuro por um conjunto de funções de lucro futuro (*FLF*), que definem de forma aproximada o lucro esperado para cada possível estado de armazenamento e para cada possível

²³ Cepel — Centro de Pesquisa de Energia Elétrica é uma sociedade sem fins lucrativos, criado em 1974, ligado ao sistema Eletrobrás e vinculado ao Ministério de Minas e Energia. Esse centro realiza pesquisa e desenvolvimento tecnológico para indústrias e para empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, cobrindo aspectos de operação e planejamento.

cenário de afluência da etapa seguinte. Cada uma dessas funções é calculada pelo uso da PDE, conforme descrito a seguir:

- a) definição dos estados do sistema (discretização da energia armazenada no início do estágio — 100%, 98%, 96%, ..., 80%, ..., 2%, 0%) para a construção das Funções de Lucro Futuro (*FLF*). Calcula-se o benefício esperado para cada estado do sistema (nível de energia armazenada) e cenário de afluências — teste para cada oferta possível (q).

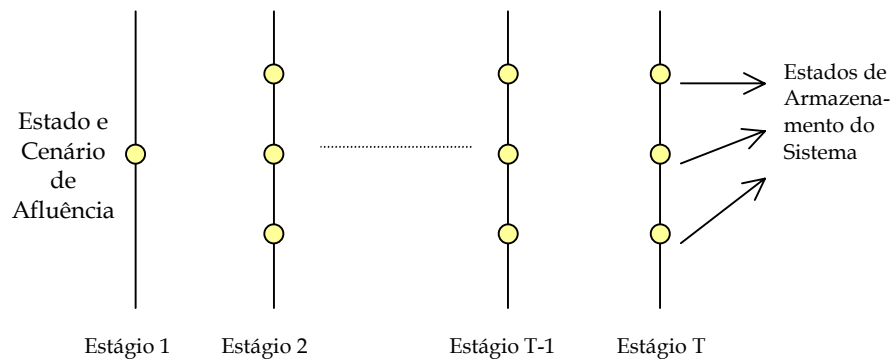


Figura 5.3 - Estados do Sistema

- b) o processo inicia-se pelo último estágio T , resolvendo-se o problema de maximização de benefícios (5.6) para cada estado do sistema (definido no item anterior a), e para os possíveis cenários de afluências considerados na análise. Por se tratar do último estágio, considera-se que *FLF* é nula. Esse procedimento gera “ s ” remunerações futuras, uma para cada cenário de afluência²⁵.

²⁴ Foi considerado neste estudo que as afluências são equiprováveis, não usando PAR (*Periodic Autoregressive Model*) (MACEIRA, 1993 e FINARDI, 2003).

²⁵ Esse processo recursivo é formulado como um problema de Programação Dinâmica Estocástica (PDE).

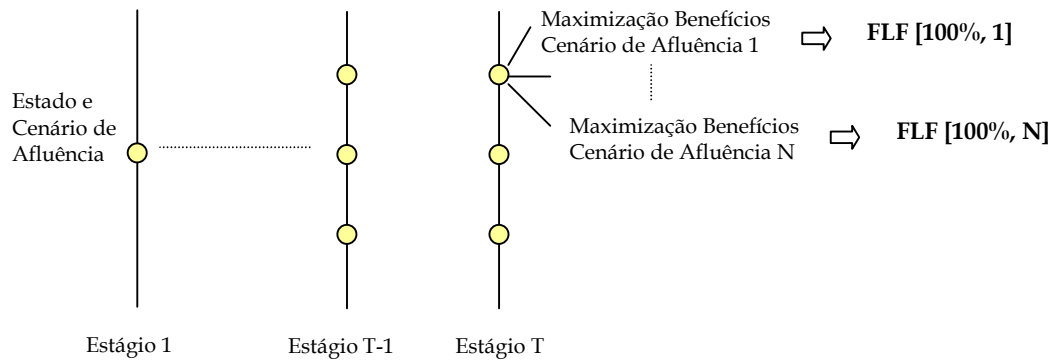


Figura 5.4 - Cálculo da FLF para cada cenário de afluência

- c) o processo descrito anteriormente é repetido para os demais estados do sistema considerados no estágio T . As remunerações resultantes constroem as FLF para o estágio $T-1$, como ilustrado na Figura 5.5.

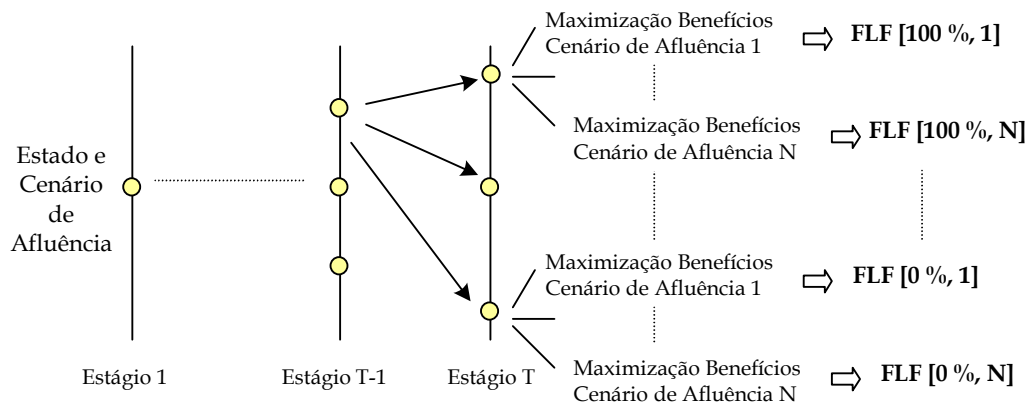


Figura 5.5 - Construção da FLF para o estágio T-1

- d) de modo análogo, o processo é repetido para todos os períodos do horizonte de estudo até chegar no período desejado. Por exemplo, para um determinado estado X do estágio $T-1$, maximiza-se a remuneração imediata na etapa $T-1$, para cada um dos cenários de afluência mais a remuneração esperada, dada pela soma das funções FLF , associada aos cenários de afluência da etapa seguinte.

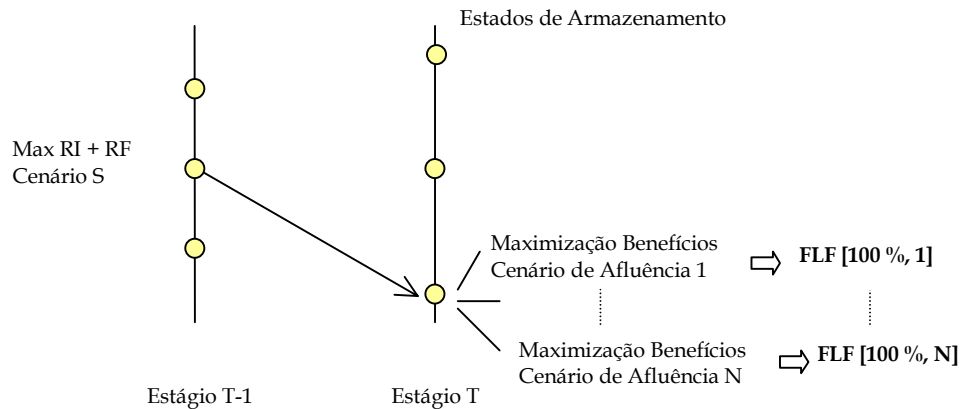


Figura 5.6 - Maximização Remuneração no estágio T-1 e da FLF do estágio T

Ao final do processo consegue-se um conjunto de $FLF_{t+1}^S(v_{t+1})$ para cada período t e nível de energia armazenada no sistema. Em resumo, o benefício futuro é medido pela Função de Lucro Futuro (FLF) que é construída usando a programação dinâmica estocástica (PDE), por um procedimento recursivo, do futuro para o presente, que requer o cálculo das decisões ótimas de produção do agente hidrelétrico para cada estágio, nível do armazenamento e cenários de afluências. O algoritmo usado no modelo observa as seguintes etapas:

1. Etapa 1: Ajuste das condições iniciais
 - subdivisão do volume de armazenamento do reservatório em estados (50 níveis do reservatório em 0%, em 2%..., até 100%);
 - posição de contratação bilateral do gerador hidrelétrico;
 - posição das declarações de ofertas de demanda (DSB);
2. Etapa 2: Geração dos cenários “S” de energia afluente;
3. Etapa 3: Geração do conjunto de ofertas estratégicas para o gerador oligopolista, baseadas na ordem do mérito do despacho comercial das unidades termoeletricas (agentes *price takers*);
4. Etapa 4: Para cada estágio e estado (nível do armazenamento mais a energia afluente), a decisão ótima do gerador oligopolista é obtida maximizando a soma das funções de lucro imediato (estágio t) e de lucro futuro (estágio $t+1$ em diante) previstas, como i-

ilustrado em Fig. 5.5. Para esse propósito, o agente oligopolista ao escolher a sua estratégia ótima supõe que as ofertas dos agentes *price takers* são constantes e conhecidas.

5.6 Exemplo Básico de Aplicação da Metodologia Proposta

5.6.1 Descrição do Sistema Hidrotérmico - Exemplo

A aplicação dos conceitos discutidos/apresentados anteriormente e do algoritmo descrito na Seção 5.5 será ilustrada por meio de um estudo de caso de um sistema hidrotérmico (exemplo) constituído por um agente hidrelétrico (UHE) — aqui considerado agente estratégico, cujos principais dados estão apresentados na Tabela 5.1, e por quatro usinas termelétricas satélites (UTES), cuja produção e custos estão apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5-1 - Dados do Gerador Estratégico

Energia Armazenada Máxima (MWh)	Turbinamento Máximo (MWh)
5000	3000

Tabela 5-2 - Dados das Usinas Termelétricas

Termelétrica UTE	Geração Máxima (MW)	Custo de Operação (\$/MWh)
UTE_01	700	18,00
UTE_02	360	50,00
UTE_03	260	60,00
UTE_04	230	63,00

5.6.2 Considerações do Estudo

O estado do sistema é representado pelo nível de armazenamento do reservatório equivalente do gerador estratégico (UHE). Por simplificação, o nível de armazenamento do reservatório

será discretizado, para cada estágio, em somente quatro estados: 100, 50, 20% e 0% da energia máxima armazenável.

Para cada um dos estágios $t = T, T-1, \dots, 1$ do horizonte de estudo — neste caso-exemplo, foram considerados 3 (três) estágios e, para cada estado do sistema, foram analisados dois cenários de afluições, conforme apresentado na Tabela 5.3. O objetivo da utilização desses cenários de afluições é o de reproduzir a estocasticidade das vazões afluentes.

Assim, para um dado estado no início do estágio t , admite-se como conhecida, no início do mês, a afluição que irá acontecer, o que permite estudar cada afluição individualmente, resultando em diversas soluções ótimas (as quais dependem das possibilidades de afluições consideradas) que conduzirão a diversos lucros de operação para um mesmo estado.

Tabela 5-3 - Cenários de Afluição

Estágio	Afluição Alta [MWh]	Afluição Baixa [MWh]
1	1500	500
2	1000	400
3	3000	300

A demanda do sistema em cada estágio é de 2000 MWh, considerada inelástica e constante ao longo do horizonte de planejamento.

Outras simplificações adotadas referem-se aos lucros futuros associados que são relacionados com os estados resultantes das decisões aplicadas em um estágio t qualquer:

- se o volume final do reservatório do estágio t , x_{t+1} , resultante de uma decisão de geração são:
 - $x_{t+1} < 500$ MWh, então o lucro futuro associado a essa decisão é igual ao valor obtido para o nível de armazenamento de 0%;
 - $501 \leq x_{t+1} < 1000$ MWh, então o lucro futuro associado a essa decisão é igual ao valor obtido para o nível de armazenamento de 20%;

- $1001 \leq x_{t+1} < 2500$ MWh, então o lucro futuro associado a essa decisão é igual ao valor obtido para o nível de armazenamento de 50%;
- acima de 2500 MWh, então o lucro futuro associado a essa decisão é igual ao valor obtido para o nível de armazenamento de 100%.

Ressalta-se que como o problema é estocástico, considera-se, para cada nível de armazenamento, os diversos cenários de afluências e, ao final, calcula-se o valor esperado de RF.

Para o exemplo em referência, em que foram utilizados apenas quatro níveis de armazenamento, a aproximação para a Função de Lucro Futuro é demasiadamente simplificada. Idealmente, seria necessário discretizar a variável de estado em um número maior de valores, o que possibilitaria a obtenção de uma aproximação mais realista da relação entre o lucro total esperado de operação e a energia final armazenada para cada estágio t .

5.6.3 Simulação do Mercado

O agente estratégico em dado estágio do horizonte de estudo, com vistas à maximização de sua receita, testa, para cada nível de armazenamento e cenário de afluências, um conjunto de ofertas (g) que maximize a soma de sua remuneração imediata com um valor esperado de sua remuneração futura. As ofertas analisadas foram obtidas a partir da curva de demanda residual do gerador estratégico. Os patamares da curva de demanda residual correspondem às possíveis decisões do despacho termelétrico, conforme ilustrado pela Figura 5.7.

Essa curva é obtida deduzindo-se da demanda do mercado as ofertas dos demais geradores do mercado, como apresentado na Seção 5.3.1. Verifica-se que cada patamar dessa curva corresponde à oferta de determinada UTE, em que o preço de equilíbrio do mercado é constante. Conclui-se, portanto, que o agente estratégico — gerador hidrelétrico — pode influenciar na seleção do agente marginal ao definir sua quantidade a ser ofertada ao mercado.

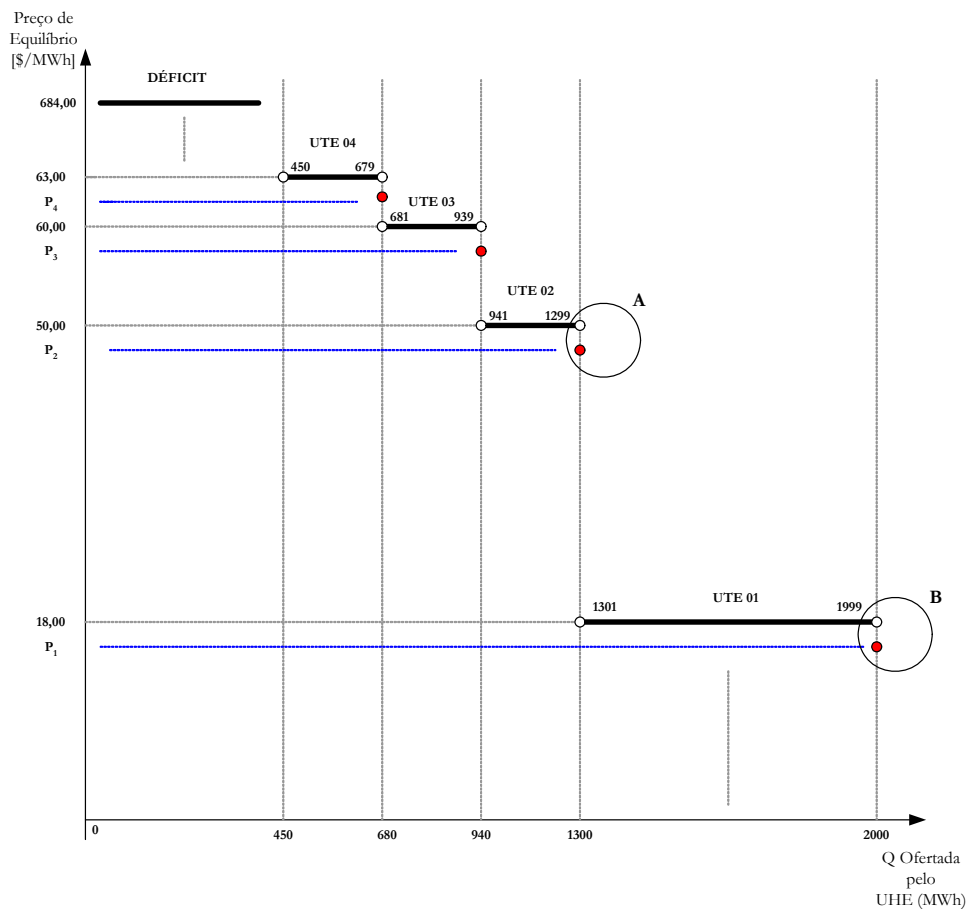


Figura 5.7 Curva de Demanda Residual do Gerador Hidrelétrico

As decisões do gerador hidrelétrico — quantidade a ser ofertada ao mercado, definidas com base em sua curva de demanda residual, indicam qual o agente é o marginal, o qual define o preço de equilíbrio do mercado — preço Spot, conforme apresentado na Tabela 5.4.

Observam-se, ainda, na Figura 5.7 os patamares fictícios (P_1 , P_2 , P_3 e P_4) que correspondem aos preços das ofertas do gerador hidrelétrico ao mercado. Todavia, assume-se neste trabalho que o preço ofertado pelo gerador hidrelétrico é zero. Duas situações podem ser observadas a partir da curva de demanda residual: A situação **A** em que o gerador hidrelétrico não é marginal (inframarginal), nesse caso sua oferta ótima (1299) é aquela necessária para colocar o próximo gerador da ordem de mérito como marginal (UTE 02); na situação **B** sua decisão ótima (2000) é atender sozinho à demanda, sendo que neste caso o preço de equilíbrio de mercado é o preço ofertado por ele, que pode ser qualquer valor inferior ao preço do próximo gerador na ordem de mérito (UTE 01), neste trabalho adotado como zero.

Tabela 5-4 - Ofertas Gerador Estratégico em Função da Curva de Demanda Residual

Oferta	MWh	Gerador Marginal
1	2000	UHE
2	1999	UTE 01
3	1299	UTE 02
4	939	UTE 03
5	679	UTE 04

A situação de déficit ocorrerá quando a energia disponível, somada à capacidade máxima das usinas termelétricas e à máxima energia que poderá ser produzida pela UHE, em função das condições de armazenamento do reservatório e previsão de afluências, não for suficiente para atender à demanda.

O déficit é representado por uma unidade termelétrica de capacidade infinita de produção com custo estipulado em 684 \$/MWh.

Definido o conjunto de ofertas, como apresentado na Tabela 5.5, o agente estratégico, em função das previsões de demanda e afluências, pode definir a oferta estratégica que apresentará ao mercado em determinado estágio t e que maximizará sua receita imediata (RI) e sua remuneração esperada para o futuro (RF).

As tabelas 5.6 a 5.8 apresentam os resultados da análise para os estágios 3, 2 e 1, respectivamente.

Analisando os resultados da simulação para os três estágios do horizonte de estudo, observa-se que:

- a simulação foi iniciada pelo estágio $t=3$, em que a função de lucro futuro (FLF) é considerada zero (fim do horizonte de estudo);
- em um determinado estado do sistema, se a energia disponível é suficiente para atender à demanda e não existe restrição na capacidade de armazenamento (possibilidade de vertimento), a oferta do agente estratégico será aquela que maximiza o seu lucro — oferta (1299), situação em que a UTE_02 é a marginal;

- quando a energia armazenada inicial é elevada e há uma previsão de uma alta afluência, o agente aumenta a sua produção, dado que não existe espaço disponível no seu reservatório para armazenar o excedente de energia. Nesse caso, o agente altera sua decisão estratégica anterior e passa para a oferta (1999);
- quando sua função de lucro futuro sinaliza a ocorrência de vertimentos ou déficits no futuro, o gerador hidrelétrico desvia-se de sua oferta preferencial, aumentando sua produção atual, de modo a maximizar sua receita total (RI + RF), conforme pode ser observado nas células sombreadas das tabelas 5.5, 5.6 e 5.7;
- quando ocorrem as situações de energia armazenada inicial elevada e previsão de altas afluências, suficientes para provocar vertimento, o lucro passa a ser zero e a demanda passa a ser atendida integralmente pela usina hidrelétrica (UHE). Nesse caso, a oferta estratégica é (2000), conforme pode ser observado na linha sombreada da Tabela 5.5. Nessa condição, o gerador hidrelétrico, por força de medida regulatória do mercado, que o prioriza o atendimento à demanda, primeiramente, pela energia hidráulica excedente do sistema, faz com que ele tenha que incluir em sua oferta a provável energia excedente do sistema, aquela que seria vertida.

Tabela 5-5 Resultados da Análise do Estágio 3

Nível Reservatório Inicial	Afluência [MWh]		Oferta Estratégica [MWh]	Preço Spot [\$]	Mercado Spot [\$]			Volume Final
	Baixa	Alta			Lucro Imediato	Lucro Futuro	Lucro Total	
0% (0 MWh)	300	300	684,00	205.200,00	0,00	205.200,00	0%	
	3000	1299	50,00	64.950,00	0,00	64.950,00	50%	
20% (1000 MWh)	300	1299	50,00	64.950,00	0,00	64.950,00	0%	
	3000	1299	50,00	64.950,00	0,00	64.950,00	100%	
50% (2500 MWh)	300	1299	50,00	64.950,00	0,00	64.950,00	50%	
	3000	799	50,00	39.950,00	0,00	39.950,00	100%	
100% (5000 MWh)	300	999	50,00	49.950,00	0,00	49.950,00	100%	
	3000	2000	0,00	0,00	0,00	0,00	100%	

Tabela 5-6 Resultados da Análise do Estágio 2

Nível Reservatório Inicial	Afluência [MWh]		Oferta Estratégica [MWh]	Preço Spot [\$]	Mercado Spot [\$]			Volume Final
	Baixa	Alta			Lucro Imediato	Lucro Futuro	Lucro Total	
0% (0 MWh)	400	400	400	684,00	273.600,00	135.075,00	408.675,00	0%
	1000	1000	1000	50,00	50.000,00	135.075,00	185.075,00	0%
20% (1000 MWh)	400	1400	1400	18,00	25.200,00	135.075,00	160.275,00	0%
	1000	1999	1999	18,00	35.982,00	135.075,00	171.057,00	0%
50% (2500 MWh)	400	1299	1299	50,00	64.950,00	52.450,00	117.400,00	50%
	1000	1299	1299	50,00	64.950,00	52.450,00	117.400,00	50%
100% (5000 MWh)	400	899	899	50,00	44.950,00	24.975,00	69.925,00	100%
	1000	999	999	18,00	17.982,00	24.975,00	42.957,00	100%

Tabela 5-7 Resultados da Análise do Estágio 1

Nível Reservatório Inicial	Afluência [MWh]		Oferta Estratégica [MWh]	Preço Spot [\$]	Mercado Spot [\$]			Volume Final
	Baixa	Alta			Lucro Imediato	Lucro Futuro	Lucro Total	
0% (0 MWh)	500	500	500	63,00	31.500,00	295.802,98	327.302,98	0%
	1500	1500	1500	18,00	27.000,00	295.802,98	322.802,98	0%
20% (1000 MWh)	500	1500	1500	18,00	27.000,00	295.802,98	322.802,98	0%
	1500	1999	1999	18,00	35.982,00	164.593,98	200.575,98	20%
50% (2500 MWh)	500	1999	1999	18,00	35.982,00	164.593,98	200.575,98	20%
	1500	1999	1999	18,00	35.982,00	116.983,73	152.965,73	50%
100% (5000 MWh)	500	799	799	50,00	39.950,00	56.242,79	96.192,79	100%
	1500	499	499	18,00	8.982,00	56.242,79	65.224,79	100%

Dessa análise pode-se concluir que a oferta preferencial, maximizadora da receita imediata do agente estratégico é a oferta (1299). O agente só mudará sua oferta (aumento de sua produção) em função da energia armazenada inicial e da previsão de altas afluências ao sistema — restrição de capacidade do reservatório, ou quando há uma sinalização da função de lucro futuro da possibilidade de vertimento ou déficit em estágios futuros.

Desse modo, ao final do processo de recursão, estágio 1, o agente estratégico, em função das condições do sistema (estado inicial e afluições), define sua melhor oferta ao mercado. A oferta escolhida será aquela que apresente o maior valor esperado — maximização de suas receitas imediata e futura.

Conclui-se, também, que a estocasticidade das vazões é a fonte de incerteza no processo de decisão do nível de produção do agente estratégico, o que, por sua vez, refletir-se-á nos preços do mercado e, conseqüentemente, na maximização de suas receitas.

Por meio desse exemplo, pode-se constatar que a Programação Dinâmica apresenta-se como uma metodologia de solução apropriada para tratar a característica estocástica presente no mercado de um sistema hidrotérmico com forte predominância hidrelétrica.

5.7 Conclusão

Descreveu-se neste capítulo como foi formulado o problema de maximização de receita que um gerador hidrelétrico tem que resolver no processo de elaboração de suas estratégias de oferta ótima ao mercado de energia elétrica. Como no momento em que os agentes fazem suas ofertas ao mercado, as ofertas dos demais agentes não são conhecidas, e também existe uma incerteza associada à demanda e à disponibilidade de geração para o período seguinte, em função das previsões de afluições, esse problema configura-se como um problema de decisão sob incertezas.

Partindo-se da relevância da característica de estocasticidade das afluições, apontada como o principal fator de incertezas na solução do problema, apresentou-se uma forma de resolvê-lo utilizando-se a técnica de otimização estocástica — Programação Dinâmica Estocástica (PDE), que se apresenta como uma ferramenta apropriada para tal solução.

Desse modo, para a definição de suas estratégias, o gerador oligopolista procura basear sua decisão não apenas maximizando sua receita no período seguinte, mas naquela que maximiza a sua renda ao longo de todo o horizonte de estudo, tendo uma visão mais de longo prazo, em que ele procura avaliar as repercussões futuras de sua definição de produção atual, resolvendo o *tradeoff* entre o quanto utilizar de água, em dado período t (período considerado na análise) e o quanto armazenar para o futuro, período $t+1$, o que demonstrará o benefício futuro resultante dos níveis de armazenamentos futuros dos reservatórios.

Um caso-exemplo foi analisado, de forma a se avaliar o potencial da técnica de Programação Dinâmica Estocástica, na solução do problema de maximização de benefícios de um agente hidrelétrico, em um ambiente de mercado de um sistema hidrotérmico com forte predominância hidrelétrica.

Pôde-se observar, também, a partir dos resultados desse caso-exemplo que o gerador estratégico utiliza seu potencial Poder de Mercado para a tomada de decisão no processo de interação estratégica com o mercado.

Desse modo, vale ressaltar que o que se busca com a realização deste trabalho é mostrar, conforme será visto na Seção 6.3.2, que as incertezas associadas ao processo de decisão — previsão de afluências, nível de contratação e elasticidade da demanda, podem reduzir consideravelmente o poder de mercado dos agentes hidrelétricos (oligopolistas).



Capítulo

6

Aplicação

6.1 Introdução

Pretende-se, neste capítulo, resolver, por meio de um estudo de caso, o problema enfrentado por um gerador estratégico em mercados hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica, considerando a presença de competidores satélites (*fringes*) e declaração de demanda. Esse estudo de caso, construído a partir de dados reais do sistema elétrico brasileiro, subsidiará a análise e discussão do uso do modelo de mercado baseado em ofertas e sua viabilidade de implantação em sistemas hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica. Serão destacados, pois, a partir dos resultados obtidos, suas vantagens e desvantagens, identificando possíveis pontos vulneráveis que poderão tornar tal modelo inadequado e/ou sugerir procedimentos/ações dos órgãos reguladores e formas de participação da sociedade que possam adaptá-los a sistemas com essas características tão particulares, como é caso do Sistema Elétrico Brasileiro.

6.2 Estudo de Caso

A implementação computacional realizada neste trabalho foi baseada nos conceitos apresentados nos capítulos 3, 4 e 5. Para a aplicação desses conceitos e da metodologia proposta foi realizado um estudo de caso, no qual um exemplo de sistema hidrotérmico com predominância de geração hidrelétrica foi construído com dados reais derivados do Sistema Elétrico Brasileiro (Subsistema Sul²⁶). A estratégia empregada na solução do problema de maximização de lucro de um agente oligopolista nesses sistemas foi a técnica de Programação Dinâmica Estocástica (PDE), cujo procedimento de aplicação da PDE e o algoritmo implementado foram apresentados na Seção 5. 4 do Capítulo 5.

6.2.1 Caso: Subsistema Sul – Sistema Elétrico Brasileiro

A. Descrição do Sistema

A configuração do sistema está constituída de um agente oligopolista — gerador hidrelétrico, de um conjunto de unidades termelétricas (geradores termelétricos) e de um conjunto de consumidores, representados por uma unidade consumidora (demanda do sistema).

Todas as unidades hidrelétricas foram consideradas pertencentes a um proprietário, tendo-se, assim, uma usina hidrelétrica equivalente (UHE), definido como o agente oligopolista — agente *price maker* (formador de preço), cujas principais características²⁷ são apresentadas na Tabela 6.1 a seguir.

Tabela 6-1 Dados do Gerador Hidrelétrico

Geração Máxima [MWh]	Capacidade Máxima de Armazenamento [MWh]
6605	15533

As unidades termelétricas (UTES), definidas como agentes *price takers* (tomadores de preço), compreendem 15 usinas termelétricas a carvão mineral, a gás ou a óleo; totalizando 4766 MW de capacidade instalada, cujas principais características são apresentadas na Tabela 6.2, a seguir. Não foram considerados os custos de *startup* e essas usinas foram consideradas como totalmente flexíveis (sem requisitos mínimos de geração, devido a contratos de gás *take or pay*, por exemplo).

²⁶ Devido a sua grande dimensão territorial, o Sistema Elétrico Brasileiro, embora eletricamente interconectado, constituindo o intitulado — Sistema Interligado Nacional (SIN), as suas restrições de transmissão internas são responsáveis pela existência de quatro subsistemas: Norte, Nordeste, Sudeste e Sul.

²⁷ As unidades hidrelétricas não têm um custo operacional variável direto. Em vez disso, elas possuem um custo de oportunidade associado à economia de combustíveis, quando elas substituem as gerações termelétricas.

Tabela 6-2 Dados dos Geradores Termelétricos

Gerador	Capacidade	Custo
	Instalada	Marginal
	[MW]	[\$/MWh]
01	600	50,54
02	600	55,11
03	469	65,38
04	400	72,99
05	430	82,75
06	363	88,63
07	100	95,36
08	60	95,41
09	400	96,18
10	160	110,48
11	262	112,80
12	618	118,35
13	72	122,39
14	132	129,28
15	100	155,86

Vale ressaltar que no desenho do mercado do sistema analisado, considera-se que os preços ofertados pelos agentes termelétricos são constantes.

A demanda de energia é variável ao longo de todo o horizonte de estudo e varia anualmente, com um valor de 7236 MWh no primeiro ano e taxa de crescimento de 5% ao ano. Foi também analisado, no decorrer deste estudo, a possibilidade da demanda reagir à variação de preços de mercado, por meio de ofertas pelo lado da demanda (DSB – *Demand Side Bidding*), conforme descrição apresentada na Seção 6.3, Tabela 6.8 — Patamares de Ofertas de Demanda. Além disso, apresentam-se no Apêndice B uma breve abordagem sobre o uso de Ofertas de Demanda em mercados de energia elétrica.

A curva de oferta agregada submetida pelos agentes *price takers* (*fringe* – UTEs), e adotada pelo agente hidrelétrico para determinação de sua demanda residual, é apresentada pela Figura 6.1.

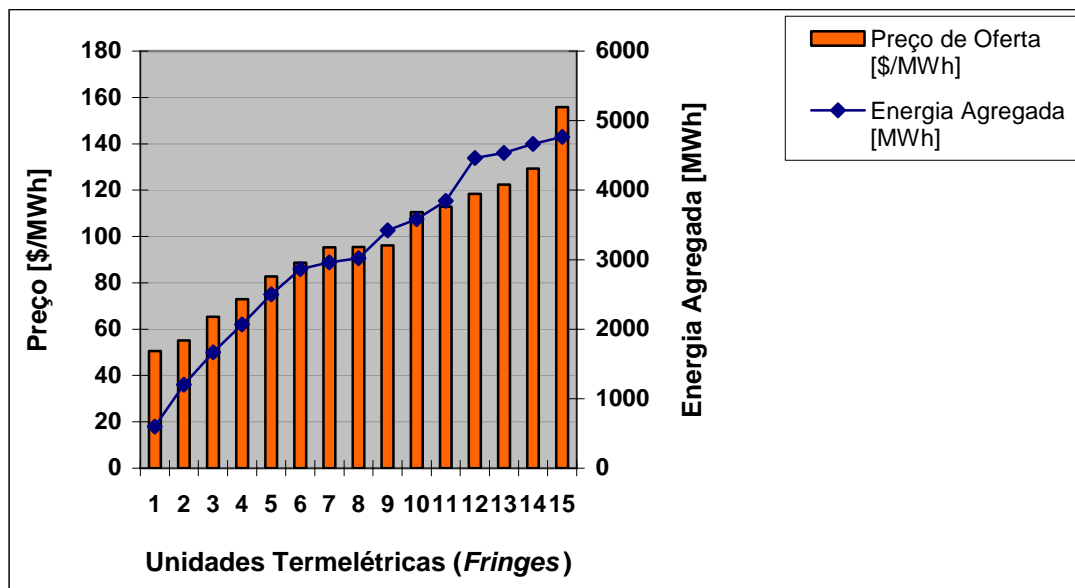


Figura 6.1 - Curva de Oferta Agregada por Preço das UTEs

B. Considerações do Estudo

Sem perda de generalidade, foram adotadas algumas simplificações visando à redução da complexidade da metodologia proposta:

- a oferta dos geradores termelétricos é formada pelo custo marginal de produção e capacidade máxima de geração, conforme pode ser demonstrado pela teoria econômica (BAÍLLO et al, 2001);
- o modelo de mercado de energia elétrica adotado é baseado em ofertas (*bid* – geradores, *ask* – consumidores), ou seja, os agentes definem todas as suas ofertas, de uma única vez, para o período em questão;
- o modelo de formação de preços por meio de ofertas simples de energia elétrica é baseado no uso de blocos de energia, ou seja, pares de quantidade e preço, que os agentes oferecem para o despacho, no qual os agentes geradores têm a responsabilidade de internalizarem todos os seus custos de produção de energia nas suas ofertas;
- as ofertas dos geradores são realizadas mensalmente²⁸ com o propósito de representar a possibilidade de transferência de água de um estágio para outro (futuro);

²⁸ Essa consideração de ofertas mensais é aceitável visto que em sistemas hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica, diferente dos tradicionais mercados do dia seguinte — *day-ahead market*, dado que nesses sistemas existem reservatórios com grandes capacidades de armazenamento, o que faz com que o efeito da variação do preço esteja manifestado em uma escala de tempo maior do que nos mercados de sistemas termelétricos. Assim, não foram modeladas aqui as restrições termodinâmicas cujas constantes de tempo são de poucas horas.

- a rede elétrica não foi representada;
- as restrições termodinâmicas das unidades de geração termelétrica não foram representadas;
- as não-linearidades das funções de produção das unidades de geração hidrelétrica não foram representadas.

Essas simplificações não afetam substancialmente a validade dos resultados, visto que o objeto deste estudo concentra-se na obtenção e análise das ofertas estratégicas apresentadas pelos agentes oligopolistas, que podem evidenciar o exercício de seu potencial Poder de Mercado e os impactos dessas ofertas na formação de preço do mercado de curto prazo.

Desse modo, assumiu-se que cada gerador apresenta uma oferta mensalmente. Além disso, partiu-se do princípio que os geradores termelétricos, definidos neste estudo como *price takers*, portanto, oferecem seus custos variáveis.

O estado do sistema é representado pelo nível de armazenamento do reservatório equivalente do agente estratégico (UHE) mais a afluência considerada. Por simplificação, o nível de armazenamento do reservatório será subdividido, para cada estágio, em cinquenta níveis: 100, 98, 96, ..., 50, 48, ..., 12, 10, ..., 4, 2% da energia máxima armazenável.

Para cada um dos estágios $t = T, T-1, \dots, 1$ do horizonte de estudo (5 anos) — neste caso foram considerados 60 (sessenta) estágios e, para cada estado do sistema, foram analisados 25 (vinte e cinco) cenários de afluências, escolhidas aleatoriamente do histórico de vazões afluentes (ONS, 2004). Tal procedimento assume que as afluências de um estágio são independentes das ocorridas no passado, desconsiderando assim a tendência hidrológica normalmente adotada nos estudos de planejamento de médio prazo. O objetivo da utilização desses cenários de afluências é o de reproduzir a estocasticidade das vazões afluentes.

Assim, para um dado estado no início do estágio t , admite-se como conhecida, no início do mês, a afluência que irá acontecer, o que permite estudar cada afluência individualmente, resultando em diversas soluções ótimas (as quais dependem das possibilidades de afluências consideradas), que conduzirão a diversos lucros de operação para um mesmo estado.

Lembrando que como o problema é estocástico, foi necessário ainda, para cada nível de armazenamento, considerar os diversos cenários de afluências e, ao final, calcular o valor esperado de RF. O valor esperado total do agente oligopolista (RI + RF) é obtido levando-se em consideração a probabilidade de ocorrência das afluências analisadas. Para simplificação de cálculos supõe-se que as afluências são equiprováveis.

Para o exemplo em referência, embora tenham sido utilizados diversos níveis de armazenamento (50), a aproximação para a Função de Lucro Futuro ainda é simplificada. Idealmente, seria necessário discretizar a variável de estado em um número maior de valores, o que possibilitaria a obtenção de uma aproximação mais realista da relação entre o lucro total esperado de operação e a energia armazenada no início do estágio seguinte.

C. Simulação do Mercado

O agente estratégico em um dado estágio do horizonte de estudo, com vistas à maximização de sua receita, testa, para cada nível de armazenamento e cenário de afluências, um conjunto de ofertas que maximize a soma de sua remuneração imediata com um valor esperado de sua remuneração futura. As ofertas analisadas correspondem aos patamares da curva de demanda residual com que o agente estratégico se defronta. Esses patamares correspondem às possíveis decisões termelétricas do despacho, conforme ilustrado pela Tabela 6.3, em que se utilizam apenas 4 (quatro) UTEs como exemplo.

Tabela 6-3 - Decisões Termelétricas de Despacho

Decisão Termelétrica	UTE_01	UTE_02	UTE_03	UTE_04
1	ND	ND	ND	ND
2	D	ND	ND	ND
3	D	D	ND	ND
4	D	D	D	ND
5	D	D	D	D

Em que:

D – usina despachada,
ND – usina não despachada.

As decisões termelétricas da Tabela 6.3 indicam qual o agente é o marginal, o qual define o preço de equilíbrio do mercado — Preço Spot. Por exemplo, para a decisão termelétrica 1, nenhuma usina termelétrica é despachada, o agente hidrelétrico será o agente marginal. Desse modo, as ofertas que o agente estratégico (UHE) apresentará ao mercado são definidas em função das possíveis decisões operativas (despacho termelétrico), cujo despacho depende de sua decisão de produção.

Para exemplificar essa simulação do mercado, serão analisadas as ofertas que o agente estratégico poderá apresentar ao mercado, em função de sua decisão de produção, conforme ilustrado na Tabela 6.4, em que foram considerados os seguintes dados:

- período (mês) — 60 (último mês do horizonte de planejamento);
- demanda do período — 8690 MWh;
- faixa de armazenamento do reservatório — 0% (0 MWh);
- cenário de energia afluyente — 6434 MWh; e
- conjunto de geradores termelétricos apresentados na Tabela 6.2.

Cada oferta a ser analisada pelo agente oligopolista corresponde a uma decisão de despacho (decisões termelétricas, como mostrado na Tabela 6.3), em função das quais ele vai maximizar seus rendimentos imediato e futuro.

Tabela 6-4 - Ofertas do Gerador Estratégico em Função da Curva de Demanda Residual

Oferta	Quantidade (MWh)	Gerador Marginal Custo [\$/MWh]	Oferta	Quantidade (MWh)	Gerador Marginal Custo [\$/MWh]
1	(6434)	UT 05 82,75	7	(5267)	UT 10 110,48
2	(6433)	UT 05 82,75	8	(5107)	UT 11 112,80
3	(6190)	UT 06 88,63	9	(4845)	UT 12 118,35
4	(5827)	UT 07 95,36	10	(4227)	UT 13 122,39
5	(5727)	UT 08 95,41	11	(4155)	UT 14 129,28
6	(5667)	UT 09 96,18	12	(4023)	UT 15 155,86

Entende-se que o preço de oferta do gerador hidrelétrico será qualquer valor abaixo do custo da unidade termelétrica mais barata. Neste estudo, considera-se que ele ofertará sempre preço zero, uma vez que o preço do mercado de curto prazo será definido em função de sua quantidade ofertada ao sistema, conforme exemplificado na Tabela 6.4. Sua quantidade produzida será definida em função de sua curva de demanda residual, a qual determina que gerador satélite (UTE) será o marginal e, conseqüentemente, determinará o preço do mercado de curto prazo (preço spot).

Neste caso, por exemplo, sua decisão seria a de produzir 4023 MWh, a decisão que maximiza sua receita imediata (\$ 627.024,78 — [4023 MWh x 155,86 \$/MWh]), visto que sua receita futura é zero (FLF=0), por tratar-se do último período do horizonte de estudo (período 60).

Para atualização monetária dos valores ao longo do período avaliado, foi considerada uma taxa anual de desconto de 10%.

A situação de déficit ocorrerá quando a energia disponível para o gerador hidrelétrico, em função das condições de armazenamento do reservatório e previsão de aflúncias, somada à capacidade máxima das usinas termelétricas não for suficiente para atender à demanda. Para a energia não suprida foi considerado o despacho de uma unidade termelétrica fictícia de capacidade infinita de produção com custo incremental estipulado em \$ 684/MWh, aqui neste estudo igual ao *price-cap* adotado para o mercado.

Definido o conjunto de ofertas, como apresentado na Tabela 6.4, o agente estratégico, em função das previsões de demanda e aflúncias, pode definir sobre a oferta estratégica que apresentará ao mercado em determinado estágio t , que maximizará sua receita imediata (RI) e sua remuneração esperada para o futuro (RF).

D. Implementação Computacional

A implementação computacional da simulação de operação do mercado é realizada por meio de um algoritmo que faz a ordenação das ofertas de energia por mérito dos preços, para cada período do horizonte de estudo, de forma a atender à demanda.

O modelo²⁹ resolve o processo de produção ótima do agente hidrelétrico e a estratégia é a maximização do uso da água armazenada nos reservatórios, realizando-se uma análise de longo prazo, considerando-se as incertezas associadas ao problema. O processo de otimização foi realizando seguindo os passos do algoritmo descrito na Seção 5.5.

Com as definições do algoritmo de formação de preços de energia elétrica, das características do modelo de mercado, com a apresentação dos dados técnicos das unidades geradoras e com base nas considerações feitas para o estudo, parte-se para a análise dos resultados do processo de otimização. Essas simulações definem o conjunto de ofertas estratégicas para o agente oligopolista e calcula o preço spot do mercado, considerando todas as características do mercado e dos agentes, analisando o comportamento estratégico dos agentes, procurando identificar as situações favoráveis para o agente oligopolista exercer poder de mercado.

²⁹ O modelo implementado nesta simulação está baseado no paradigma de Modelagem Orientada a Objetos (MOO), criando classes para as entidades envolvidas no problema (Gerador Hidrelétrico, Gerador Termelétrico, Mercado, Aflúncias, Meteorologia, entre outras). Para a implementação computacional utilizou-se a linguagem de programação *Object Pascal*, no ambiente Borland Delphi 7.0. A interface foi projetada visando à facilidade de uso (usabilidade), provendo *feedback* imediato com o usuário (informa a todo o momento o andamento do processamento), mesmo durante simulações com maior duração de tempo. A entrada de dados é flexível, baseada em arquivo texto. Os relatórios de saída são apresentados no formato de um site HTML estático, com hyperlinks para os períodos simulados.

6.3 Resultados das Simulações

O processo de otimização foi realizado considerando-se 25 cenários de aflúncias hidrológicas para cada período do horizonte de estudo. Os resultados, para o primeiro estágio do horizonte de estudo, estão apresentados nas tabelas (6.5) a (6.7), em que foram considerados os seguintes parâmetros na análise: variação do nível de armazenamento do reservatório, variação do nível de contratação e variação do percentual de oferta de demanda. Para simplificar esta análise, tendo em vista o elevado número de cenários considerados, foram selecionados apenas três cenários de aflúncias (baixa, média e alta) do conjunto de 25 cenários analisados.

6.3.1 Efeito da Não Contratação

A Tabela 6.5 apresenta os resultados da simulação considerando que não existe contratação no mercado, sendo que toda energia será vendida no mercado spot. Os dados apresentados correspondem ao primeiro estágio do horizonte de estudo, momento da tomada de decisão do agente oligopolista, quando de sua participação no mercado. A demanda considerada nesse estágio, de 7236 MWh, não reage à variação de preços do mercado. Dessa análise, verifica-se a variação do preço spot em função da estocasticidade das aflúncias e do nível de armazenamento do reservatório.

Analisando a Tabela 6.5 observa-se, que quando o reservatório estiver vazio e a energia afluyente ao reservatório é baixa, o gerador oligopolista oferta toda sua energia disponível, sendo necessário o despacho de todas as 15 UTEs que juntas podem fornecer um total de 4766 MWh, para atender completamente à solicitação da demanda. Nesse caso, o preço spot é determinado pelo preço do último recurso despachado — preço da unidade termelétrica mais cara despachada (UTE 15), com custo incremental de \$ 155,86/MWh. Desse modo, o gerador oligopolista terá um lucro previsto de \$ 15.802.613,96, considerando seu lucro imediato mais seu lucro futuro ao longo de todo o horizonte de estudo (60 meses).

Observando-se a Tabela 6.5, conclui-se que à medida que reservatório apresenta um nível de armazenamento inicial maior e/ou quando se têm altas aflúncias ao sistema, o gerador hidrelétrico apresenta uma oferta maior ao despacho, o que, por sua vez, implica uma redução no preço do mercado. Nesses casos, ele apresenta a mesma oferta — 6605 MWh que corresponde à sua capacidade máxima de turbinamento. Essa oferta é determinada principalmente por uma medida regulatória do mercado que prioriza o atendimento à demanda, primeiramente, pela energia hidráulica excedente do sistema. Isso faz com que o gerador oligopolista inclua em sua oferta a energia excedente do sistema, ou seja, aquela que seria vertida, caso não fosse turbinada, pois ultrapassaria o limite de sua capacidade de armazenamento. Mesmo sob condições favoráveis de disponibilidade de água — nível de armazena-

mento inicial elevado e boa afluência, observa-se o comportamento estratégico desse gerador, o qual reduz sua oferta ao mercado de modo que unidades termelétricas mais caras se tornem marginais no mercado, aumentando, assim, suas receitas, como no caso de : 30% de armazenamento inicial, afluência de 7080 MWh, estado em que ele poderia fazer sua oferta máxima — 6605 MWh, ele oferta 6035 MWh, fazendo o preço do mercado em \$ 65,38/MWh, em vez de 55,11/MWh caso ele ofertasse sua produção máxima.

Tabela 6-5 Comportamento Estratégico sem Contratação de Demanda

Nível Reservatório Inicial	Afluência [MWh]	Oferta Estratégica [MWh]	Preço Spot [\$]	Mercado Spot [\$]			Volume Final
	Baixa			Lucro Imediato	Lucro Futuro	Lucro Total	
	Média						
	Alta						
0%	2500	2500	155,86	389.650,00	15.412.963,96	15.802.613,96	0%
	7080	6035	65,38	394.568,30	15.369.350,03	15.763.918,33	6%
	15150	6035	65,38	394.568,30	14.569.586,85	14.964.155,15	58%
20%	2500	5166	82,75	427.486,50	15.400.147,59	15.827.634,09	2%
	7080	6035	65,38	394.568,30	15.126.800,20	15.521.368,50	26%
	15150	6605	55,11	213.937,02	14.174.895,42	14.388.832,44	76%
30%	2500	6035	65,38	394.568,30	15.350.301,59	15.744.869,89	8%
	7080	6035	65,38	394.568,30	14.970.339,80	15.364.908,10	36%
	15150	6605	55,11	128.351,19	13.944.725,37	14.073.076,56	86%
50%	2500	6605	55,11	364.001,55	15.157.293,76	15.521.295,31	24%
	7080	6605	55,11	364.001,55	14.646.703,03	15.010.704,58	54%
	15150	6605	55,11	0,00	13.693.105,67	13.693.105,67	100%
90%	2500	6605	55,11	311.867,49	14.445.419,19	14.757.286,68	64%
	7080	6605	55,11	59.463,69	13.788.576,34	13.848.040,03	94%
	15150	6605	55,11	0,00	13.693.105,67	13.693.105,67	100%

Pode-se também observar, na Tabela 6.5, que o gerador oligopolista tem uma oferta preferencial³⁰ [6035 MWh], ele define sua oferta (quantidade a ser produzida) ao colocar o gerador termelétrico 3 (UT3 — \$65,38/MWh) como o marginal no mercado. Ele só desviar-se-á dessa oferta preferencial quando tiver uma sinalização da FLF, ou seja, quando houver possibilidade de ocorrência de vertimen-

³⁰ Oferta Preferencial corresponde àquela que maximiza sua receita imediata (curto prazo).

tos ou déficits de energia em estágios futuros ou para atender medidas regulatórias do mercado, como comentado anteriormente. Dessa análise, pode-se concluir que o aumento dos preços do mercado é decorrente da redução da produção do gerador hidrelétrico. Essa redução pode ser muito pequena, o suficiente para provocar o despacho de unidades termelétricas mais caras. Outra conclusão importante dessa análise é que a decisão de produção do gerador hidrelétrico, além de maximizar seu lucro imediato, procura manter seus estoques de água para uso futuro.

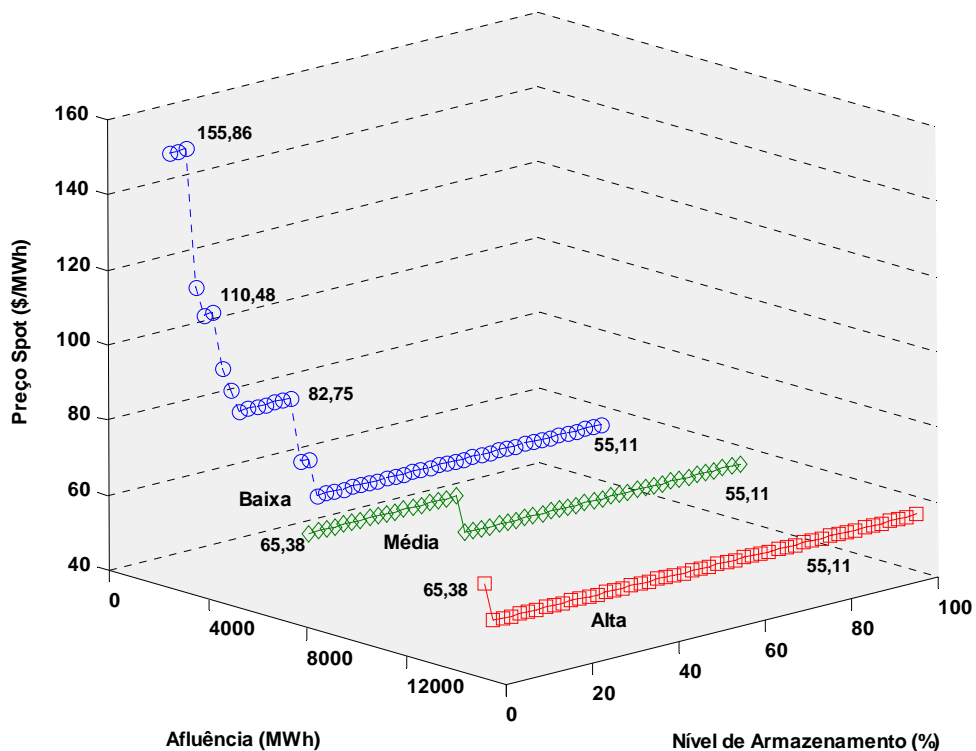


Figura 6.2 Variação Preço Spot versus Estado do Sistema — Sem Contratação

Na Figura 6.2, ilustra-se a evolução do preço spot em função do estado do sistema; aqui foram considerados 50 níveis de armazenamento do reservatório do agente hidrelétrico, considerando-se três diferentes cenários de fluência (baixa, média e alta), para o primeiro estágio do horizonte de estudo, o que corrobora para um melhor entendimento do comportamento do mercado apresentado na Tabela 6.5.

Analisando-se a Figura 6.2, verifica-se que à medida que aumenta o armazenamento inicial do sistema e para a ocorrência de fluências média e alta, o preço do mercado diminui.

Para o caso de condições desfavoráveis de recursos hídricos — baixas afluências, o preço spot do mercado é bastante elevado e decresce à medida que o aumenta o nível de armazenamento inicial do reservatório, sendo que a partir do nível de 34% do armazenamento máximo, o preço spot estabiliza-se no valor 55,11/MWh.

Já para o caso de condições mais favoráveis de recursos hídricos — média e alta afluências, os preços do mercado são bem mais baixos, mesmo em níveis baixos de armazenamento. E, ainda, para o caso das mais altas afluências, especificamente, os preços praticamente independem dos níveis de armazenamento do sistema.

Dessa análise, conclui-se que a oportunidade do gerador hidrelétrico exercer seu potencial poder de mercado com maior ênfase ocorre nas condições hidrológicas desfavoráveis do sistema, na escassez de recursos hídricos. Isso ocorre, pois se espera que em condições hidrológicas mais favoráveis, medidas regulatórias o impeçam de causar vertimentos turbináveis.

O exercício do poder de mercado evidencia-se quando o gerador estratégico define sua quantidade produzida, dado que ao tomar sua decisão de produção ele determina qual dos geradores *price takers* será o marginal e, conseqüentemente, define o preço spot do mercado. Desse modo, verifica-se que a presença do poder de mercado é manifestada pela seleção de sua quantidade produzida que, por sua vez, determinará o preço de equilíbrio do mercado. A habilidade desses geradores de ajustarem os preços acima de seus reais custos de produção aumenta com a não participação da demanda no processo de formação do preço do mercado. Como será visto a seguir, esse comportamento reduz a eficiência do mercado criando uma maior distância entre os reais custos de produção da energia e o seu valor aos consumidores.

O exercício do poder do mercado resulta também em grandes picos de preço e no aumento de sua volatilidade. Em épocas de pouca disponibilidade de recursos hídricos (período seco³¹) ou de falta de energia, sem intervenção de mercado, os geradores hidrelétricos têm literalmente a oportunidade “de fazer seu próprio preço”, os quais resultam em grandes transferências dos recursos dos consumidores e de geradores termelétricos com contrato a esses geradores.

³¹ Período Seco — No Sistema Elétrico Brasileiro, o período seco é período de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro. Corresponde ao período do ano hidrológico caracterizado, historicamente, pela menor incidência de precipitações.

6.3.2 Análise do Poder de Mercado em Sistemas Hidrotérmicos

Analisando-se os resultados apresentados na Seção 6.3.1, verifica-se que o agente hidrelétrico exerce seu potencial de Poder de Mercado³² ao tomar sua decisão de participação no mercado de curto prazo, definindo sua estratégia em função da maximização de seu lucro.

Em sistemas hidrotérmicos, o exercício do poder de mercado pode ser conseguido utilizando-se os recursos hídricos como variável estratégica para obter preços superiores, restringindo a transferência de água de períodos úmidos para secos, indo contra o princípio do uso adequado dos recursos do sistema (PEREIRA, 2000). Essa possibilidade que apresentam as usinas hidrelétricas com reservatório, de guardar energia de um período para outro, e a estocasticidade dos recursos hídricos, em médio prazo, introduzem uma variável de decisão que relaciona a operação do sistema intertemporalmente.

Essa diferença em relação aos sistemas termelétricos, os quais se pode representar por meio de modelos estáticos, a intertemporalidade, exige uma avaliação dinâmica do mercado de energia. Como apresentado anteriormente, neste trabalho utiliza-se a Programação Dinâmica Estocástica (PDE) para analisar-se o comportamento dos agentes e monitorar-se o exercício do poder de mercado em sistemas com essas características.

Como pode ser observado na Tabela 6.5, verifica-se que o agente oligopolista utiliza-se de sua concentração no mercado — posição dominante — exercendo poder de mercado. Como um modo de mitigar esse comportamento indesejável do agente oligopolista, o regulador deve impor níveis mínimos de contratação da demanda, bem como introduzir/incentivar a oferta pelo lado da demanda (*Demand Side Bid* — *DSB*). Com esse propósito, neste trabalho foram implementadas três medidas com o intuito de mitigar o poder de mercado — Contratação Bilateral, Preços Máximos (*Price Cap*) e Ofertas de Demanda, conforme sugerido no Apêndice A.

A. Contratação Bilateral

A Análise das ofertas do gerador hidrelétrico ao mercado, apresentadas na Tabela 6.5, mostra que, para sistemas hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica, o exercício do poder de mercado é manifestado pela redução da quantidade ofertada, como já analisado anteriormente. Isso indica que o mecanismo de contratação mínima obrigatória da demanda pode impedir/mitigar esse indesejável comportamento do gerador oligopolista, uma vez que, na presença de contratação bilateral, o seu maior interesse será garantir a produção da quantidade contratada, o que acarretará uma redução

³² No Apêndice A apresentam-se e analisam-se os principais conceitos sobre Poder de Mercado. Faz-se, na seqüência, uma classificação dos tipos de poder de mercado, apresentando-se, também, as principais técnicas utilizadas para mensurá-lo, bem como algumas técnicas para mitigá-lo.

dos preços do mercado. Dentro desse contexto, para o estudo de caso da Seção 6.2.1, considera-se que a demanda tem, por exigência do agente regulador do mercado, a obrigação de contratação mínima.

A seguir serão analisados os impactos do nível de contratação da demanda no preço spot e no comportamento do agente oligopolista, considerando-se três níveis de contratação: 20, 50 e 75%. Os resultados para níveis de contratação de 20 e 50% são mostrados nas tabelas 6.6 e 6.7, respectivamente. Os resultados para níveis de contratação de 75% são mostrados no Apêndice C.

Tabela 6-6 Comportamento Estratégico com 20% de Contratação de Demanda

Nível Reservatório Inicial	Afluência [MWh]	Oferta Estratégica [MWh]	Preço Spot [\$]	Mercado Spot [\$]			Volume Final
	Baixa			Lucro Imediato	Lucro Futuro	Lucro Total	
	Média						
	Alta						
0%	2500	2500	155,86	163.964,72	11.204.519,15	11.368.483,87	0%
	7080	6035	65,38	299.898,06	11.200.873,77	11.500.771,83	6%
	15150	6605	55,11	284.202,27	10.821.476,15	11.105.678,42	56%
20%	2500	5166	82,75	307.664,50	11.205.342,82	11.513.007,32	2%
	7080	6035	65,38	299.898,06	11.112.908,02	11.412.806,08	26%
	15150	6605	55,11	213.937,02	10.542.122,36	10.756.059,38	76%
30%	2500	6035	65,38	299.898,06	11.195.918,83	11.495.816,89	8%
	7080	6605	55,11	284.202,27	11.045.871,11	11.330.073,38	34%
	15150	6605	55,11	128.351,19	10.382.974,29	10.511.325,48	86%
50%	2500	6605	55,11	284.202,27	11.126.844,84	11.411.047,11	24%
	7080	6605	55,11	284.202,27	10.846.973,95	11.131.176,22	54%
	15150	6605	55,11	0,00	10.205.127,36	10.205.127,36	100%
90%	2500	6605	55,11	232.068,21	10.724.281,25	10.956.349,46	64%
	7080	6605	55,11	59.463,69	10.277.588,17	10.337.051,86	94%
	15150	6605	55,11	0,00	10.205.127,36	10.205.127,36	100%

Todos os resultados obtidos deste estudo de caso referem-se a uma análise considerando todos os estágios do horizonte de estudo, sendo que os resultados mostrados correspondem ao primeiro estágio. Foram ilustrados, porém, apenas três cenários de afluências (Baixa, Média e Alta) do conjunto de afluências considerado no estudo.

Vale ressaltar que a receita proveniente dos contratos não está apresentada nas tabelas. Os resultados apresentados correspondem apenas aos fluxos monetários do mercado de curto prazo (spot) — Lucro Spot.

A Tabela 6.6 ilustra o caso em que a demanda é inelástica e está 20% contratada. Observa-se, entretanto, que não houve mudanças significativas em relação à Tabela 6.5, condição do mercado sem contratação obrigatória da demanda. O comportamento do gerador hidrelétrico praticamente não mudou em relação à situação anterior, visto que suas ofertas são suficientes para cumprir suas obrigações contratuais — 20% da demanda — o que corresponde a 1448 MWh, quantidade essa que ele consegue cumprir mesmo em condição mais adversa — nível de armazenamento 0% e baixa afluência 2500 MWh, sem se expor ao mercado de curto prazo para honrar seus contratos. O gerador mantém a mesma oferta preferencial [6035 MWh] decidida em função da sinalização de sua FLF.

Observa-se, também, que houve uma redução do lucro imediato desse agente, visto que parte de sua oferta é destinada a cumprir suas obrigações contratuais. Entretanto, a redução de receita do gerador oligopolista, observada na coluna de Lucro Total, em relação ao caso sem contratação, verificada comparando-se as tabelas 6.5 e 6.6, pode ser compensada pela receita proveniente dos contratos bilaterais realizados pelo agente.

Para o nível de contratação de 50% da demanda, Tabela 6.7, valem os mesmos comentários do nível de contratação de 20%, observando-se que o agente oligopolista mantém sua oferta preferencial [6035 MWh]. Essa quantidade produzida de 6035 MWh é suficiente para cobrir seus contratos [50% da demanda — o que corresponde a 3618 MWh] e maximizar o seu lucro no mercado spot.

Não obstante, para uma condição hidrológica desfavorável, encontrando-se num estado caracterizado por um nível baixo de armazenamento e/ou uma baixa energia afluenta, o agente oligopolista desvia-se de sua oferta preferencial a fim diminuir sua exposição no mercado spot, dado que tem os contratos a serem honrados. Essa condição é verificada para o estado de reservatório vazio e o cenário de afluência de 2500 MWh, em que o agente hidrelétrico tem que comprar energia do mercado [-1118 MWh] para cobrir seus contratos [3618 MWh = (2500 + 1118) MWh], por isso apresenta lucratividade negativa no mercado de curto prazo, nesse estágio (Lucro Imediato \$ -174.251,48).

Tabela 6-7 Comportamento Estratégico com 50% de Contratação de Demanda

Nível Reservatório Inicial	Afluência [MWh]	Oferta Estratégica [MWh]	Preço Spot [\$]	Mercado Spot [\$]			Volume Final
	Baixa			Lucro Imediato	Lucro Futuro	Lucro Total	
	Média						
	Alta						
0%	2500	2500	155,86	-174.251,48	3.413.780,85	3.239.529,37	0%
	7080	6035	65,38	158.023,46	3.444.194,04	3.602.217,50	6%
	15150	6605	55,11	164.613,57	3.366.832,05	3.531.445,62	56%
20%	2500	5166	82,75	128.097,00	3.428.398,19	3.556.495,19	2%
	7080	5566	72,99	142.184,52	3.483.654,04	3.625.838,56	30%
	15150	6605	55,11	164.613,57	3.231.974,01	3.396.587,58	76%
30%	2500	6035	65,38	158.023,46	3.441.193,21	3.599.216,67	8%
	7080	6605	55,11	164.613,57	3.478.360,08	3.642.973,65	34%
	15150	6605	55,11	128.351,19	3.117.760,18	3.246.111,37	86%
50%	2500	6035	65,38	158.023,46	3.490.233,44	3.648.256,90	28%
	7080	6605	55,11	164.613,57	3.379.779,45	3.544.393,02	54%
	15150	6605	55,11	0,00	3.020.256,01	3.020.256,01	100%
90%	2500	6605	55,11	164.613,57	3.283.962,42	3.448.575,99	64%
	7080	6605	55,11	59.463,69	3.051.309,93	3.110.773,62	94%
	15150	6605	55,11	0,00	3.020.256,01	3.020.256,01	100%

Nas figuras 6.3 e 6.4 ilustram-se as evoluções do preço spot em função do estado do sistema. Aqui foram considerados 50 níveis de armazenamento do reservatório do agente hidrelétrico, considerando-se três diferentes cenários de afluência (baixa, média e alta), para o primeiro estágio do horizonte de estudo, o que corrobora para um melhor entendimento do comportamento do mercado apresentado nas tabelas 6.6 e 6.7.

Analisando-se a Tabela 6.7 para a condição em que o reservatório estiver vazio e a energia afluente for baixa (2500 MWh), o gerador oligopolista necessita comprar a energia do mercado spot para cobrir seus contratos. Desses resultados, fica evidente que, quanto mais elevado seu nível contratação mais elevada será a sua produção hidrelétrica, em função de suas obrigações contratuais e, conseqüentemente, mais baixos serão os preços spot e a receita do gerador hidrelétrico. Entretanto, uma observação também importante dessa análise é que para condições de altas afluências, superior à demanda do período, independentemente do nível de armazenamento e do nível de contratação, o preço spot se mantém no mesmo valor (\$55,11/MWh), conforme pode ser visualizado nas figuras 6.3 e 6.4.

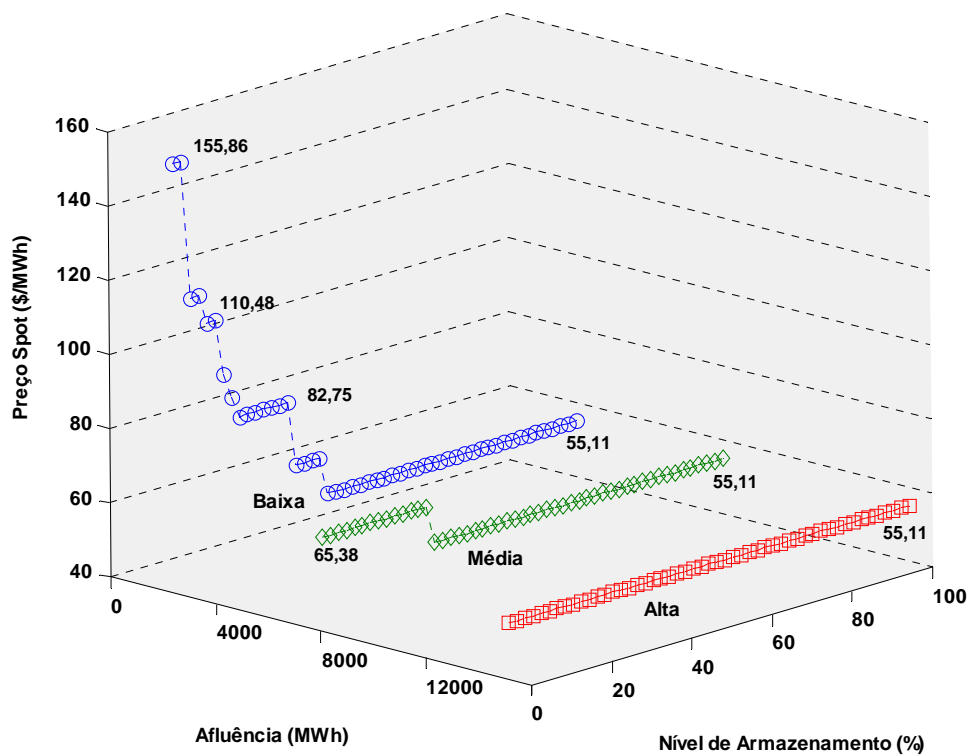


Figura 6.3 Variação Preço Spot versus Estado do Sistema – Contratação 20%

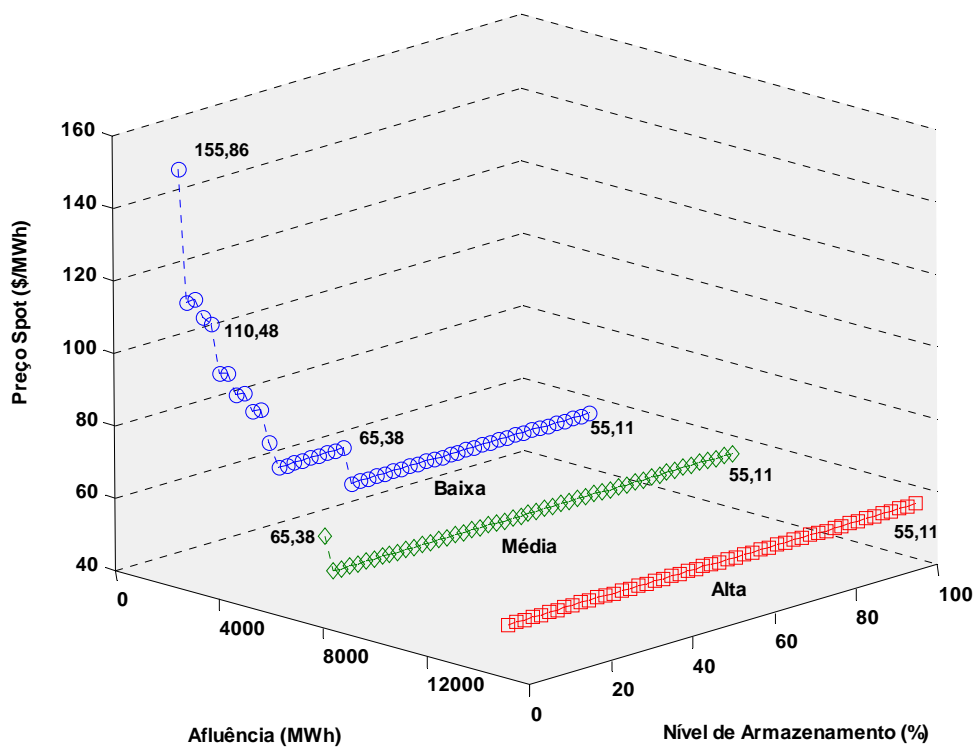


Figura 6.4 Variação Preço Spot versus Estado do Sistema – Contratação 50%

Com base nas tabelas apresentadas anteriormente pode se fazer a seguinte comparação sobre o impacto dos vários níveis de contratação no mercado de energia em análise, conforme pode ser observado nos gráficos das figuras 6.5a a 6.5e.

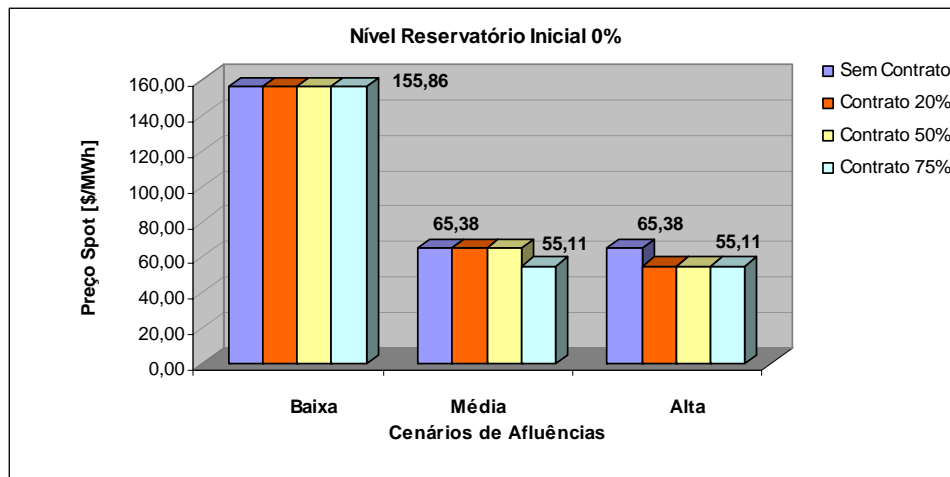


Figura 6.5 a Variação do Preço Spot em função do Nível de Contratação, NR – 0%

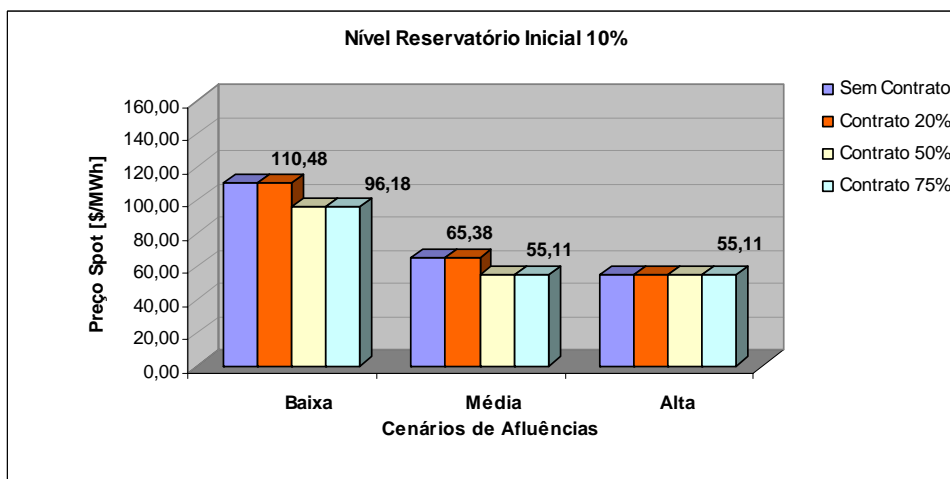


Figura 6.5 b Variação do Preço Spot em função do Nível de Contratação, NR – 10%

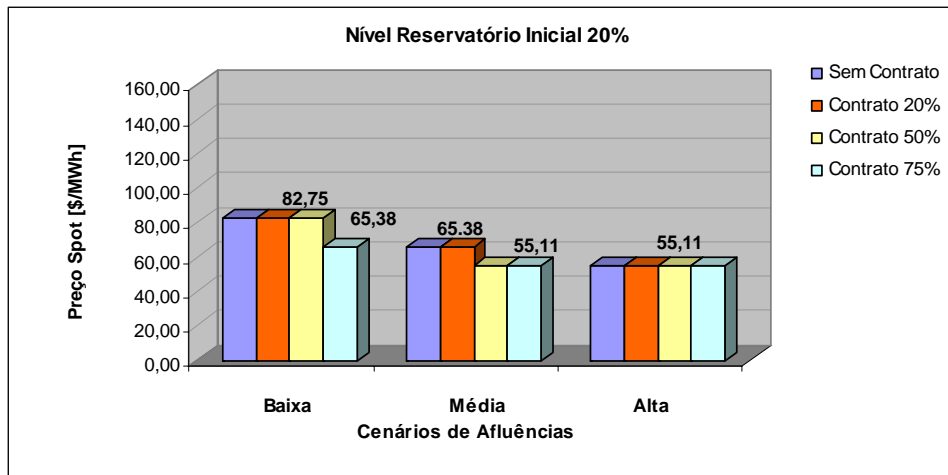


Figura 6.5 c Variação do Preço Spot em função do Nível de Contratação, NR – 20%

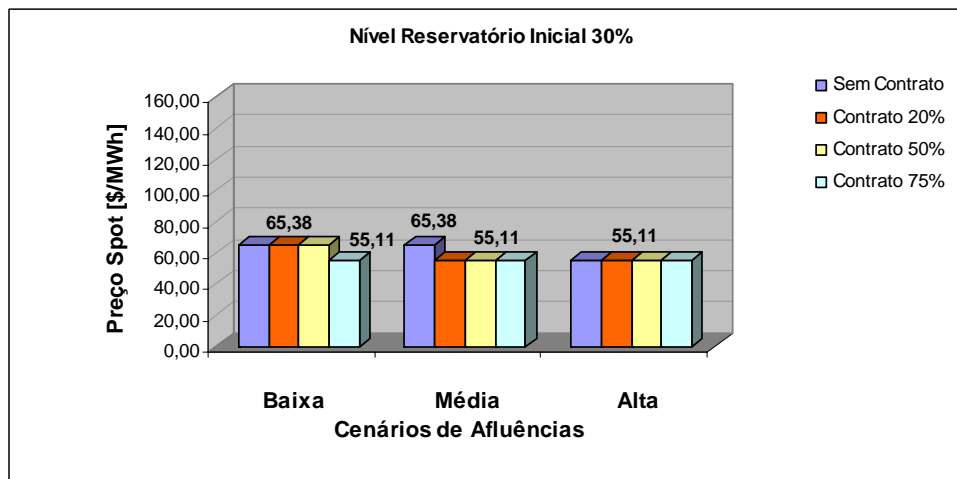


Figura 6.5 d Variação do Preço Spot em função do Nível de Contratação, NR – 30%

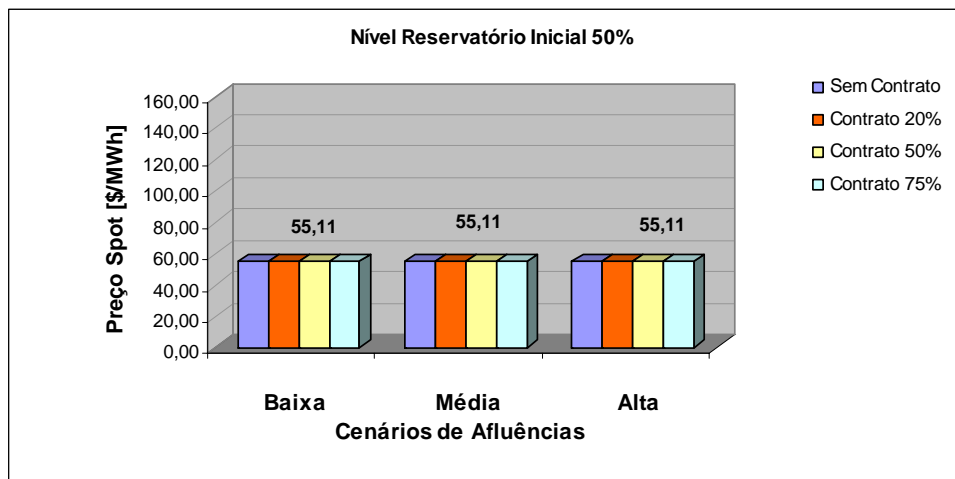


Figura 6.5 e Variação do Preço Spot em função do Nível de Contratação, NR – 50%

A análise das figuras 6.5 (a-e) mostra a variação do preço spot em função do nível de contratação da demanda (0, 20, 50 e 75%), considerando-se vários estados do nível de armazenamento inicial do reservatório do gerador oligopolista (0, 10, 20, 30 e 50%) e diferentes cenários de afluência, em que se percebe a redução do preço spot em função do aumento do nível de contratação da demanda e, também, em função do aumento da disponibilidade de água para o gerador decidir a sua oferta ao mercado.

Os resultados obtidos demonstram que a exigência de contratação da demanda é uma medida regulatória apropriada para mitigar o poder do mercado do gerador oligopolista, dado que ele tem que aumentar a sua produção para cumprir seus contratos, como analisado em (SCOTT T. J.; READ E. G., 1996) e (GARCIA, A., ARBELÁEZ, L. E., 2002).

Dos resultados obtidos nas simulações realizadas, observa-se o efeito imediato do nível de contratação como uma ferramenta útil para diminuir o poder de mercado e, conseqüentemente, reduzir os preços spot do mercado. Além disso, observa-se que quanto maior for a capacidade do gerador comprometida em contratos, menor será o impacto dos preços spot em suas receitas, uma vez que eles já possuem um fluxo de receitas garantido.

Antes de passar à análise de outras medidas mitigadoras do poder de mercado, é oportuno fazer uma avaliação do comportamento do agente estratégico e do mercado ao longo do horizonte de estudo. Foi realizada a análise do mercado, considerando-se uma janela de 24 períodos (2 anos). Para isso, utilizou-se uma seqüência, com cenários de afluências com valores abaixo da média do histórico de vazões do ONS – Região Sul (ONS, 2004). Esses valores de afluências foram obtidos a partir do histó-

rico de afluições do sistema, conforme descrito na Figura 6.6. Essa figura descreve uma série de afluições caracterizadas por valores médios de afluições, verificadas no histórico ao longo de dois (2) anos consecutivos (anos de 2000 e 2001 do histórico do ONS – Região Sul). Isso viabilizou que se fizesse uma melhor apresentação dos resultados e um melhor acompanhamento dessa análise. Assim, avaliou-se o comportamento do sistema, acompanhando, ao longo do processo decisório, os resultados da simulação para os valores de afluições (simulados pelo processo estocástico) que representasse essa seqüência já ocorrida no sistema.

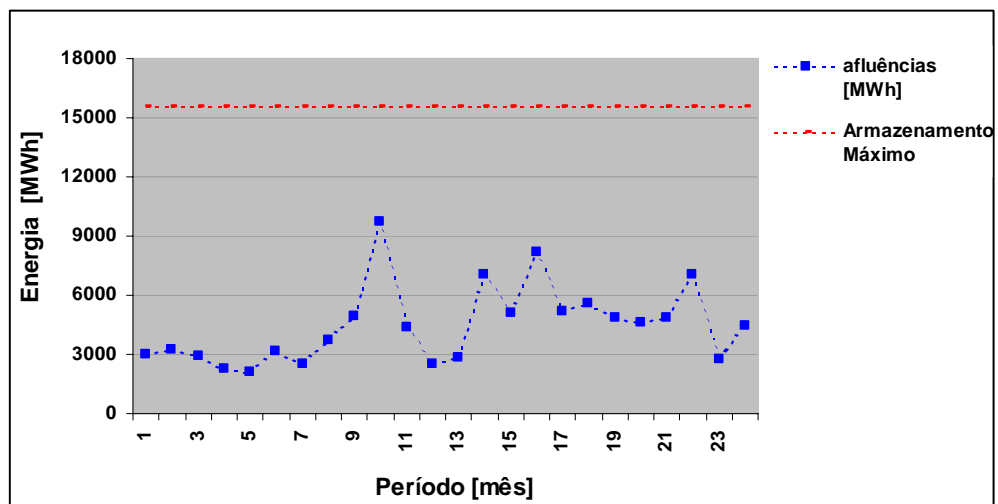


Figura 6.6 Energia Afluinte ao Sistema [MWh]

Os resultados obtidos das simulações realizadas, considerando-se conhecidas as afluições no início de cada mês, considerando-se um volume inicial de armazenamento de 50%, estão apresentados nas figuras 6.7 a 6.10, em que se pode constatar o comportamento dos preços spot e da energia total armazenada sobre todo o horizonte de estudo (24 meses), para um mercado sem exigência de contratação e para um outro com nível de contratação mínima de 50%, respectivamente.

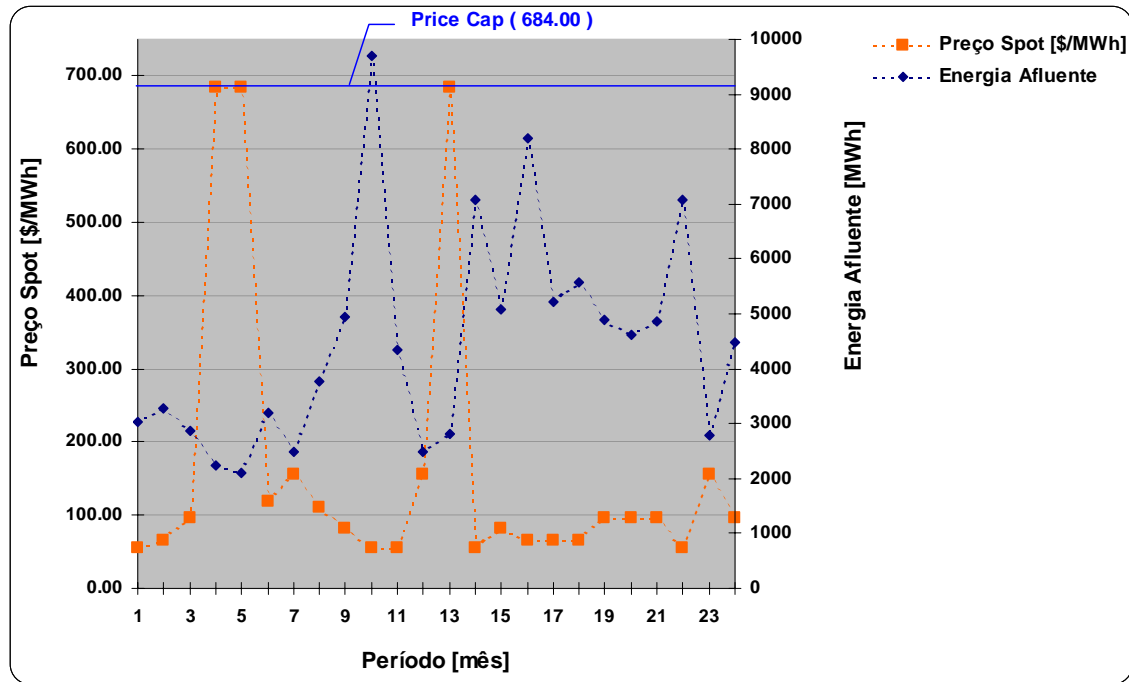


Figura 6.7 Preço Spot e Energia Afluente – Mercado sem Contratação

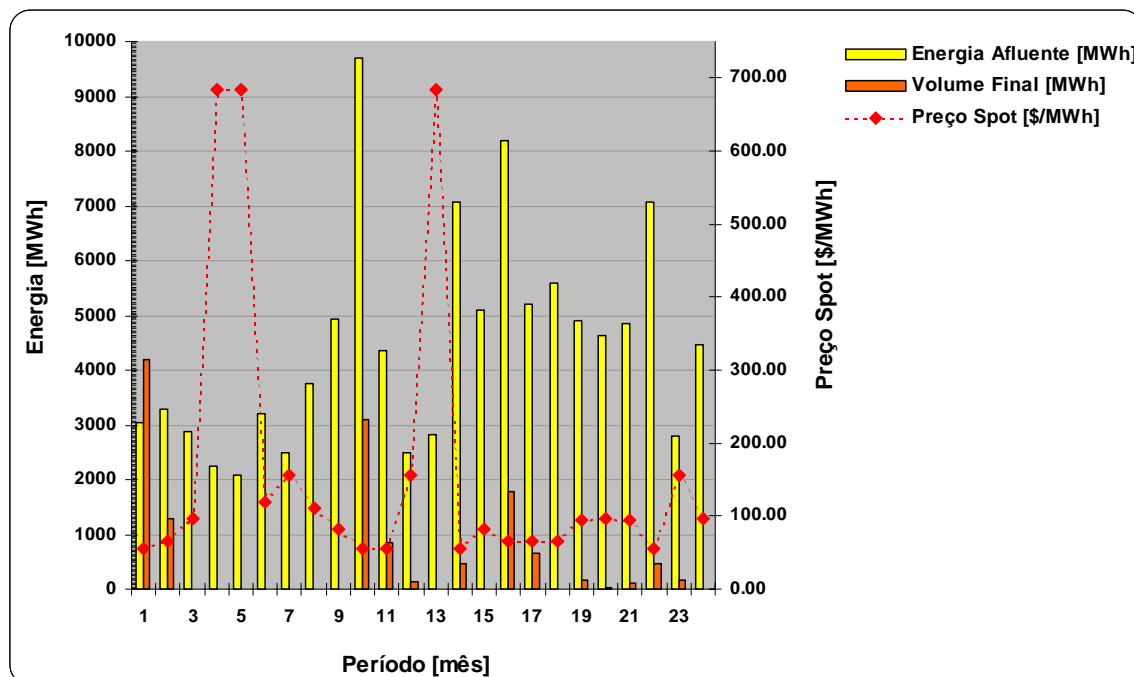


Figura 6.8 Preço Spot e Energia Armazenada – Mercado sem Contratação

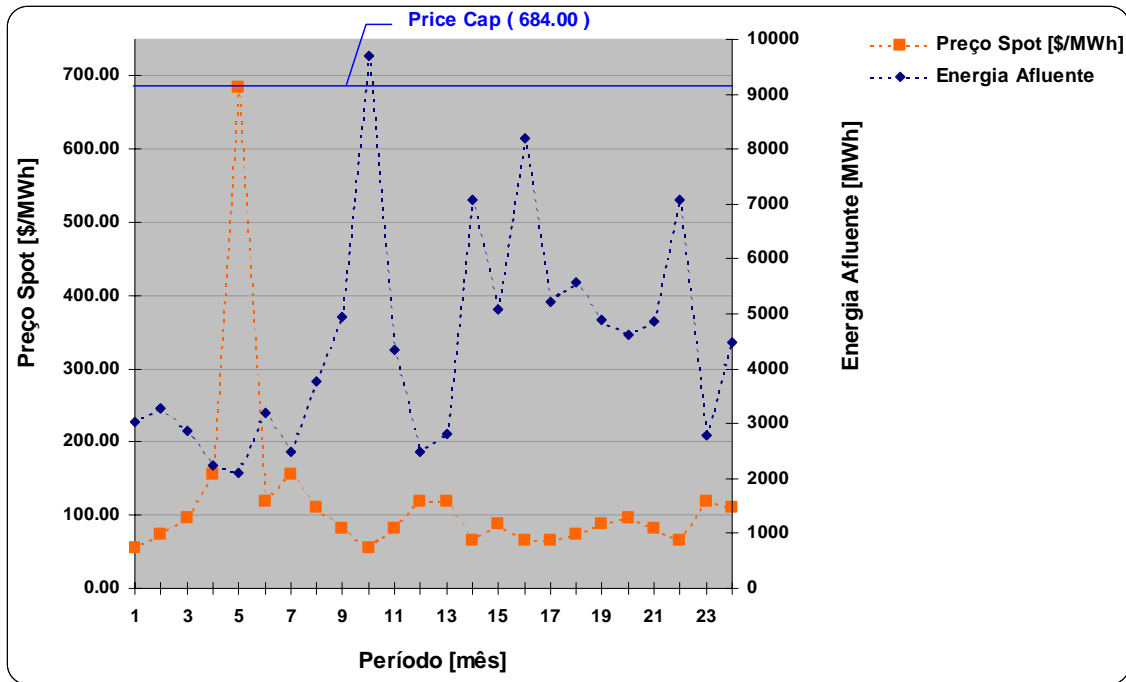


Figura 6.9 Preço Spot e Energia Afluente – Mercado com Contratação de 50%

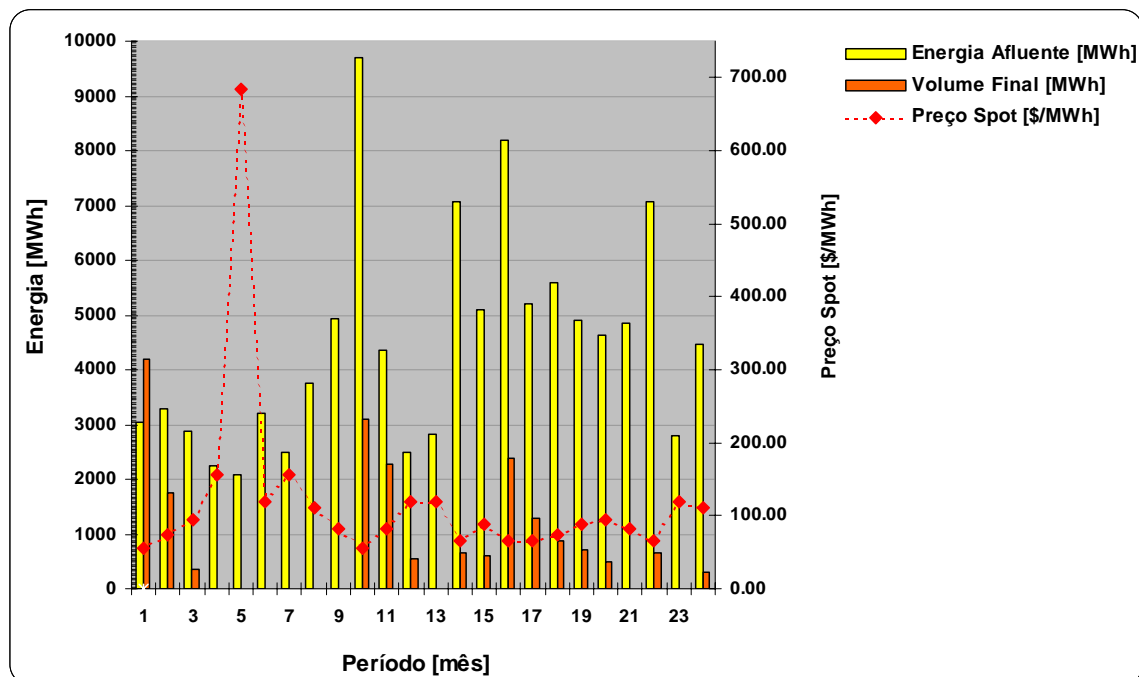


Figura 6.10 Preço Spot e Energia Armazenada – Mercado com Contratação de 50%

Analisando-se as figuras 6.7 e 6.9 observa-se que o preço spot aumenta nos períodos de baixa energia afluente ao sistema e que o sistema tende a armazenar água sempre que possível e ainda que na presença de contratação no mercado, caso da Figura 6.10, o agente hidrelétrico tende a aumentar o seu

nível de armazenamento de forma a minimizar sua exposição ao mercado, quando do cumprimento de suas obrigações contratuais. Observa-se, também, a redução do preço spot no mercado quando há contratação obrigatória da demanda, isso pode ser verificado comparando-se as figuras 6.8 e 6.10.

Pode-se constatar, entretanto, pela Figura 6.8, que o agente estratégico, ao ter sinalização de sua FLF para a possibilidade de racionamentos futuros, ele oferta toda a sua energia disponível (períodos 3 e 12, períodos anteriores aos períodos de déficits de energia), visto que isso lhe proporcionará maiores lucros futuros. Agora, quando ele tem compromissos contratuais, ele armazena essa energia para honrar suas obrigações contratuais, como pode ser observado na Figura 6.10. Uma melhor visualização pode ser observada na Figura 6.11, que compara, em detalhe, as figuras 6.8 e 6.10, em que se verifica o aumento do volume final nos períodos 3 e 12.

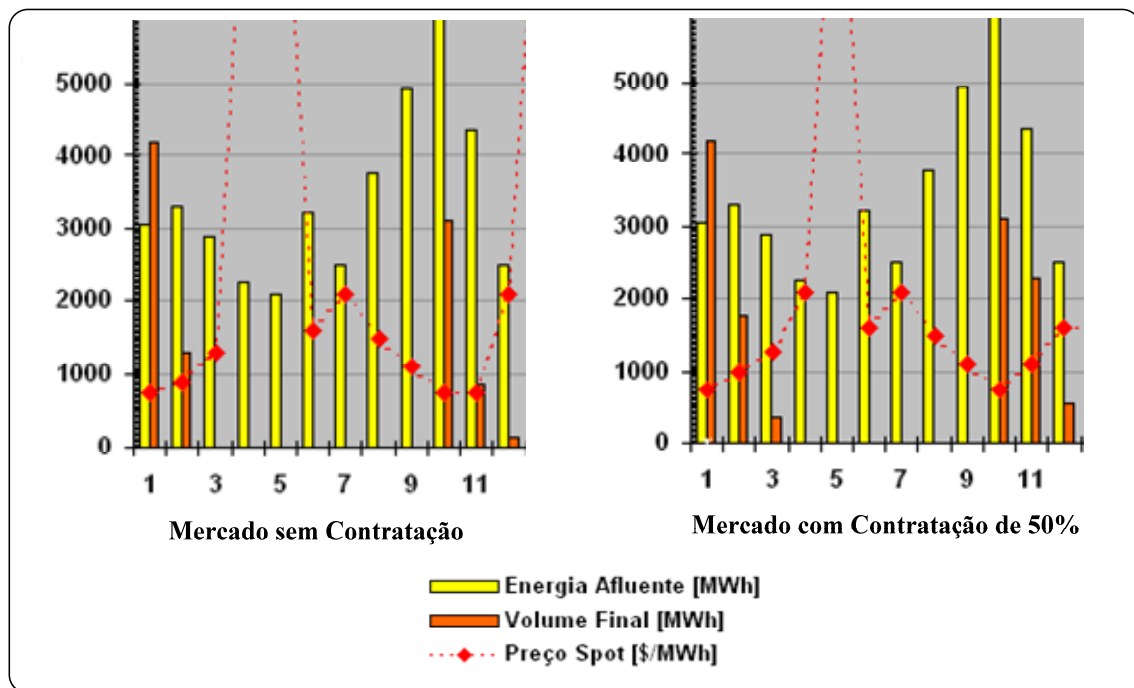


Figura 6.11 Comparação Volume Final [MWh]

B. Preços Máximos (*Price Caps*)

A utilização de preços máximos para a comercialização de energia é uma ferramenta utilizada para limitar o poder de mercado que determinados agentes geradores podem ter devido às falhas de mercado. Embora não haja um consenso sobre a utilização dessa ferramenta, dado o questionamento sobre sua adequabilidade a mercados de eletricidade, ela de fato evita que os preços subam indiscriminadamente, em particular quando os mercados estão numa etapa de formação, migrando de um mode-

lo para outro, ou em situações de escassez de energia, situações em que estão suscetíveis a práticas monopólicas e/ou anticompetitivas.

Neste trabalho utiliza-se o preço máximo de \$ 684,00/MWh para limitar o preço spot no caso de escassez de energia, que corresponde ao custo incremental de uma unidade termelétrica fictícia de capacidade infinita.

C. Oferta de Demanda - Elasticidade de Demanda

Permitir a consumidores a oportunidade de reagir ao sinal de preço, permitindo "uma resposta da demanda" no mercado de eletricidade pode ajudar a mitigar o poder de mercado de curto prazo de geradores oligopolistas, reduzir os picos de preço, a volatilidade do preço de curto prazo e as despesas dos consumidores. A eficiência em mercados da eletricidade aumentará quando os consumidores puderem adequadamente reagir às mudanças do preço nos mercados que geralmente resultam da falta do recurso no mercado.

Na realidade, a questão da elasticidade da demanda está muito vinculada às regras do mercado que inibem uma maior participação da demanda no mercado, quer seja pela existência de critérios mínimos (como por exemplo: tensão, demanda, entre outros) que não permitem sua participação direta ou indiretamente pela não disponibilidade de mecanismos que possam incentivar sua participação e conseqüente reação às variações de preços de curto prazo (como por exemplo: a implantação de mecanismos de medição mais modernos que permitam um melhor acompanhamento das variações do mercado). Assim, o que se encontra na maioria dos mercados de eletricidade é que, essencialmente, a demanda não tem condições técnicas e comerciais de responder a preço, ou seja, a demanda é considerada inelástica. O aumento da resposta da demanda pode propiciar um mecanismo significativo para mitigar o poder de mercado dos geradores.

Neste trabalho, procura-se analisar e fornecer uma visão geral da importância da resposta da demanda em mercados da eletricidade com a possibilidade de aplicação da oferta de demanda no mercado de curto prazo. Primeiramente discute-se os atributos básicos do papel da oferta de demanda “*Demand Side Bidding* — (DSB)” no contexto de mercados de energia elétrica. Isso é seguido por um exame de algumas medidas da resposta da demanda que aparecem na literatura, conforme pode ser observado com a apresentação realizada no Apêndice B.

A implementação do mecanismo de oferta de demanda ao mercado foi modelada pela disposição da demanda (consumidores do mercado) em retirar-se do mercado quando os preços atingissem determinados valores — (DSB). Foram analisados três patamares de oferta de demanda dos consumidores, 10, 20 e 30% da demanda média dos períodos do horizonte de estudo analisado, conforme apresentado na Tabela 6.8. Cada patamar foi dividido em três blocos de oferta de demanda. No caso estu-

dado, considerou-se o primeiro período do horizonte de estudo, momento de tomada de decisão do agente hidrelétrico, para determinar qual a sua oferta ao mercado.

Tabela 6-8 Patamares de Ofertas de Demanda

DSB – Demand Side Bidding			
Patamar da Demanda que responde a preço	Bloco de Oferta	Quantidade de Demanda Ofertada (MWh)	Preço do Bloco de Oferta (\$/MWh)
10%	1	200	67,00
	2	300	75,00
	3	300	85,00
20%	1	400	67,00
	2	600	75,00
	3	600	85,00
30%	1	600	67,00
	2	900	75,00
	3	900	85,00

As ofertas de demanda são formadas pelo par (q, p) que corresponde à quantidade de demanda ofertada e ao preço da oferta, respectivamente. As ofertas de demanda indicam o valor de demanda com a disposição de se retirar do mercado quando aí o preço atinge determinado valor.

As primeiras simulações realizadas consideraram somente a oferta de demanda como uma medida de mitigação do poder de mercado, partindo-se do caso base de estudo — Mercado sem Contratação, em que foram aplicados os três patamares de oferta de demanda ao sistema, não considerando nenhum nível de contratação, de modo que se possa verificar o impacto dessa medida, individualmente, no comportamento dos preços do mercado e no comportamento do agente estratégico. Os resultados dessas simulações são apresentados nas figuras 6.12a a 6.12c, em que se mostra um estudo comparativo do mercado sem oferta de demanda e com oferta da demanda, considerando-se os patamares de 10, 20 e 30% da demanda, respectivamente. Com o propósito de realizar uma melhor análise dessa medida de mitigação do poder de mercado, a seguir nas figuras 6.12a a 6.12c são ilustrados os resultados para os estados de 0, 10 e 30% do armazenamento inicial do reservatório e para as condições de baixa, média e alta afluições, dentre todo o conjunto de estados simulados que mostram o comportamento do mercado diante de tal medida.

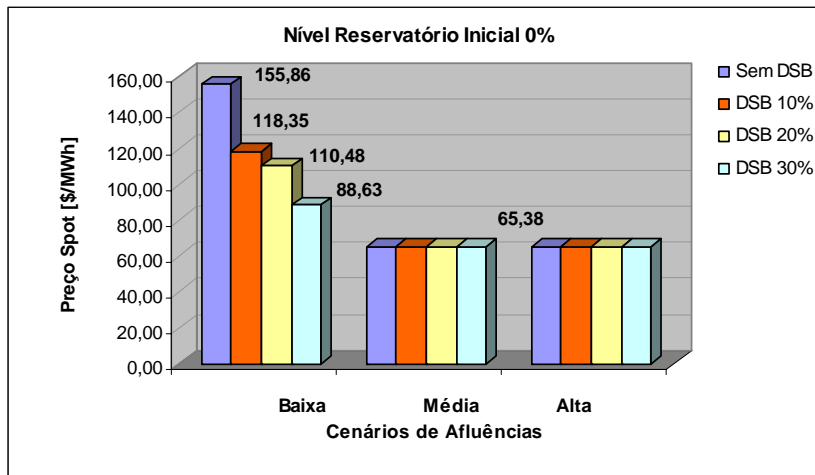


Figura 6.12 a Variação do Preço Spot em função da Oferta de Demanda (DSB), NR - 0%

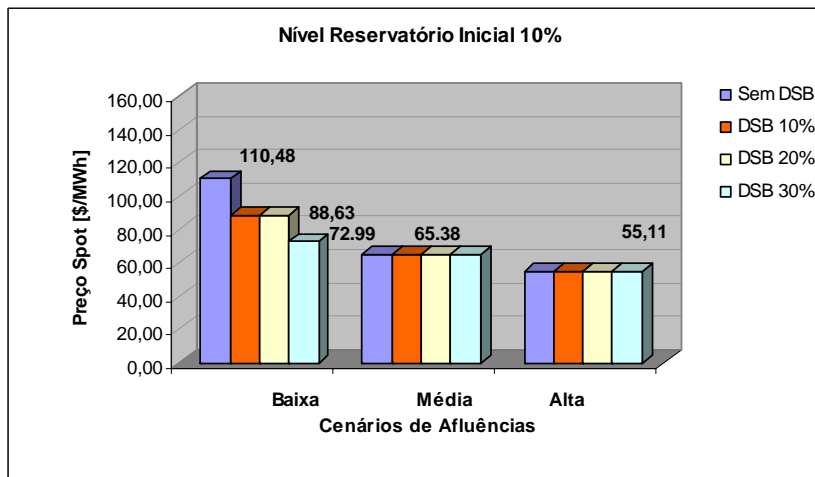


Figura 6.12 b Variação do Preço Spot em função da Oferta de Demanda (DSB), NR - 10%

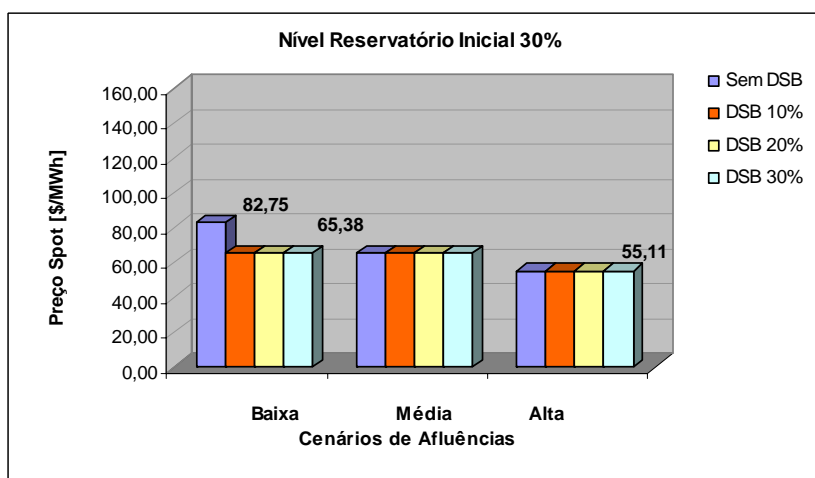


Figura 6.12 c Variação do Preço Spot em função da Oferta de Demanda (DSB), NR - 30%

Analisando os resultados apresentados nas figuras 6.12 (a-c), observa-se o impacto da aplicação dos três patamares de oferta de demanda (DSB 10, 20 e 30%) na variação do preço spot, em comparação com o comportamento do mercado obtido sob a análise de um mercado em que a demanda foi considerada totalmente inelástica, ou seja, a demanda estava disposta a pagar qualquer preço pela quantidade demandada no mercado, conforme apresentado na Tabela 6.5.

Essas figuras apontam também que a redução do preço spot é proporcional ao aumento da participação da demanda no mercado e que o impacto da DSB é mais significativo nas condições mais desfavoráveis do mercado, ou seja, em condições hidrológicas desfavoráveis (nível baixo de armazenamento e baixa energia afluente) — nível de armazenamento 0% e afluência baixa, por exemplo. Nessa situação se verifica uma redução do preço spot de 24,07%, considerando-se o patamar de DSB de 10% , o preço spot varia de 155,86 \$/MWh para 118,35 MWh. Essa redução fica mais evidenciada quando se aplica o patamar de DSB de 30%, em que o preço spot varia de 155,86 \$/MWh para 88,63 MWh, uma redução de 43,13%. Fica evidente, desse modo, que o comportamento do mercado é alterado em função do aumento da participação ativa da demanda, em que se verifica uma redução dos preços spot e, conseqüentemente, uma redução da possibilidade do exercício do poder de mercado do gerador oligopolista, conforme os dados comparativos apresentados nas figuras 6.12 (a-c).

A partir dessa análise, pode-se, portanto, concluir que uma redução da quantidade de energia demandada pelos consumidores sinaliza para o mercado uma redução de sua disposição a pagar pelo preço da energia elétrica e, conseqüentemente, uma redução da possibilidade do exercício do poder de mercado do gerador oligopolista, o que evidencia a importância da participação ativa da demanda no processo de definição do preço de mercado. Isso confirma que a reação dos consumidores contribui significativamente para promover a eficiência do mercado, além de benefícios significativos à confiabilidade e estabilidade do sistema, tornando sua operação mais eficaz, como discutido e apresentado no Apêndice B.

Observou-se, também, a partir da análise das simulações de DSB que em condições hidrológicas mais favoráveis (níveis mais altos de armazenamento e/ou para médios e altos cenários de energia afluente) o impacto desse mecanismo (DSB) não produz o mesmo efeito nos preços do mercado spot, visto que nessas condições os preços não são tão elevados, em função da disponibilidade de água no sistema.

A utilização de DSB como medida para mitigar o poder de mercado em sistemas com características como as do adotado neste estudo de caso, configura-se como uma alternativa viável para a regulação de mercados baseados em oferta. Neste trabalho de pesquisa fez-se o exercício de analisar três patamares (10, 20 e 30%) de oferta de demanda, de forma a evidenciar o potencial desse mecanismo como uma dos possíveis ferramentas disponíveis para a regulação desses mercados.

Depois das análises realizadas, verificando-se individualmente o potencial de cada uma das ferramentas aplicadas ao mercado — nível de contratação da demanda e oferta pelo lado da demanda (DSB), optou-se por analisar, também, a conjunção dessas duas medidas regulatórias e verificar o seu impacto no funcionamento/comportamento e eficiência do mercado.

Desse modo, foram realizadas várias simulações analisando-se para dois níveis de contratação (20% e 50%) qual seria o efeito do aumento de oferta pelo lado da demanda, aplicando-se os patamares de DSB progressivamente (10, 20 e 30%), verificando e avaliando o seu impacto na evolução dos preços do mercado e no comportamento estratégico do agente hidrelétrico diante dessa conjunção de medidas de mitigação do poder de mercado. Os resultados estão apresentados nas figuras 6.13 a-c e figuras 6.14 a-c, a seguir.

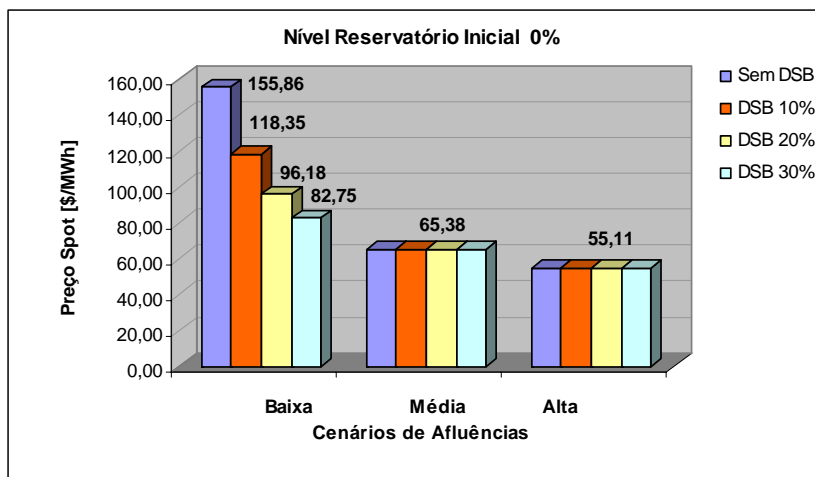


Figura 6.13 a Variação do Preço Spot em função de DSB – Contrato de 20%, NR – 0%

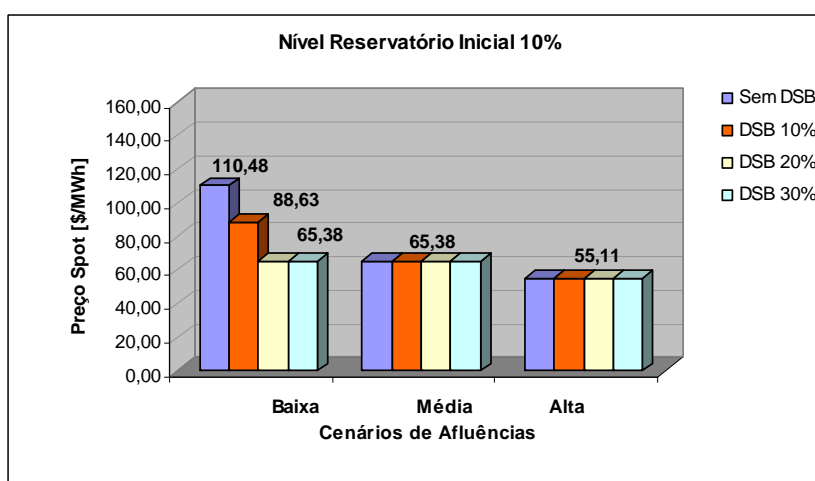


Figura 6.13 b Variação do Preço Spot em função de DSB – Contrato de 20%, NR – 10%

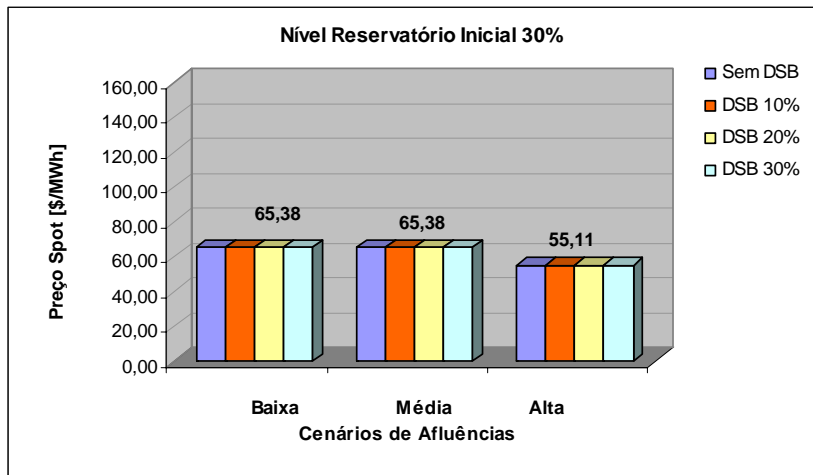


Figura 6.13 c Variação do Preço Spot em função de DSB – Contrato de 20%, NR – 30%

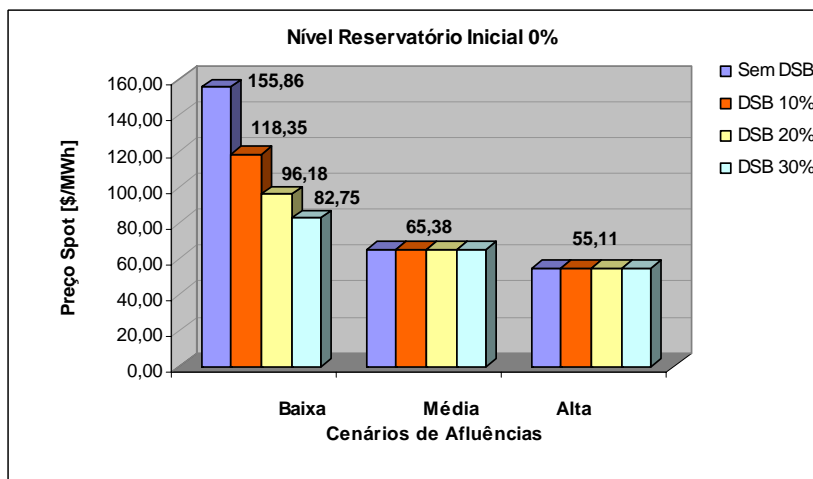


Figura 6.14 a Variação do Preço Spot em função de DSB – Contrato de 50%, NR – 0%

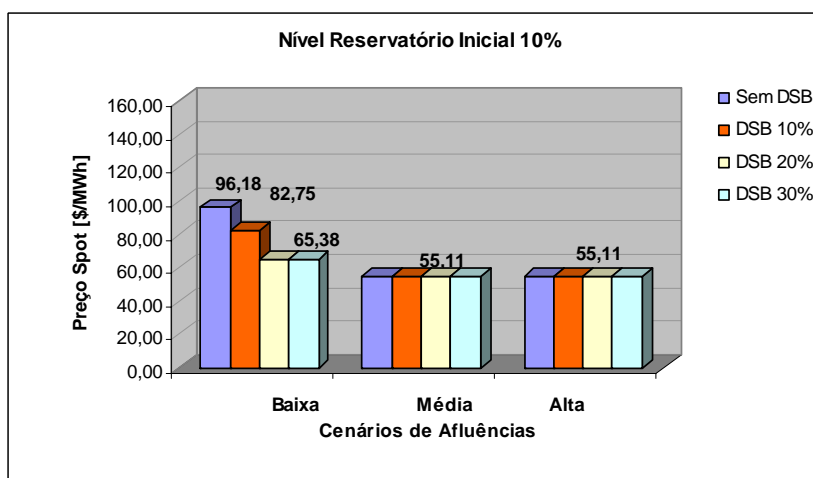


Figura 6.14 b Variação do Preço Spot em função de DSB – Contrato de 50%, NR – 10%

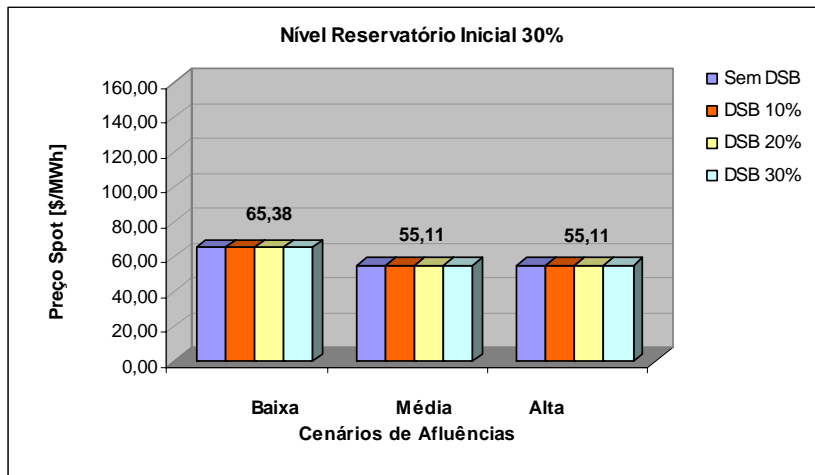


Figura 6.14 c Variação do Preço Spot em função de DSB – Contrato de 50%, NR – 30%

Com base nos resultados apresentados, pode-se fazer uma análise comparativa do comportamento do preço spot, de acordo com o impacto provocado por cada uma das medidas de mitigação do poder de mercado analisadas anteriormente. Para um melhor entendimento dessa análise comparativa, considera-se o funcionamento do mercado sem nenhuma medida regulatória — livre interação entre oferta e demanda (inelástica), sob a obrigação de contratação mínima de 50% da demanda, com oferta de demanda de 10 e 30% (DSB) e sob a conjunção da combinação dessas medidas individuais, conforme apresentado na Tabela 6.9.

Tabela 6-9 Comparação de Cenários

	Cenários					
	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Nível de Contrato	0%			50%		
Oferta de Demanda	0%	10%	30%	0%	10%	30%
Oferta Estratégica [MWh]	[3813]	[3936]	[4053]	[4053]	[4053]	[4053]
Preço Spot [\$/MWh]	110,48	88,63	72,99	96,18	82,75	65,38
Benefício Sociedade ³³	-	19,78%	33,93%	12,94%	25,10%	40,82%

³³ O Benefício para a Sociedade foi avaliado tendo-se como referência de preço um ambiente de mercado sem contratação e sem oferta de demanda.

Na Tabela 6.9 estão sumarizados os resultados dessas simulações, realizados por meio de uma análise comparativa entre seis cenários, para a verificação da influência do nível de contratação combinada com a variação de oferta de demanda (DSB) na formação do preço spot e no custo incorrido pela sociedade no consumo de energia. Nessa análise foram considerados o nível do reservatório em 10 %, uma afluência baixa de 2500 MWh e uma demanda de 7236 MWh, sendo que a oferta estratégica apresentada corresponde à decisão tomada no primeiro período do horizonte de estudo.

É importante observar que o modelo é muito sensível à mudança da elasticidade da demanda (aqui avaliada em função das ofertas de demanda — DSB). Cabe observar que nos cenários que apresentam 50% de contratação, o preço spot é menor do que o estabelecido para os cenários sem contratação, para o mesmo patamar de oferta de demanda. Desse modo, isto afetará os 50% de energia que é tratada no preço spot. O preço assim definido poderá afetar os preços para os novos contratos.

Outra observação decorrente da análise dos resultados apresentados na Tabela 6.9 é que nos cenários sem contratação (C1 a C3) verifica-se que o preço spot diminui à medida que a quantidade ofertada ao mercado aumenta. Entretanto, para os cenários com contratação (50%), a quantidade ofertada permanece a mesma devido à obrigação contratual do gerador, que nesse caso é 3618 MWh.

A mais importante conclusão da análise desses cenários é que o mecanismo de oferta de demanda, combinado como de contratação mínima obrigatória da demanda, constituem-se como uma importante medida regulatória que pode ser utilizada para mitigação do poder de mercado de geradores hidrelétricos em mercados hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica. Isso se ratifica pela redução dos custos incorridos para a sociedade, ou seja, o aumento dos benefícios para a sociedade provenientes da redução do preço spot, conforme pode ser verificada na Tabela 6.9.

Depois de feitas essas análises e verificada a necessidade de medidas regulatórias para limitar e/ou impedir o exercício do poder de mercado pelos agentes oligopolistas, depreende-se que, considerando a habilidade do gerador oligopolista de manipular o mercado, um mercado spot puro é impraticável em um sistema hidrotérmico dominado por geração hidrelétrica.

6.4 Conclusão

Apresentou-se neste capítulo, a implementação de um estudo de caso, construído com dados reais de operação provenientes do subsistema Sul do Sistema Elétrico Brasileiro. O principal objetivo foi investigar e analisar o comportamento de agentes oligopolistas, neste caso, os geradores hidrelétricos, aqui denominados agentes estratégicos, tendo-se como base um mercado baseado em ofertas, em

que os geradores hidrelétricos fazem ofertas ao mercado. Foi também analisado o impacto desse modelo de mercado, com base em ofertas dos agentes, sobre os preços e sobre o comportamento dos agentes do mercado. Desse modo, procurou-se ilustrar por meio de uma aplicação prática os conceitos e formulações apresentadas nos capítulos 4 e 5, que modelaram e propuseram uma solução para o problema discutido neste trabalho — maximização de um agente hidrelétrico, em um ambiente de mercado de um sistema hidrotérmico com forte predominância hidrelétrica.

Da análise dos resultados apresentados, fica evidente a dependência associada à estocasticidade das afluições em sistema com forte participação hidrelétrica, ou seja, da incerteza presente na solução do problema de otimização do agente hidrelétrico, que busca por meio da previsão das afluições definir sua estratégia ótima para maximizar suas receitas, definindo um conjunto de ofertas estratégicas para ofertar ao mercado, pautado no lucro imediato e na percepção do comportamento de suas receitas a longo prazo, esta sinalizada pela função de lucro futuro.

Outra conclusão importante desse estudo é que os contratos têm um impacto significativo no comportamento do mercado e de seus agentes estratégicos e que o mercado pode ser muito mais eficiente se os contratos são ajustados apropriadamente (nível de contratação ótima). É importante observar que o modelo é muito sensível à mudança da elasticidade da demanda, neste trabalho avaliada em função das ofertas de demanda — DSB. Os resultados sugerem que as oportunidades de *gaming* ficam bastante reduzidas se houver um alto nível de contratação e/ou efetiva elasticidade da demanda.

De fato esses instrumentos fazem com que os geradores estratégicos evitem gerar abaixo de seus níveis de contratos, o que por sua vez impede um maior *gaming* em seus níveis de produção, ou seja, o exercício de seu potencial Poder de Mercado.

No equilíbrio do mercado espera-se que um alto nível de contratação e uma maior participação ativa da demanda na definição dos preços do mercado sejam mecanismos que possam disciplinar o comportamento do mercado e de seus agentes, constituindo-se numa forma de neutralizar a prática de poder de mercado, e, portanto, reduzindo-se, desse modo, a possibilidade da atividade de *gaming*, com preços apropriados para cobrir o custo de produção dos agentes e uma sinalização eficiente para construção de novas capacidades para o sistema.



Capítulo

7

Conclusões e Recomendações para Futuros Trabalhos

E *ste* trabalho teve como tema central a análise do comportamento estratégico de geradores hidrelétricos, aqui denominados de geradores oligopolistas, em um mercado de energia elétrica baseado em ofertas de um sistema hidrotérmico com predominância de geração hidrelétrica.

A definição do preço de mercado, resultante da interação entre oferta e demanda, é um dos principais problemas que devem ser resolvidos, de modo a permitir que a sociedade possa usufruir dos benefícios da energia elétrica a preços e qualidade que reflitam os verdadeiros custos de produção do mercado. Busca-se, desse modo, um melhor uso dos recursos energéticos, pautado na racionalidade do seu uso, na forma de obtenção, respeitando as restrições ambientais, e na melhoria da eficiência do mercado e modicidade tarifária.

O poder de mercado é um obstáculo à implementação eficiente de ambientes competitivos e à livre concorrência em mercados de energia elétrica. No caso de sistemas hidrotérmicos com predominância de recursos de geração hidrelétrica, esse poder de mercado fica evidenciado pela possibilidade dos geradores hidrelétricos — *price makers* — estrategicamente manipularem seus estoques de água de forma a conseguirem elevar o preço do mercado.

A fim de estudar a presença do exercício do poder de mercado em sistemas hidrotérmicos foi necessário utilizar ferramentas de programação dinâmica estocástica, devido principalmente às incertezas associadas às vazões afluentes ao sistema. Neste trabalho os principais conceitos associados à modelagem de mercados de energia foram revisados, procurando evidenciar aqueles que podem ser aplicados a sistemas com particularidades como as inerentes a sistemas hidrotérmicos.

Utilizando-se um caso de estudo, procurou-se analisar o comportamento estratégico de geradores hidrelétricos, pela modelagem e resolução do problema desses agentes na maximização da soma de suas receitas imediatas e futuras, definindo sua estratégia de oferta ótima ao mercado. Entretanto, destacou-se, nos resultados obtidos, que as estratégias escolhidas pelos agentes têm como efeito a elevação nos preços.

Do estudo de caso realizado, pôde-se analisar o comportamento estratégico de um gerador oligopolista em um sistema hidrotérmico com predominância de geração hidrelétrica, considerando-se diversos níveis de armazenamento do reservatório e diferentes condições hidrológicas. Dos resultados obtidos, pôde-se concluir que a incerteza associada às vazões de energia afluyente é um fator significativo a ser considerado no processo de fixação do preço de mercado. Desse modo, o preço ofertado pelo gerador oligopolista difere de uma situação para outra, dependendo da expectativa de energia afluyente ao sistema.

Dados os efeitos indesejáveis e negativos do poder de mercado para os consumidores, os reguladores avaliam o uso de medidas regulatórias que possam ser utilizadas para mitigar essa prática, tais como as sugeridas e as implementadas neste trabalho. Dentre essas alternativas pode-se destacar: a obrigação de contratação mínima da demanda, *price caps*, ofertas de demanda, entre outras. Neste trabalho, foi analisado o impacto de contratação bilateral, entre geradores e consumidores, e a possibilidade de oferta de demanda (Demand Side Bidding — DSB) a fim minimizar o poder de mercado.

O uso de contratos de longo prazo entre geradores e consumidores é geralmente uma boa medida contra o exercício do poder de mercado, dado que os geradores tornam-se menos interessados na elevação dos preços spot quando eles têm um aumento no seu nível de contratação bilateral, conforme foi verificado nas simulações realizadas no caso de estudo analisado. Assim, conclui-se que a obrigação de contratação da demanda em um nível apropriado e o incentivo para que a demanda res-

ponda a preço, tornam-se exigências indispensáveis para o bom funcionamento do mercado, buscando-se melhorar sua eficiência.

De um modo geral, conclui-se com base nos resultados obtidos, considerando um esquema de oferta para um sistema hidrotérmico com predominância de geração hidrelétrica, que: (a) o poder do mercado é exercido pela manipulação da quantidade ofertada; (b) dependendo da configuração hidrotérmica, uma oferta preferencial do gerador oligopolista pode ser identificada, que é suficiente para deixar um específico gerador termelétrico como o marginal; (c) o gerador oligopolista somente desvia-se dessa oferta preferencial quando tem sinalizações econômicas futuras, ou seja, quando sua FLF sinalizar a existência da possibilidade de ocorrência de vertimentos ou de escassez de energia no futuro; (d) a exigência de contratação da demanda em um nível apropriado pode mitigar o poder do mercado e (e) incentivos e mecanismos regulatórios devem ser usados para que a demanda participe ativamente do mercado, respondendo à variação de preços do mercado.

A partir dos resultados deste estudo de caso, pôde-se observar de que modo o agente estratégico utiliza seu potencial Poder de Mercado no processo de interação estratégica com o mercado, ou seja, como ele pode influenciar os resultados do mercado de curto prazo. O que se buscou com a realização deste trabalho, entretanto, foi mostrar que as incertezas associadas ao processo de decisão — previsão de aflúncias, elasticidade da demanda, além do nível apropriado de contratação da demanda, podem reduzir consideravelmente o poder de mercado dos geradores hidrelétricos (oligopolistas). Esses resultados podem ser muito úteis para o órgão regulador do mercado na identificação de mecanismos que podem ser usados para mitigar o poder de mercado de mercados com essas características.

Por fim, espera-se que este trabalho tenha contribuído para o desenvolvimento de um modelo que viabilize o estudo formal do Poder de Mercado em mercados hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica, levando-se em consideração a possibilidade de oferta de demanda (DSB) como um mecanismo regulatório para a mitigação dessa prática anticompetitiva.

Recomendações para Trabalhos Futuros

Com base nos resultados e conclusões obtidas neste trabalho e dando continuidade aos estudos nesta área de simulação e regulação de mercados de energia elétrica, podem-se enumerar algumas sugestões para trabalhos futuros, dentre as quais podem ser destacadas:

- Aumentar o número de agentes oligopolistas no mercado como uma estratégia de mitigação do poder de mercado, avaliando-se as condições de equilíbrio de mercado — Equilíbrio de Nash — análise do processo de convergência do problema de maximização de receitas dos geradores oligopolistas;

- Avaliação do impacto no Poder de Mercado dos agentes oligopolistas do mercado quando se considera a demanda (elasticidade da demanda) como um agente formador de preço — Agente Oligopolista;
- Avaliação do impacto das restrições de transmissão no processo de formação de preço do mercado e sua influência no Poder de Mercado dos agentes oligopolistas;
- Estudos de mercados secundários, como os mercados de capacidade, com o objetivo de reduzir a volatilidade dos preços nos mercados de energia elétrica, mitigar o poder de mercado, reduzir riscos e incentivar novos investimentos no setor elétrico.



Capítulo

8

Referências

ABRAGE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS GERADORAS DE ENERGIA ELÉTRICA. *Parque Gerador*. Disponível em < <http://www.abrage.com.br> >. Acesso em: março 2003.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br> >. Acesso em: março 2002.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). *Resolução Aneel nº 268, de 13 de Agosto de 1998, que homologa os montantes de energia e potência asseguradas das usinas hidrelétricas pertencentes às empresas da Região Sul*. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br> >. Acesso em: março 2003.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). *Resolução Aneel nº 453, de 30 de Dezembro de 1998, que homologa os montantes de energia e potência asseguradas das usinas hidrelétricas pertencentes às empresas das Regiões Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste*. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br> >. Acesso em: março 2003.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). *Resolução Aneel nº 232, de 27 de Junho de 1999, que homologa os montantes de energia e potência asseguradas das usinas hidrelétricas pertencentes aos concessionários das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste, para período de 1999 a 2002*. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br> >. Acesso em: março 2003.

AMBONI, MARCOS KELLER. *Alocação do Sobrecusto Operativo de Sistemas de Energia Elétrica Via Teoria dos Jogos*. Dissertação de Mestrado, Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UFSC, Florianópolis, SC, Brasil, novembro 2001.

ARIZU, B., MAURER L., TENENBAUM, B., *Pass-through of Power Purchase Costs: Regulatory Challenges in International Practices*, World Bank, 2004.

BAÍLLO A.; VENTOSA M.; RAMOS A.; RIVIER M. *Strategic Unit Commitment for Generation Companies in Deregulated Electricity Markets*. Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia Comillas. Madrid.

BAÍLLO, A.; VENTOSA, M.; RIVIER, M., and RAMOS, A., “*Strategic Bidding in a Competitive Electricity Market: A Decomposition Approach*”, IEEE Porto PowerTech, Portugal, September, 2001.

BAÍLLO, ÁLVARO et al. *Unit Commitment Estratégico para Empresas de Generación: Descomposición por Relajación Lagrangiana*. 7^{as} Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Madrid, 2001.

BAÍLLO, ÁLVARO; VENTOSA, MARIANO; RIVIER, MICHEL; RAMOS, ANDRÉS. *Strategic Bidding in a Competitive Electricity Market: A Decomposition Approach*. IEEE Porto PowerTech 2001 (10-13 September, Porto, Portugal).

BARQUÍN GIL, J.; GARCÍA GONZÁLEZ, J.; ROMÁN ÚBEDA, J. *Water Value in Competitive Markets: Dynamic Programming and Game Theory*. 6th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, (PMAPS), . Funchal, Madeira - Portugal, September, 2000.

BARROSO, L. A. N. *Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Comportamento Estratégico de Agentes Geradores em Ambiente de Mercado*, Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Maio 2000.

BAZARAA M. S., JARVIS J. J.; SHERALI H. D. *Linear Programming and Network Flows*. John Wiley & Sons, New York, 1990, second edition.

BAZARAA, S. M.; SHETTY, C. M. *Nonlinear Programming*, John Wiley & Sons, Atlanta, 1979.

BELLMAN, R. *Dynamic Programming*, Princeton. N. J., Princeton University Press, 1957.

BERZAL, DAVID; DE LA FUENTE, JOSÉ IGNACIO; GÓMEZ, TOMÁS. *Elaboración de Estrategias Competitivas de Oferta para el Mercado Diario de Energía*. Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas.

BORENSTEIN S.; BUSHNELL J. *An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Industry*. POWER Conference on Electricity Restructuring. University of California, Energy Institute, 1997.

BORENSTEIN, SEVERIN. *The Trouble With Electricity Markets (and some solutions)*, University of California Energy Institute , PWP-081 January, 2001.

BORENSTEIN, SEVERIN. *Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets*. University of California Energy Institute, PWP-067, August 1999.

BORENSTEIN, SEVERIN; BUSHNELL, JAMES. *Electricity Restructuring: Deregulation or Reregulation?* University of California Energy Institute, PWP-074, February 2000.

BORENSTEIN, SEVERIN; BUSHNELL, JAMES; KNITTEL, C. R. *Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures*. University of California Energy Institute, PWP-059r, February 1999.

BUSHNELL J. *Water and Power: Hydroelectric Resources in the Era Competition in the Western US*. POWER Conference on Electricity Restructuring. University of California, Energy Institute, July 1998.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (Cepel); RELATÓRIO TÉCNICO - PROJETO NEWAVE. *Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-regressivos Periódicos*. Ilha do Fundão, RJ, 1983.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO. *Relatório de Progresso nº 1*, Janeiro de 2002. Disponível em < <http://www.energiabrasil.gov.br> > Acesso em: fev. 2002.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO. *Relatório de Progresso nº 2*, Fevereiro de 2002. Disponível em < <http://www.energiabrasil.gov.br> > Acesso em: março 2002.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO. *Relatório de Progresso nº 3*, Junho de 2002. Disponível em < <http://www.energiabrasil.gov.br> > Acesso em: jul. 2002.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO. *Relatório de Progresso nº 4*, Novembro de 2002. Disponível em < <http://www.energiabrasil.gov.br> > Acesso em: dez. 2002.

- CONEJO, A. J.; CONTRERAS, J.; ARROYO, J. M.; DE LA TORRE, S. *Optimal Response of an Oligopolist Generating Company to a Competitive Pool-Based Electric Power Market*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 2, pp.424-430, May 2002.
- CONGOTE, H. A. G. *Expansão e Remuneração de Sistemas de Transmissão em Mercados de Energia Elétrica*. Tese de Doutorado, LabPlan/DEEL/UFSC, Florianópolis, SC, Brasil, 2001.
- CONTRERAS, J.; CANDILES, O.; LA FUENTE, J. I.; GÓMEZ, T. *A Cobweb Bidding Model for Competitive Electricity Markets*, IEEE Transactions Power Systems, Vol. 17, No. 1, pp.148-153, February 2002.
- CONTRERAS, J.; LOSI, A.; RUSSO, M. *A Java/Matlab Simulator for Power Exchange Markets*. IEEE, pp. 106-111, 2001.
- CONTRERAS, JAVIER; CANDILES, OSCAR; DE LA FUENTE, JOSÉ IGNACIO; GÓMEZ, TOMÁS. *Auction Design in Day-Ahead Electricity Markets (Republished)*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 3, August 2001.
- COOPERS & LYBRAND. *Projeto RESEB. Sumário Executivo. Estágio VII*, 1997.
- CORREIA, P. B. & ANDRADE, C. S. *Relevância da Elasticidade-preço da Demanda de Energia Elétrica*. IX Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico – SEPEF, outubro de 2001.
- CRAMPES, C.; CRETÍ, A. *Price Bids and Capacity Choice in Electricity Markets*. IDEI's Workshop on Electricity, Toulouse, France, October 2001.
- DAVID, A. M-S.; VEIGA FILHO, A. *Precificação da Energia Elétrica no Mercado Brasileiro*. DEE, PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1998.
- DAVID, P. A. M-S.; VEIGA FILHO, A.; GRANVILLE, S.; PEREIRA, M. V. F. *Gerenciamento de Risco Financeiro no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica*. XVI SNPTEE, Campinas, SP, Brasil, Outubro 2001.
- DEKRAJANGPETCH, S.; SHEBLÉ, G. B.; CONEJO, A. J. *Auction Implementation Problems Using Lagrangian Relaxation*. IEEE Transactions Power Systems, Vol. 14, No. 1, pp.82-88, February 1999.
- ELMAGHRABY, W.; OREN, S. *The Efficiency of Multi-unit Electricity Auctions*. IAEE Fall meeting, San Francisco, 1997.
- ELMAGHRABY, WEDAD J. *Multi-Unit Auctions with Complementarities: Issues of Efficiency in Electricity Auctions*. University of California Energy Institute, PWP-053r, April 1998.

ENERGIA BRASIL. Disponível em < <http://www.energiabrasil.gov.br>>. Acesso em: março 2002.

FABRA, NATALIA; HARBORD, DAVID. *Market Power in Electricity Markets An Overview of the theoretical and Empirical Literature*, November 2001.

FARUQUI, A., MALKO, J. R., *Customer choice: Finding value in retail electricity markets. Chapter 16 – implication of retail customer choice for generation companies*, by Daniel Violette and Michael King, 1999.

FEHR, NILS-HENRIK VON DER; HARBORD, DAVID. *Competition in Electricity Spot Markets Economic Theory and International Experience*. February, 1998.

FERRERO, R. W.; SHAHIDEHPOUR, S. M.; RAMESH, V. C. *Transaction Analysis in Deregulated Power Systems using Game Theory*. IEEE Transactions Power Systems, vol. 12, No. 3, pp.1340-1347, August 1997.

FINARDI, E. C. *Alocação de Unidades Geradoras Hidrelétricas em Sistemas Hidrotérmicos Utilizando Relaxação Lagrangeana e Programação Quadrática Seqüencial*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – UFSC/PPGEEL/LABPLAN, Florianópolis, SC, Brasil, 2003.

FINARDI, E. C. *Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Utilizando Computação de Alto Desempenho*. Dissertação de Mestrado, UFSC/PPGEEL/LABPLAN, Florianópolis, SC, Brasil, Abril de 1999.

FLATABO, N. et al., *Experience with the Nord Pool Design and Implementation*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, 541-547, 2003.

FORTUNATO, L. A. M.; ARARIPE, T. A.; ALBUQUERQUE, J. C. R.; PEREIRA, M. V. F. *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*, Editora da Universidade Federal Fluminense, 1990.

GABRIELE, A., *Policy alternatives in reforming energy utilities in developing countries*, Energy Policy, Vol. 32, 1319-1337, 2004.

GARCÍA GONZÁLEZ, J.; BARQUÍN GIL, J.; ROMÁN ÚBEDA, J. *Building Supply Functions under Uncertainty for a Day-Ahead Electricity Market*. 6th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, (PMAPS), Funchal, Madeira - Portugal. September, 2000.

GARCIA, A. and ARBELÁEZ, L. E. “*Market power analysis for the Colombian electricity market*”, Energy Economics 24, pp.217-229, 2002.

GARCIA, A., Arbeláez, L. E., *Market power analysis for the Colombian electricity market*, Vol. 24, 217-229,

2002.

GARCÍA, J. et al. *Strategic Bidding in Deregulated Power Systems*. PSCC'99, Trondheim, Norway, 1999.

GREEN, R.; NEWBERRY, D. *Competition in the British Electricity Spot Market*. Journal of Political Economy, Vol. 100, No. 5, pp. 929-953, 1992.

HEILBRONER, R. L.; THUROW, L. C. *Introdução à Microeconomia*. 4ª Edição, Tradução: Mauro Roberto da Costa Souza, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Zahar Editores, 1983.

HESMONDHALGH, S., *Is NETA the blueprint for wholesale electricity trading arrangements for the future?* IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, 548-554, 2003.

HOBBS, B. F.; METZLER, C. B.; PANG, J-S. *Strategic Gaming Analysis for Electric Power Systems: An MPEC Approach*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 2, pp.638-645, May 2000.

HUERGO, ELENA. *El diagnóstico de Poder de Mercado en Economía Industrial: Una Revisión de la Literatura Empírica Española del Siglo XX*. Universidad Complutense de Madrid y PIE-FEP.

HUNT S.; SHUTTLEWORTH G. *Competition and Choice in Electricity*. John Wiley & Sons, 1996.

IEA/DSM. *Demand Side Bidding*. International Energy Agency Demand-Side Management Programme. Disponível em < <http://dsm.iea.org>>. Acesso em julho de 2004.

JOSKOW, P., KAHN, E., A quantitative analysis of pricing behavior in California's wholesale electricity market during summer 2000, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA, 2001.

KELMAN, R. *Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Eficiência Econômica e Comportamento Estratégico*, Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Agosto 1999.

KELMAN, R.; BARROSO, L. A. N ; PEREIRA, M. V. F. *Market Power Assessment and Mitigation in Hydrothermal Systems*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, No. 3, pp. 534-359, August 2001.

KELMAN, R.; PEREIRA, M. *Strategic Pricing in Hydrothermal Systems, Course I, Application of Economic Theory in Power System Analysis*, VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Salvador, Brazil, May 1998.

KLEMPERER P. *Auction Theory: A Guide to the Literature*. Journal of Economic Survey, Vol. 13, July 1999.

KLEMPERER P.; MEYER M. *Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty*. Econometrica,

Vol. 57, No. 6, pp. 1243-1277, November 1989.

KLIGERMAN, A. S. *Avaliação da Instabilidade do Preço do Mercado de Energia Elétrica Obtido a partir do Custo Marginal de Curto Prazo*, Monografia., Instituto de Economia/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Outubro 1999.

KLIGERMAN, A. S. *Operação Ótima de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados Utilizando Programação Dinâmica Estocástica Dual*, Tese de M.Sc., Departamento de Engenharia de Sistemas/Unicamp, Campinas, SP, Brasil, Fevereiro 1992.

LASDON, L. S. *Optimization Theory of Large Systems*, Macmillan Company, New York, NY, 1970.

LATORRE, MARIA DE LUJÁN. *Equilíbrio de Stackelberg em Sistemas de Potência AC – Um Algoritmo de Pontos Não-Interiores*. 2002, 124p. Tese de Doutorado - COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

LINO, P. R. et al. *Operação Descentralizada de Sistemas hidrotérmicos em Ambiente de Mercado*. Grupo de Operação de Sistemas Elétricos, VII SEPOPE, 2000.

LU, N.; CHOW, J. H.; DESROCHERS, A. A. *Generator Bidding Strategies in a Competitive Deregulated Market Accounting for Availability and Bid Segments*. VIII SEPOPE, Brasília (DF), Brasil, 2002.

MACEIRA, M. E. P.; *Stochastic Dual Dynamic Programming Applied to the Operating Planning of Hydrothermal Systems with Representation of the Inflows through the Use of Auto-Regressive Models*, Project NEWAVE - Technical Report - CEPEL 237/93, 1993.

MATEO A.; SÁNCHEZ-ÚBEDA E. F.; MUÑOZ A.; VILLAR J.; SAIZ A.; ABARCA J.; LOSADA E. *Strategic Bidding under Uncertainty Using Genetic Algorithms*. 6th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, (PMAPS), Madeira, Septiembre 2000.

MOUNT, TIM. *Market Power and Price Volatility in Restructured Markets for Electricity*. Proceedings of the 32nd Hawaii International Conference on System Sciences –School of Electrical Engineering University of New South Wales, Sydney, Australia, 1999.

NEWBERRY, D. *The UK Experience: Privation with Market Power*; CEPRMED at Cambridge University, February 1999.

NILSSON, O.; SJELVGREN, D. *Mixed-Integer Programming Applied to Short-Term Planning of a Hydro-Thermal System*. IEEE Transactions Power Systems, Vol. 11, No. 1, pp.281-286 , February 1996.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Disponível em

<<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: março 2004.

OREN, S. S., *Capacity payment and supply adequacy in competitive electricity markets*, VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Curitiba, Brazil, 2000.

OVERBYE, T. J. et al. *Market Power Evaluation in Power Systems with Congestion*. IEEE Power Engineering Society. Winter Meeting, New York, 1999

PARISIO, LUCIA ; BOSCO, BRUNO. *Market Power and the Power Market: Multiunit Bidding and (In)efficiency of the Italian Electricity Market*, Convegno Siep “Stato o Mercato?”, 5 – 6 ottobre, 2001.

PEREIRA, M. V. F. *Optimal Scheduling of Hydrothermal Systems – An Overview*, IFAC Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, Brazil, pp. 1-9, 1985.

PEREIRA, M. V. F; BARROSO, L.; KELMAN, R. *Market Power Assessment and Mitigation in Hydrothermal Systems*, Power Systems Research, Inc., Rio de Janeiro, Brazil, 2000.

PÉREZ-ARRIAGA, J. I. *La Reestructuración del Sector Eléctrico*. Anales de Mecánica y Eletricidad, Vol. LXXIV, No. IV, pp. 8-15, Julio-Agosto 1997.

PINDYCK, ROBERT S.; RUBINFELD, DANIEL L. *Microeconomia*, Quinta Edição, Tradução e revisão técnica: professor Eleutério Prado, São Paulo, Prentice Hall, 2002.

POSSAS, MARIO LUIZ. *Os conceitos de mercado relevante e de poder de mercado no âmbito da defesa da concorrência*. Instituto de Economia/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1996.

PSRI. *Overview of the Brazilian Regulatory Framework*. PSRI Technical Report 39/98, September 1998.

RAMOS, D. S. et al. *Formação de preços e Comercialização de Energia no Novo Ambiente Institucional do Sistema Elétrico Brasileiro*. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Junho de 2002.

REDONDO, N. J.; CONEJO, A. J. *Short-Term Hydro-Thermal Coordination by Lagrangian Relaxation: Solution of the Dual Problem*. IEEE Transactions Power Systems, Vol. 14, No. 1, pp.89-95 , February 1999.

SANTOS, A. H. M.; GUERRA, H. N.; NUNES, H. R. A. *Opções Reais como Instrumento para Regulação de Mercados de Energia Elétrica*.

SCHERER, F. M; ROSS, D., *Industrial Market Structure and Economic Performance*, Houghton Mifflin Company, Boston, MA, 1990.

SCOTT T. J.; READ E. G. *Modelling Hydro Reservoir Operation in a Deregulated Electricity Market*. Interna-

tional Transactions in Operational Research, Vol. 3, No. 3, pp. 243-253, 1996.

SCOTT, —, READ, E., *Modeling hydro reservoir operation in a deregulated electricity market*, ITOR, Vol. 3, 243-253, 1996.

SILVA, E. L., FINARDI, E. C., *Parallel Processing Applied to Planning of Hydrothermal Systems*, IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems, Vol. 14, 721-729, 2003.

SILVA, EDSON LUIZ. *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*, Editora Sagra Luzzatto, Porto Alegre – RS, Brasil, 2001.

SILVA, EDSON LUIZ. *Supply adequacy in electricity markets based on hydro systems — the Brazilian Case*. Energy Policy, 2005.

SINGH, HARRY. *Game Theory Applications in Electric Power Markets*. IEEE Power Engineering Society. Winter Meeting, New York, 1999.

SINGH, HARRY. *Market Power Mitigation in Electricity Markets*. IEEE Power Engineering Society. Winter Meeting, New York, 1999.

SKANTZE, PETTER; ILIC, MARIJA. *The Joint Dynamics of Electricity Spot and Forward Markets: Implications on Formulating Dynamic Hedging Strategies*. MIT EL 00-005, Energy Laboratory Massachusetts Institute of Technology, November 2000.

SONG, H.; LIU, C-C.; LAWARRÉE, J. *Nash Equilibrium Bidding Strategies in a Bilateral Electricity Market*. IEEE Transactions Power Systems, Vol. 17, No. 1, pp.73-79 , February 2002.

STOFT, STEVEN. *Power System Economics*, IEEE/Wiley, 2002.

STOFT, STEVEN. *Designing Markets for Electricity Power Systems Economics*. IEEE Transactions Power Systems, Vol. 17, No. 1, pp.73-79, 2000.

UNITED STATES JUSTICE DEPARTMENT AND FEDERAL TRADE COMMISSION. *Horizontal Merger Guidelines*. Issued April 1992, Revised April 1997. Disponível em < <http://www.usdoj.gov/atr/public/guidelines> >.

USDOJ, 1997. *US Department of Justice and the Federal Trade Commission. Horizontal Merger Guidelines*. Disponível em < <http://www.usdoj.gov/atr/public/guidelines/hmg.htm> >. Acesso em 26 de outubro de 2004.

VARIAN, H. R. *Microeconomia: Princípios Básicos*, 2ª edição, Editora Campos, 1997.

VARIAN, H. R. *Microeconomic Analysis*, New York: Norton, 1992.

VÁZQUEZ, C., RIVIER, M., PÉREZ-ARRIAGA, J.; “*Production Cost Versus Consumer Payment Minimization in Electricity Pools*”, IEEE Trans. On Power Systems, Vol 17, Number 1, February 2002, pp. 119-127.

VÁZQUEZ, C.; RIVIER, M.; PÉREZ-ARRIAGA, I. J. *Revisión de Modelos de Casación de Ofertas para Mercados Eléctricos*. Actas de las 6ª Jornadas Luso Españolas de Ingeniería Eléctrica, Lisboa, Portugal, Julio 1999.

VENTOSA M., RAMOS A.; RIVIER M. *Modeling Profit Maximization in Deregulated Power Markets by Equilibrium Constraints*. 13th Power Systems Computation Conference (PSCC), Trondheim, Vol. 1, pp. 231-237, Junio-Julio 1999.

VENTOSA M., RAMOS A.; RIVIER M. *Revisión de las Tendencias de Modelado de la Explotación de la Generación en Mercados de Generación Eléctrica*. Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Spain.

VENTOSA, M. et al. *Modeling Inflow Uncertainty in Electricity Markets: A Stochastic MCP Approach*. Proceedings 6th PMAPS Conference, Madeira, Vol. 2, PSP3-106, 2000.

VENTOSA, MARIANO; RIVIER, MICHEL; RAMOS; ANDRÉS; GARCÍA-ALCALDE, ANTONIO. *An MCP Approach for Hydrothermal Coordination in Deregulated Power Markets*. Proceedings 2000 IEEE PES Summer Meeting, Vol. 4, pp 2272-2277.

VIEIRA FILHO, XISTO et al. *Future Trends on Financial Risk Strategies in the Power Sector Market*. Sessão Bienal do CIGRÉ, pp.46-52, Março 2001.

VON DER FEHR, NILS-HENRIK; HARBORD, DAVID. *Competition in Electricity Spot Markets Economic Theory and International Experience*. Department of Economics University of Oslo, February 1998.

WOLAK, F.; PATRICK, R. *The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price in the England and Wales Electricity Market*, University of California Energy Institute, PWP-064, University of California Energy Institute, July 1997.

WOLFRAM, C. D. *Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market*, American Economy Review, Vol. 89, September 1999.

WOLSEY, L. A. *Integer Programming*, John Wiley & Sons Inc., 1998.

ZHANG, D.; WANG, Y.; LUH, B. *Optimization Based Bidding Strategies in the Deregulated Market*, IEEE, 2000.

ZUCARATO, A. N. *Simulação de Mercados de Energia Elétrica com Predominância de Geração Hidrelétrica*. Dissertação de Mestrado, UFSC/PPGEEL/LABPLAN, Florianópolis, SC, Brasil, Março de 2003.

Apêndice A

Análise do Poder de Mercado

O estudo do Poder de Mercado é um aspecto importante no desempenho de mercados de energia. Este apêndice apresenta a descrição dos vários procedimentos metodológicos que são utilizados para medir e avaliar o Poder de Mercado nos mercados de energia e as principais técnicas disponíveis para a mitigação do Poder de Mercado. Essas medidas de mitigação podem incluir a grande variedade de medidas que diferem em sua efetividade e facilidade de aplicação.

A1. Definição e Principais Conceitos

Um dos temas mais frequentes e controvertidos na economia industrial refere-se ao diagnóstico e quantificação do Poder de Mercado.

O monitoramento do Poder de Mercado é um importante aspecto a ser analisado nos novos mercados reestruturados, especialmente quando os preços do mercado aumentaram após o processo de desregulamentação.

Observa-se, também, que essa tendência para a competição nos mercados, proposta pela desregulamentação do setor, tem sido acompanhada pela separação dos serviços de eletricidade e desintegração da estrutura vertical da indústria de energia elétrica que, por sua vez, tem promovido uma onda jamais vista de fusões e aquisições entre as empresas. Contudo, isso tem aumentado significativamente a preocupação das entidades reguladoras do mercado, dado que os potenciais benefícios resultantes

dessa desintegração do Poder de Mercado Vertical poderiam, em tempo, ser suplantados pelo estabelecimento do Poder de Mercado Horizontal. A regulação atual dos mercados procura identificar potenciais fontes de Poder de Mercado a fim de introduzir mecanismos para mitigação desse poder.

A maioria dos estudos da literatura sobre o Poder de Mercado está voltada para a análise da estrutura, da conduta (comportamento) e do desempenho de um mercado.

A2. Poder de Mercado em Mercados de Energia Elétrica

Um aspecto relacionado ao comportamento dos participantes de um mercado, mais estudado pelos economistas, é o exercício do Poder de Mercado — “*Market Power*”.

A.2.1 Definição

Um aspecto muito importante a ser considerado quando se está analisando Poder de Mercado é o conceito de *Mercado Relevante*. Segundo Possas (1996), antes de se analisarem os efeitos anticompetitivos potenciais de operação que impliquem concentração de mercado e/ou condutas praticadas por empresas que se supõe detentoras de Poder de Mercado, faz-se necessário definir o conceito de *Mercado Relevante*, pois é nesse *locus* — devidamente delimitado — que se dá, efetiva ou potencialmente, o exercício do Poder de Mercado.

Assim Possas (1996) define *Mercado Relevante*:

Um mercado é definido como um produto ou um grupo de produtos e uma área geográfica na qual ele é produzido ou vendido tal que uma hipotética firma maximizadora de lucros, não sujeita a regulação de preços, que seja o único produtor ou vendedor, presente ou futuro, daqueles produtos naquela área, poderia provavelmente impor pelo menos um ‘pequeno mas significativo e não transitório’ aumento no preço, supondo que as condições de venda de todos os outros produtos se mantêm constantes. Um mercado relevante é um grupo de produtos e uma área geográfica que não excedem o necessário para satisfazer tal teste (*HORIZONTAL MERGER GUIDELINES*, U.S. DEPARTMENT OF JUSTICE & FEDERAL TRADE COMMISSION, 1992, p. 4, apud POSSAS) sic.

A concentração de mercado relevante é essencial para que possa definir Poder de Mercado — “*Market Power*”.

“*Market Power*” é antítese da competição. Poder de Mercado é simplesmente — e de forma alguma algo simplista — definido como o poder de fixação discricionária de preços num determinado mercado. De forma mais abrangente, pode-se definir Poder de Mercado — de ou mais vendedores num mercado, como:

[...] a capacidade de manter lucrativamente os preços acima dos níveis competitivos por um período de tempo significativo. Esses vendedores com poder de mercado podem também restringir a concorrência em outras dimensões além do preço, tais como qualidade do produto, serviços ou inovações (HORIZONTAL MERGER GUIDELINES, U. S. DEPARTMENT OF JUSTICE & FEDERAL TRADE COMMISSION, 1992, p. 2, apud POSSAS).

Outros autores como Singh (1999b) definem Poder de Mercado como a capacidade (habilidade) de um agente ser um formador de preço (*price maker*) ao invés de ser um agente tomador de preço (*price taker*). Dado que, quando o agente é tomador de preço, ele comporta-se como se estivesse em um ambiente de competição perfeita, tendo o preço como uma variável exógena no seu processo de maximização de benefícios. Entretanto, quando um agente tem condições de atuar no mercado como formador de preço, ele pode exercer o seu potencial Poder de Mercado para manipular o preço de mercado e, dessa forma, obter maiores benefícios. Pode-se resumir o exposto em — quando um agente tem e exercita o Poder de Mercado, ele deixa de ser um tomador de preço (*price taker*) e torna-se um formador de preço (*price maker*).

A restrição à concorrência, decorrente do exercício do Poder de Mercado, pode ser resumida ao poder de determinados agentes de fixar e manter os preços acima do nível competitivo — em geral identificado como custos marginais, aqueles aos quais se igualariam os preços se vigorasse concorrência perfeita.

A estrutura de um mercado afeta o seu comportamento que, por sua vez, impacta no seu desempenho. O Poder de Mercado, portanto, é inerentemente um problema de estrutura, e a maioria dos indicadores de mercado depende da estrutura do mercado — sua composição, concentração, localização dos agentes, entre outras; e das regras do jogo — medidas regulatórias de funcionamento do mercado. Desse modo, o agente regulador pode estimar se um agente tem possibilidade ou não de exercer Poder de Mercado pela análise da estrutura do mercado e das ações regulatórias associadas à sua composição e funcionamento.

Para mercados de energia elétrica, os principais pontos de observação devem concentrar-se em:

- d) diferenciação do produto — no caso de mercados de energia elétrica: energia de ponta e fora da ponta; capacidade versus produção de energia gerada — principalmente para o caso brasileiro que tem predominância hidrelétrica com pequena complementação termelétrica, o que evidencia sua forte dependência da hidrologia (períodos úmidos e secos);
- a) o escopo geográfico do mercado: em que estão localizados os principais geradores e consumidores do sistema. A extensão geográfica do mercado deve ser examinada cuidadosamente, levando-se em consideração a operação física/técnica das importantes restrições

do sistema de transmissão. Para o SIN — Sistema Interligado Nacional, essa consideração é de fundamental importância, devido às características regionais brasileiras, que possuem uma grande diversidade hidrológica, além de longas (e poucas) interligações entre submercados, o que impacta diretamente no preço da energia e que se torna uma grande oportunidade para o exercício do Poder de Mercado;

- b) o potencial do mercado versus vendas reais — isso significa ter dimensão do volume de vendas do mercado frente ao seu potencial.

Essas considerações, juntamente com o modelo estrutural do sistema, requerem um completo entendimento e avaliação das restrições físicas e operacionais para que se possa efetivamente quantificar as medidas econômicas.

A.2.2 Tipos de Poder de Mercado

Os tipos de Poder de Mercado mais freqüentemente discutidos pela literatura econômica podem ser separados em duas categorias (SINGH, 1999b; BARROSO, 2000; FABRA, 2001): Poder de Mercado Vertical e Horizontal.

■ *Poder de Mercado Vertical*

O poder de mercado vertical está relacionado à habilidade de uma empresa integrada verticalmente de prevenir ou restringir o acesso de consumidores a fornecedores alternativos. Em mercados de energia, ele é exercido quando um agente (uma empresa) participa em duas ou mais atividades relacionadas como, por exemplo, geração e transmissão e usa a sua atuação em uma atividade para afetar o preço do mercado e elevar os lucros totais da empresa. Verifica-se, entretanto, que com a reestruturação da indústria de energia elétrica, em âmbito mundial, esse Poder de Mercado praticamente deixa de ter influência, dado que uma das premissas básicas desses processos é a separação das atividades — desverticalização das empresas. Outro fator importante desse referido processo é o livre acesso ao sistema de transmissão para um novo agente, o que praticamente derruba a restrição de barreira à entrada ao sistema. Fator esse, que está bem estabelecido e consolidado na maioria dos mercados de energia elétrica.

Com o propósito de contextualizar a consideração anterior, é oportuno lembrar que, no caso da reestruturação do sistema elétrico brasileiro (Reseb), as maiores empresas geradoras de energia elétrica — que juntas possuem cerca de 80% da capacidade instalada brasileira — continuam integradas verticalmente, realizando serviços de transmissão, de distribuição (em algumas delas) e de comercialização.

▪ *Poder de Mercado Horizontal*

O poder de mercado horizontal está relacionado ao poder potencial que determinados agentes possuem sobre os preços, resultantes quer de operações que acarretem aumento de concentração — fusões e aquisições de empresas, quer de condutas praticadas por empresas presumidamente detentoras de tal poder, em mercados economicamente significantes, como é o caso de mercados de energia elétrica.

O exercício de tal prática auferir aos detentores de Poder de Mercado maiores oportunidades de maximizar seus benefícios — pela manipulação dos preços de mercado. Essas práticas anticompetitivas são indesejáveis e sua detecção é estudada com vistas à identificação de mecanismos que inibam sua atuação, contribuindo, desse modo, para uma maior eficiência dos mercados de energia elétrica.

O Poder de Mercado pode ser exercido simultaneamente por duas ou mais empresas, de forma independente uma das outras, ou pode ser exercido por um grupo de empresas em coalizão.

No setor de energia elétrica, os agentes/entidades reguladoras do mercado preocupam-se com o exercício do Poder de Mercado, procurando mecanismos que possam minimizá-los. No segmento de transmissão, por exemplo, a operação independente e neutra de operação do sistema de transmissão constitui-se numa forma de prevenir tal exercício.

A.2.3 Técnicas de Análise

A análise do Poder de Mercado Horizontal tipicamente envolve os seguintes passos:

- a) identificação dos produtos e serviços relevantes do mercado;
- b) identificação da área geográfica relevante do mercado para o produto;
- c) avaliação da concentração de mercado.

Os itens (a) e (b) já foram tratados anteriormente neste apêndice.

A avaliação da concentração de mercado, por sua vez, constitui-se em um passo “chave” para uma melhor avaliação do Poder de Mercado.

O Poder de Mercado de vendedores e compradores é, individual e coletivamente, medido em termos dos desvios do equilíbrio competitivo³⁴. As técnicas para sua análise podem ser agrupadas dentro de três diferentes categorias (SINGH, 1999b):

- índices de concentração;
- modelos de simulação de produção;
- modelos de equilíbrio de mercado.
- ***Índices de Concentração***

A metodologia mais comumente usada e mais conhecida para a análise da concentração de mercado é o **Índice de Herfindahl-Hirschaman (HHI)**.

A. Índice de Herfindahl-Hirschaman (HHI)

O Índice de Herfindahl-Hirschaman (HHI) é definido como a seguir:

$$HHI = \sum_{i=1}^n q_i^2 \quad (A.1)$$

Em que:

$n \Rightarrow$ *é o número de empresas participantes do mercado;*

$q_i \Rightarrow$ *percentual de mercado da empresa i . (% de participação total).*

Desse modo, para o caso de um único agente no mercado, com 100% de participação o HHI seria 10.000 ($100^2 = 10.000$) — caso de monopólio, enquanto que o HHI seria um número menor quando (n) é grande e não existe nenhum participante com uma fatia de mercado superior a 5% — caso de muitos agentes no mercado, cada agente com participação mínima.

Como um exemplo simples, pode-se considerar um mercado com quatro participantes, em que um deles tem 40% do mercado, dois outros têm 25% cada e o outro (quarto) tem 10% do mercado. O HHI resultante seria:

$$HHI = 40^2 + 2 * 25^2 + 10^2 = 2.950 \quad (A.2)$$

³⁴ O equilíbrio competitivo corresponde ao ponto de equilíbrio de mercado em que o preço de mercado perfeitamente competitivo é assumido igual ao custo marginal ($PMa=CMa$).

Com base em um padrão americano do DOJ/FTC³⁵, pode-se classificar a concentração de mercado de acordo com a Tabela A.1:

Tabela A -1 - Classificação dos Índices de Concentração

HHI	Concentração de Mercado
HHI < 1000	não concentrado
1000 < HHI < 1800	moderadamente concentrado
HHI > 1800	altamente concentrado

Tabela A -2 - Cálculo HHI para o Sistema Elétrico Brasileiro

Cálculo do Índice de Concentração do Mercado de Energia Brasileiro		
Empresas	Energia Assegurada (Mwmed)	Percentual do Mercado
AES TIETÊ	1.285,00	3,75%
CDSA	415,00	1,21%
CEEE	500,41	1,46%
CGTEE	375,00	1,09%
CEMIG	3.685,00	10,74%
CESP	3.839,00	11,19%
DUKE-GP	1.087,00	3,17%
CELPA	24,00	0,07%
CHESF	6.026,00	17,56%
COPEL	1.918,66	5,59%
ELETRONORTE	4.138,00	12,06%
EMAE	406,00	1,18%
ESCELSA	108,00	0,31%
FURNAS	6.099,00	17,78%
LIGHT	637,00	1,86%
TRACTEBEL ENERGIA	3.768,00	10,98%
TOTAL EMPRESAS	34.311,07	100,00%

HHI = 1196,08

↓

Mercado Moderadamente Concentrado
--

³⁵ U.S. Department of Justice (DOJ) & Federal Trade Commission (FTC) *Horizontal Merger Guidelines*, (1997).

Para se ter uma melhor representatividade desse índice, ele foi aplicado para o caso do Sistema Elétrico Brasileiro, conforme apresentado na Tabela A.2. É oportuno salientar que os dados utilizados no exemplo de aplicação referem-se aos montantes de energias asseguradas (MW médios) das usinas pertencentes às concessionárias das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste, estabelecidos pelas Resoluções Aneel nº 268, de 13 de Agosto de 1998, nº 453, de 30 de Dezembro de 1998 e nº 232, de 27 de junho de 1999 (ANEEL, 1998a, 1998b, 1999); e aos dados disponibilizados pela Abrage³⁶ (ABRAGE, 2003).

A técnica HHI tem sido bastante criticada no contexto de mercados de energia elétrica, porque ao tratar-se de um índice estático não captura os efeitos dinâmicos presentes em ambientes oligopolistas (a natureza dinâmica dos mercados de energia e o comportamento simultâneo de todos os agentes), ou seja, a capacidade das empresas de alterar seus padrões de produção em relação aos de um mercado perfeitamente competitivo, escolhendo estratégias de ofertas que maximizem seus benefícios, afetando, dessa forma, o preço de mercado.

Uma outra crítica associada ao uso do HHI é que ele não leva em consideração uma possível elasticidade da demanda, que em alguns mercados pode ser decisiva para a avaliação do Poder de Mercado.

De forma a capturar o comportamento estratégico dos agentes nos mercados, utiliza-se a técnica de análise da intensidade do exercício do Poder de Mercado conhecida como **Índice de Lerner**. Esse índice mede o grau de variação dos preços em relação ao custo marginal do sistema.

B. Índice de Lerner

Matematicamente, o Índice de Lerner é definido como:

$$IL = \frac{P - CMa}{P} \times 100\% \quad (A.3)$$

O Índice de Lerner pode ser relacionado ao HHI usando um modelo de competição de Cournot simétrico³⁷.

Se P representa o preço de mercado; CMa o custo marginal e E_d, a elasticidade da demanda, o relacionamento com o HHI pode ser expresso como:

³⁶ A Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica — ABRAGE, instituída em 07 de dezembro de 1998, é uma associação civil, sem fins lucrativos, constituída por grandes empresas geradoras de energia elétrica de origem predominantemente hidráulica que visa alcançar através de pesquisas, estudos e debates entre seus integrantes, o melhor desenvolvimento das atividades ligadas à geração de energia elétrica.

³⁷ O modelo de competição Cournot simétrico caracteriza-se quando os agentes têm o mesmo custo de produção e tamanho.

$$IL = \frac{P - CMa}{P} = \frac{HHI}{E_d} \quad (A.4)$$

A partir da Equação (A.4) pode-se mostrar a sensibilidade do índice de Lerner em relação à elasticidade — E_d .

$$E_d = \frac{\frac{\Delta Q}{Q}}{\frac{\Delta P}{P}} = \left(\frac{P}{Q}\right) \left(\frac{\Delta Q}{\Delta P}\right) \quad (A.5)$$

Com a Equação (A.5) pode-se obter:

$$\left(\frac{Q}{P}\right) \left(\frac{\Delta P}{\Delta Q}\right) = \frac{1}{E_d} \quad (A.6)$$

Sabendo-se que a receita marginal (RMa) é definida como o aumento de receita decorrente da produção de uma unidade a mais (PINDYCK & RUBINFELD, 2002, p.331), tem-se:

$$RMa = P + Q \left(\frac{\Delta P}{\Delta Q}\right) = P + P \left(\frac{Q}{P}\right) \left(\frac{\Delta P}{\Delta Q}\right) \quad (A.7)$$

A partir das equações (A.6) e (A.7), pode-se obter a RMa, como descrito na Equação (A.8):

$$RMa = P + P \left(\frac{1}{E_d}\right) \quad (A.8)$$

Sabe-se que o lucro de uma empresa é maximizado quando $RMa = CMa$. Assim, tem-se:

$$CMa = P + P \left(\frac{1}{E_d}\right) \quad (A.9)$$

Desse modo, pode-se expressar o Índice de Lerner como:

$$IL = \left(\frac{P - CMa}{P}\right) = - \left(\frac{1}{E_d}\right) \quad (A.10)$$

A Equação (A.10) mede o quanto o preço de mercado excede o nível competitivo do mercado — o custo marginal. Essa equação representa o *Markup* sobre o CMa tendo por referência o preço do

mercado. Ainda, da Equação (A.10) obtém-se que o Índice de Lerner deve se igualar à inversa da Elasticidade da Demanda.

Um índice, estritamente relacionado ao índice de Lerner (IL), é o Índice Preço-Custo Marginal (IPCM).

C. Índice Preço-Custo Marginal (IPCM)

Índice Preço-Custo Marginal (IPCM) é definido segundo a Equação (A.11):

$$IPCM = \left(\frac{P - CMa}{CMa} \right) \quad (A.11)$$

A Equação (A.11) representa o *Markup* sobre o *CMa* tendo por referência o custo marginal.

Tal como para o índice de concentração de mercado, o *Merger Guidelines*, do Departamento de Justiça dos E.U.A. (1997), especifica que um mercado pode ser considerado competitivo se os preços não excedem seu nível de perfeitamente competitivo por mais de 5%. O preço de mercado perfeitamente competitivo é assumido igual ao custo marginal ($PMa=CMa$).

O monitoramento do Poder de Mercado, usando-se IL e IPCM, deve levar em consideração as situações em que o aumento de preços do mercado pode estar associado às restrições de produção — indisponibilidades de máquinas, entre outras, ou em outra situação em que um gerador pode não estar exercendo Poder de Mercado quando ele evita lucros negativos considerando somente a variável custo de curto prazo.

3.3. Modelos de Equilíbrio de Mercado – Quantificação do Poder de Mercado

Entre os tipos de modelos de equilíbrio de mercado, existem dois tipos que podem ser usados com o propósito de determinar o preço para a mensuração e quantificação do Poder de Mercado. O primeiro e mais bem usado é o modelo baseado na competição de Cournot, o qual é um dos modelos padrão para estudos de mercados oligopolistas (VARIAN, 1997). Nele, a estratégia dos jogadores é a escolha de quantidades em vez de preços. O preço, desse modo, é determinado somente em função das estratégias de quantidades dos produtores e da curva de demanda. Um dos pontos críticos a esse modelo é que ele é muito sensível à elasticidade da demanda, a qual geralmente não é conhecida com muita precisão.

Outro modelo que também tem sido utilizado é o *Supply Function Equilibrium (SFE)*. Nele, a estratégia dos participantes é encontrar a curva de oferta de equilíbrio (preço-quantidade) que maximiza seu lucro. Assim, diferente do modelo de Cournot, a estratégia dos agentes inclui ambas as variáveis — preço e quantidade, o que, segundo a literatura, seria mais apropriado para representar a realidade dos mercados oligopolistas.

As técnicas de análise do Poder de Mercado, pautadas na avaliação dos preços esperados, como os apresentados acima, podem ser utilizadas para detectar o exercício do Poder de Mercado. Por exemplo, se o preço real é maior que o esperado, há indícios de práticas anticompetitivas e isso deve ser monitorado pelo agente regulador, que promoverá uma investigação das possíveis causas para o referido aumento de preços.

Verifica-se, entretanto, que o exercício de Poder de Mercado via preços pressupõe uma demanda com elasticidade suficientemente baixa, de início, para que um aumento do preço (e redução da quantidade) produza um “aumento” nos lucros — sem o qual, a estratégia de elevação do preço não faria sentido.

É oportuno evidenciar que a elasticidade da demanda depende essencialmente da substituíbilidade do produto (no seu consumo) por produtos alternativos acessíveis aos compradores. Assim, quanto maior a elasticidade da demanda, maior a possibilidade de substituição do produto em questão por parte dos consumidores, uma vez que estarão por hipótese disponíveis bons substitutos àquele preço e vice-versa.

Vale ressaltar, entretanto, que para o caso de mercados de energia elétrica, a elasticidade da demanda é muito pequena, considerada, na maioria dos sistemas, como inelástica, visto que é praticamente inviável sua substituíbilidade por um produto alternativo. Nesse caso o que pode ocorrer é a substituição da fonte supridora de energia o que, geralmente, não tem viabilidade econômica. A elasticidade da demanda para mercados de energia está associada à diferenciação do produto: energia de ponta, energia fora-de-ponta, por exemplo.

A4. Enfoque Proposto deste trabalho de pesquisa

Um dos objetivos deste trabalho de pesquisa é subsidiar o agente de regulação do mercado na detecção e quantificação do exercício do Poder de Mercado de determinados agentes que possuem potencial para tal ato, baseado nos índices clássicos de análise estática do Poder de Mercado.

Apesar de se reconhecerem os méritos dos índices acima apresentados, é preciso salientar que suas limitações ainda são sérias: além de estáticos (tem-se clareza de que a construção de modelos di-

nâmicos esbarra quase sempre na complexidade), supõe-se homogeneidade tanto nos produtos como nas características dos competidores, também se limita à produção como variável estratégica, como se os agentes oligopolistas fossem *price takers*. A dificuldade mais evidente, que atualmente começa a ser tratada, é a da **interação estratégica** entre os competidores que torna os resultados dos modelos econômicos aplicados basicamente indeterminados e fortemente sensíveis às hipóteses comportamentais assumidas, freqüentemente *ad hoc*.

A5. Técnicas para Mitigação do Poder de Mercado

Diferentes técnicas têm sido aplicadas com o propósito de minimizar o exercício do Poder de Mercado Horizontal em vários mercados. Entre essas, destacam-se as mais usadas (SINGH, 1999b; KELMAN, 1999):

1. Contratação Bilateral;
2. *Price caps*;
3. *Bid Caps*;
4. *Revenue Caps and Floors*;
5. Contratos por diferença;
6. *Demand side bidding*;
7. *Bidding contracts*.

Apêndice B

Oferta pelo Lado da Demanda – Demand Side Bidding (DSB)

Este apêndice apresenta a definição e os principais conceitos relacionados à oferta pelo lado da demanda (*Demand Side Bidding* — *DSB*), de acordo com a utilização proposta neste trabalho.

B.1. Definição e Principais Conceitos

É um mecanismo que habilita consumidores a participar ativamente do mercado de energia elétrica, pela oferta de mudanças que podem ser implementadas em seu padrão normal de consumo. A oferta de demanda faz parte das negociações entre as distribuidoras e seus consumidores ou de consumidores livres quando de sua interação com o mercado. Seu principal objetivo é o de estabelecer estratégias de comercialização de energia elétrica no mercado de curto prazo.

DSB pode ser classificada em um das duas áreas seguintes (IEA/DSM, 2004):

- DSB como propósito de fixação de preço da energia;
- DSB em que os consumidores são requisitados a alterar seu perfil de demanda de energia.

B.2. Principais Tipos

Existem sete grandes tipos de produtos de DSB que podem ser agrupados como mostrado na Tabela B.1, de acordo com suas categorias e características (IEA/DSM, 2004).

Tabela B - 1 Tipos de Produtos de DSB

DSB – Produtos		
Características	Categorias	Produtos
DSB requer alteração do consumo de demanda	DSB para manutenção de qualidade	Serviços Ancilares
	DSB para resolver problemas de restrição da rede	Restrições de Transmissão Restrições de Distribuição
	DSB para equilíbrio de energia	Equilíbrio de Mercado
	DSB para acesso aos preços de mercado	Mercado Spot
DSB envolve uma grande compra de energia	DSB para fixação de preço	Mercado Spot Contratos Bilaterais Contratos de Fornecimento

Os consumidores podem participar em DSB individualmente ou como um grupo, com ofertas diretas ao mercado ou por meio de sua distribuidora, comercializadora. Essa participação é limitada somente pelo grau de flexibilidade de seu perfil normal de demanda e pela tecnologia necessária para controle e monitoramento para execução de suas ofertas.

Deve-se investigar as várias formas da demanda reagir à variação de preços do mercado, entretanto, torna-se necessário a realização de um estudo mais profundo sobre as características dos consumidores, tais como processos, hábitos de consumo, custo de interrupção, elasticidade da demanda, disposição a pagar, entre outras.

As principais implicações da oferta de demanda são reprogramação de cargas, ou redução de cargas, que podem ajudar a manter o balanço entre a oferta e a demanda, a manutenção da qualidade e segurança do fornecimento de energia elétrica, como já ilustrado na Tabela B.1.

B.3. A medida da resposta da demanda

Um das grandes barreiras para a implementação da resposta da demanda é modo de medir essa resposta. Sabe-se que os consumidores reagem às mudanças nos preços quando ajustam a sua quantidade demandada:

- quando os preços se elevam, os consumidores reduzirão a quantidade demandada;
- quando os preços caem os consumidores aumentarão a sua quantidade demandada.

A resposta dos consumidores a mudanças de preço é caracterizada por sua "elasticidade-preço de demanda". Vários estudos estão sendo realizados visando medir a resposta elétrica dos consumidores às mudanças no preço. Quando as estimativas precisas da elasticidade da demanda tiverem disponíveis para a sociedade, elas proporcionarão aos consumidores industriais, residenciais e comerciais de energia elétrica uma melhor e mais rápida resposta aos sinais de preço do mercado. Essa resposta é vital à alocação eficiente de recursos energéticos em períodos de picos de demanda. Infelizmente, muitos consumidores finais atualmente enfrentam um preço de varejo fixo e têm pouco incentivos a reagir às flutuações no preço do mercado atacadista de energia elétrica (demanda inelástica).

Uma consideração importante, entretanto, pode ser feita sobre a habilidade dos consumidores de reagir aos sinais de preço no presente ou "curto prazo", os consumidores devem usar sua infraestrutura, tecnologias e recursos existentes para reagir às mudanças nos preços. Assim sua habilidade de reagir às mudanças do preço é mais baixa no curto prazo do que em um futuro mais distante ou a "longo prazo", quando os consumidores podem se adaptar com tecnologias e inovações futuras. Do mesmo modo, pode-se esperar que dada uma sinalização de preço apropriada, a resposta da demanda deve aumentar ao longo do horizonte de estudo dando oportunidade aos consumidores de reagir a essas mudanças.

B.4. Gerenciamento pelo Lado da Demanda

O gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) ou *Demand Side Management (DSM)* consiste em um conjunto de atividades ou programas direcionados ao consumidor, cujo objetivo é promover a apropriação de quantidades com os períodos de uso da energia elétrica, buscando-se, desse modo, a eficiência energética, a otimização da curva de carga do sistema e a postergação de investimentos em geração. É importante ressaltar que o (GLD) ou (*DSM*) e DSB são muito diferentes, embora eles estejam muito relacionados entre si. Por exemplo, mediadas utilizadas para DSM podem e geralmente são usa-

das para DSB, e vice-versa. Para melhor entendimento procura-se evidenciar essas diferenças pela análise da Figura B.1.

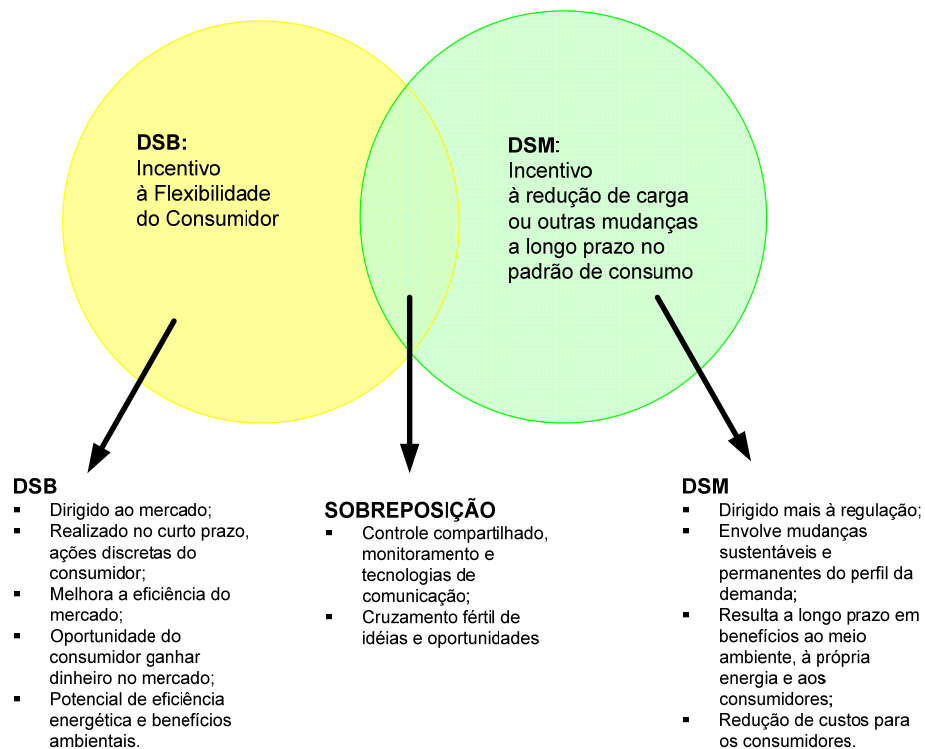


Figura B. 1 - Características de DSB versus DSM (IEA/DSM, 2004)

B.5. Análise da Resposta da Demanda

Quando os consumidores não respondem aos preços, a curva da demanda do mercado é simplesmente uma linha vertical. Essa curva da demanda é vertical porque a distribuidora é requisitada a obter a energia elétrica para o consumidor não obstante ao preço de mercado. Essa curva vertical da demanda do mercado não reflete o valor do consumo aos consumidores. A distribuidora deve obter a energia a preços que podem exceder o valor da energia a seus consumidores. Permitindo-se que os consumidores tenham condições de ajustarem o seu consumo em reação aos preços resulta em uma curva de demanda inclinada, em que a quantidade de energia requisitada pelos consumidores naturalmente diminui quando os preços aumentam.

A resposta da demanda fornece também benefícios significativos à confiabilidade do sistema durante as épocas de escassez. As reduções de consumo nos picos de demanda do sistema reduzem a tensão do sistema, expandem as margens da reserva, tornando sua operação mais eficaz, e melhoram a estabilidade da tensão e o perfil de potência reativa do sistema.

A crescente resposta da demanda deve promover a oferta pelo lado da demanda (DSB — *Demand Side Bidding*) em mercados de energia elétrica. As ofertas de demanda são operacionalizadas em ISOs que operam mercados de energia baseados em oferta. O ISO determina preços e quantidades do mercado por meio de liquidação do mercado, geralmente realizado por meio de leilões, em uma base geralmente horária, considerando as ofertas submetidas pelos participantes do mercado.

Os mercados baseados em ofertas, centralizados, podem promover a eficiência em mercados de energia. O operador do mercado tem a oportunidade de selecionar de um grande pool de oferta, os geradores que atendam a demanda ao menor custo. No princípio, o operador tem também a oportunidade de selecionar de um grande pool de consumidores, os geradores mais caros para os consumidores que mais atribuem valor à energia elétrica, e selecionar aqueles geradores que não podem servir a determinados consumidores, quando o custo deles excede sua disposição a pagar. Na prática, entretanto, os compradores por atacado, raramente submetem ofertas sensíveis a preços. Tipicamente, os compradores, ou o operador de mercado, representando os compradores, submetem as ofertas que indicam somente a quantidade a ser comprada. Desse modo, essas ofertas sugerem que os compradores estão dispostos a pagar qualquer preço — não se importando com o aumento dos preços (demanda inelástica) — para adquirir a quantidade desejada.

B.6. Elasticidade de Demanda na Análise do Poder de Mercado

Na presença do poder do mercado, os geradores têm a habilidade de ajustar os preços acima de seus custos variáveis reais de operação. A habilidade dos geradores de elevar os preços acima dos custos aumenta com a baixa reação da demanda. Conseqüentemente, o incentivo do lucro de um gerador com poder de mercado aumenta também quando a resposta da demanda diminui. Infelizmente, esse comportamento do preço reduz mais a eficiência do mercado criando uma maior distância entre os custos reais de produção de energia e seu valor aos consumidores. O exercício do poder do mercado resulta também em grandes picos de preço e no aumento da volatilidade dos preços. Em épocas da falta de energia, sem intervenção de mercado, os geradores têm literalmente a oportunidade “de fazer seu próprio preço”. Esses preços acima do custo resultam em grandes transferências dos recursos dos compradores aos vendedores de energia. Desse modo, focaliza-se a importância da resposta do lado da demanda em mitigar a ineficiência da precificação resultante do poder do mercado.

Quando há uma resposta do lado da demanda aos preços, os consumidores sinalizam ao mercado o valor que estão dispostos a pagar pela energia. Infelizmente, os preços pagos no mercado por atacado pela energia não são sinalizados pelos consumidores finais. Um sinal incorreto e elevado do

valor é emitido ao mercado por atacado dado que os consumidores não reduzem seu consumo mesmo quando o preço se eleva. Os consumidores estão enfrentando um preço fixo (freqüentemente um *proxy* para o preço médio) que reflete a volatilidade do preço por atacado do mercado de curto prazo. Isto conduz a uma fonte de ineficiência em mercados elétricos.

Quando o lado da demanda do mercado, isto é, os consumidores não reagem aos preços de mercado, todos os mecanismos de fixação do preço são deixados nas mãos dos geradores do mercado, ou seja, nos formadores de preços do mercado — *price makers*, que exercem seu poder de mercado. Na presença da competição, os geradores, por si próprios, serão incapazes de aumentar os preços acima dos custos de produção de suas unidades mais eficientes. Nessa situação de competição, o preço de mercado refletirá adequadamente os custos produção.

B.7. Considerações Importantes

Verifica-se que nos mercados já reestruturados, as estruturas de mercado e regulações adotadas não promoveram inovações em oportunidades para respostas pelo lado da demanda em mercados de energia elétrica. As regras de mercado, hoje, estabelecidas pelos operadores do mercado são substitutos pobres para os benefícios obtidos da real resposta da demanda. A volatilidade em mercados por atacado tem demonstrado a importância de uma resposta da demanda nas épocas de escassez de energia. A resposta da demanda desempenha um papel vital no aumento da eficiência e na redução da volatilidade do preço nos mercados de energia elétrica. Ela permite que os consumidores comuniquem ao mercado o valor que estão dispostos a pagar pela energia elétrica. Atualmente, os avanços na tecnologia estão conduzindo a inovações nas estruturas de fixação de preço e alternativas de geração que permitam os consumidores responderem melhor aos preços. Isso pode beneficiar todos os consumidores promovendo a eficiência e a estabilidade em mercados de energia elétrica.

Apêndice C

Resultados do Estudo de Caso para o nível de 75% de Contratação de Demanda.

Este apêndice apresenta os resultados obtidos do estudo de caso, o comportamento estratégico do gerador oligopolista, para o nível de 75% de contratação de demanda.

Tabela C - 1 Comportamento Estratégico com 75% de Contratação de Demanda

Nível Reservatório Inicial	Afluência [MWh]	Oferta Estratégica [MWh]	Preço Spot [\$]	Mercado Spot [\$]			Volume Final
	Baixa			Lucro Imediato	Lucro Futuro	Lucro Total	
	Média						
	Alta						
0%	2500	2500	155,86	-456.202,22	106.566,23	-349.635,99	0%
	7080	6605	55,11	64.919,58	160.002,49	224.922,07	4%
	15150	6605	55,11	64.919,58	209.789,66	274.709,24	56%
20%	2500	5606	65,38	11.703,02	106.566,23	118.269,25	0%
	7080	6605	55,11	64.919,58	210.300,63	275.220,21	24%
	15150	6605	55,11	64.919,58	151.391,76	216.311,34	76%
30%	2500	6605	55,11	64.919,58	160.002,49	224.922,07	4%
	7080	6605	55,11	64.919,58	233.763,30	298.682,88	34%
	15150	6605	55,11	64.919,58	113.111,77	178.031,35	86%
50%	2500	6605	55,11	64.919,58	210.300,63	275.220,21	24%
	7080	6605	55,11	64.919,58	216.320,77	281.240,35	54%
	15150	6605	55,11	0,00	89.748,45	89.748,45	100%
90%	2500	6605	55,11	64.919,58	189.773,14	254.692,72	64%
	7080	6605	55,11	59.463,69	86.169,58	145.633,27	94%
	15150	6605	55,11	0,00	89.748,45	89.748,45	100%

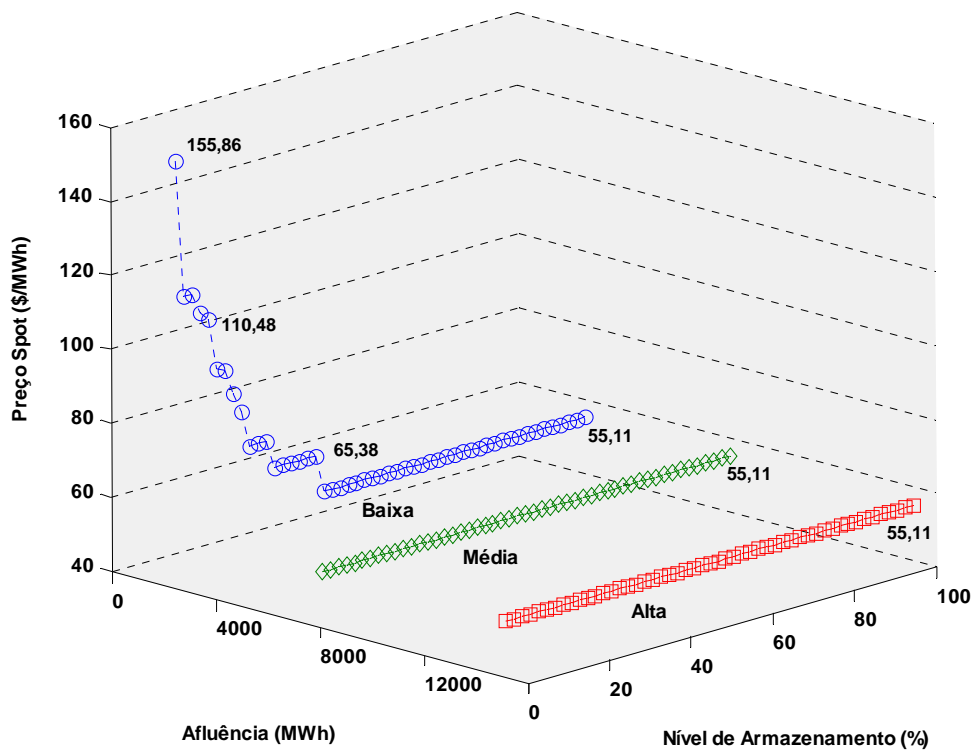


Figura C.1 - Variação Preço Spot versus Estado do Sistema – Contratação 75%

RUBIPIARA CAVALCANTE FERNANDES

**AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO ESTRATÉGICO DE
GERADORES HIDRELÉTRICOS EM SISTEMAS
HIDROTÉRMICOS**

FLORIANÓPOLIS

2006

