UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
FACULDADE DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO E CONTABILIDADE
DE RIBEIRÃO PRETO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

JOSIANE MAYARA GIL PALOMINO

**Formação de preço de energia elétrica gerada por biomassa no Ambiente
de Contratação Livre brasileiro: uma abordagem computacional baseada
em agentes**

Orientador: Prof. Dr. Jaylson Jair da Silveira

RIBEIRÃO PRETO
2009

Prof^a. Dr^a. Suely Vilela Sampaio
Reitora da Universidade de São Paulo

Prof. Dr. Rudinei Toneto Junior
Diretor da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão
Preto

Prof. Dr. Walter Belluzzo Junior
Chefe do Departamento de Economia

JOSIANE MAYARA GIL PALOMINO

Formação de preço de energia elétrica gerada por biomassa no Ambiente de Contratação Livre brasileiro: uma abordagem computacional baseada em agentes

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia Aplicada da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto da Universidade de São Paulo como requisito para obtenção do título de Mestre em Economia.

Orientador: Prof. Dr. Jaylson Jair da Silveira

RIBEIRÃO PRETO
2009

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Palomino, Josiane Mayara Gil.

Formação de preço de energia elétrica gerada por biomassa no Ambiente de Contratação livre brasileiro: uma abordagem computacional baseada em agentes. Ribeirão Preto, 2009.

118 p. : il. ; 30 cm

Dissertação de Mestrado, apresentada à Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto da Universidade de São Paulo.

Orientador: Silveira, Jaylson Jair da

1. Co-geração. 2. Preço de Liquidação das Diferenças 3. ACL
4. ACR

ERRATA

PALOMINO, J.M.G. **Formação de preço de energia elétrica gerada por biomassa no Ambiente de Contratação Livre brasileiro: uma abordagem computacional baseada em agentes**. 2009. 118 pp. Dissertação (Mestrado em Economia Aplicada) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2009.

página	equação	onde se lê	leia-se
79	3.1	$\sum_{i=1}^m$ e $\sum_{j=1}^n$	$\sum_{i=1}^I$ e $\sum_{j=1}^J$
95	3.28	$PLC_{i,t}^e = \frac{R_t - RMe_{i,t}^{MV}}{1 - GDC_{i,t}^e}$	$PLC_{i,t}^e = \frac{T_t - CMe_{i,t}^{MV}}{1 - GDC_{i,t}^e}$

página	linha	onde se lê	leia-se
79	20	$\sum_{i=1}^m$ e $\sum_{j=1}^n$	$\sum_{i=1}^I$ e $\sum_{j=1}^J$
81	16	$PLC_{j,t}$	$PLC_{i,t}$
82	15	dado por um entre zero	dado por zero
88	8	transacionada no MV	transacionada <i>no contrato c</i> no MV
89	1	valor pago pela mesma energia	Valor pago <i>de fato</i> pela mesma energia
89	10	obtido pela quociente	Obtido pelo quociente
91	10	é o lei de potência da prática	é <i>a</i> lei de potência da prática

FOLHA DE APROVAÇÃO

Josiane Mayara Gil Palomino

Formação de preço de energia elétrica gerada por biomassa no Ambiente de Contratação Livre brasileiro: uma abordagem computacional baseada em agentes.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia Aplicada da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto da Universidade de São Paulo como requisito para obtenção do título de Mestre em Economia.

Aprovado em: ____ / ____ / ____

Banca Examinadora

Prof. Dr. _____

Instituição: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____

Instituição: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____

Instituição: _____ Assinatura: _____

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus avós (*in memorian*) pelo exemplo de vida, coragem e perseverança que me deram; aos meus pais, pelo suporte constante em todas as fases da minha vida.

AGRADECIMENTOS

Ao longo dos 7 anos em que estive na FEA-RP, muitas foram as pessoas que direta ou indiretamente contribuíram para o desenvolvimento dessa dissertação e por isso é muito difícil nomeá-los aqui, um a um. Por esse motivo, deixo registrados os meus agradecimentos a todos os funcionários, em especial aos funcionários da Seção de Pós-Graduação, amigos e professores que fizeram e fazem parte da faculdade, construindo sua história dia após dia.

Ao Prof. Dr. Jaylson Jair da Silveira, que durante todo o desenvolvimento do trabalho se dedicou, deu apoio e atenção e contribuiu sobremaneira para a sua conclusão. Agradeço também o interesse dispensado à dissertação em todas as suas fases e as valiosas contribuições que por ele foram feitas.

Ao Prof. Dr. Rudinei Toneto Jr, que ao longo dos anos de convivência e de dedicação durante a faculdade e o mestrado sempre confiou em meu potencial e muito me ensinou e contribuiu para o meu desenvolvimento intelectual, científico e profissional.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Economia Aplicada da FEA-RP/USP e aos amigos de turma pela atenção e dedicação durante o desenvolvimento dos créditos, pelas horas de estudo em conjunto e pela convivência.

À Crystalsev Comércio e Representação Ltda., empresa em que trabalho, em nome dos companheiros de departamento Celso, Juliana e Botta pelo apoio, pelos conhecimentos adquiridos que muito contribuíram para o desenvolvimento da dissertação e pelos momentos em que pude me dedicar ao mestrado.

À minha família, meus melhores amigos, em especial aos meus pais, Maria e Nelson e à minha irmã, Janaina, pela pessoa que sou hoje e pelos ensinamentos que me permitiram chegar até aqui, pelos momentos de paciência e apoio que me foram dados durante o mestrado e ao longo da minha vida.

Ao meu noivo, Alex, amigo e companheiro, pessoa sem a qual tudo seria mais difícil. Agradeço o carinho, a paciência, a atenção e a dedicação durante todo o tempo, principalmente pelos esforços e incansáveis horas despendidos durante o desenvolvimento do modelo apresentado nessa dissertação.

A todos os meus amigos e amigas, estejam próximos ou não, pelos momentos de descontração e pelas palavras de ânimo quando o cansaço se fazia presente.

A Deus, pelo dom da vida, pelas oportunidades conquistadas e pela perseverança e força que afloraram nos momentos mais difíceis.

RESUMO

A produção de energia elétrica em usinas de açúcar e álcool em sistema de co-geração tendo como combustível o bagaço da cana-de-açúcar é uma prática tradicional. No Brasil, desde os anos 1980, as usinas evoluíram para uma posição de quase auto-suficiência na produção de eletricidade, indicando um forte potencial de produção de eletricidade excedente que pode ser incorporado à matriz energética nacional como complemento. O interesse pela geração de energia por fontes renováveis ganhou destaque devido ao risco de desabastecimento e à necessidade de adequações tecnológicas por parte das usinas. Entretanto, embora o potencial exista, há fatores que influenciam e colocam em risco a decisão de uma usina investir na geração de excedentes que devem ser analisados, dentre eles a volatilidade dos preços da energia. O objetivo deste trabalho é analisar o processo de formação de preço da energia elétrica gerada a partir de biomassa negociada no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Neste ambiente, a energia gerada por biomassa pode ser negociada bilateralmente por agentes privados (geradores e consumidores livres). Mais precisamente, pretende-se mostrar como o risco hidrológico incorporado no processo de formação de preço e no despacho físico da geração do sistema hidrotérmico brasileiro afeta o preço da energia elétrica gerada a partir de biomassa negociada no ACL, dadas suas atuais características institucionais. Para isso, desenvolve-se um mercado artificial de energia elétrica gerada por biomassa que busca captar as principais características institucionais do ACL. Várias simulações são geradas pelo modelo computacional, as quais mostram o impacto negativo da volatilidade do preço de curto prazo sobre os preços da energia elétrica gerada por biomassa negociada no ACL.

Palavras-chave: 1. Co-geração 2. Preço de Liquidação das Diferenças 3. ACL 4. ACR

ABSTRACT

Electricity generation in ethanol and sugar mills using bagasse as a fuel in cogeneration process is a traditional practice. In Brazil, since the 1980's mills have evolved to a position of almost self-sufficiency in electricity production, which indicates a strong potential of electricity surplus that can be used as a complement in the electricity national matrix. Such interest for electricity generation from renewable sources got outstanding due to the lack of supply risk and also the mills' necessity of technological adaptations. However, even though the potential exists, there are some factors that influence and put in risk a mill's decision to invest in electricity surplus generation which must be evaluated, such as energy prices volatility. The objective of this work is to analyze the electricity price setting process generated by sugarcane biomass and negotiated in the Free Agreement Environment (ACL). In this environment, biomass generated electricity can be negotiated among private agents (free consumers and generators). More precisely, the aim is to show how the hydrological risk that is part of the price setting process and of the system physical dispatch affects the price of the biomass electricity in the ACL, given its actual institutional features. To enable that, an electricity biomass artificial market is developed with the aim to capture the main institutional features of ACL. Several simulations are generated by this computational model, which show the negative impact of spot price volatility over the biomass electricity prices in ACL.

Keywords: 1. Cogeneration 2. Spot price. 3. ACL 4. ACR

LISTA DE FIGURAS

Figura I.1	Processos de conversão energética da biomassa
Figura I.2	Cadeia produtiva da cana-de-açúcar
Figura 1.1	Oferta interna de energia elétrica por fonte de geração
Figura 1.2	Mercado cativo vs mercado livre
Figura 1.3	Exemplo de despacho econômico em sistema puramente térmico e cálculo do CMO
Figura 1.4	Processo decisório no despacho econômico hidrotérmico
Figura 1.5	Funções de Custo Imediato e Futuro
Figura 1.6	Funções de Custo Imediato e Futuro e o mínimo custo total
Figura 1.7	Os quatro submercados brasileiros
Figura 1.8	PLD e nível de armazenamento no submercado Sudeste/Centro-Oeste
Figura 1.9	Definição dos estados para um reservatório
Figura 1.10	Cálculo para a decisão ótima de despacho por cenário de vazões – última etapa
Figura 1.11	Cálculo do segmento 1 da FCF
Figura 1.12	FCF linear por partes: etapa T-1
Figura 3.1	Esquema de funcionamento do MarketSim
Figura 3.2	Resultados da simulação: PLD real, $r=0$, $e=0,02$
Figura 3.3	Resultados da simulação: PLD real, $r=0$, $e=0,30$
Figura 3.4	Resultados da simulação: PLD real, $r=0,10$, $e=0,02$
Figura 3.5	Resultados da simulação: PLD real, $r=0,10$, $e=0,30$
Figura 3.6	Resultados da simulação: PLD real, $r=0,20$, $e=0,02$
Figura 3.7	Resultados da simulação: PLD real, $r=0,20$, $e=0,30$
Figura 3.8	Resultados da simulação: PLD sazonal, $r=0$, $e=0,02$
Figura 3.9	Resultados da simulação: PLD sazonal, $r=0$, $e=0,30$
Figura 3.10	Resultados da simulação: PLD sazonal, $r=0,10$, $e=0,02$
Figura 3.11	Resultados da simulação: PLD sazonal, $r=0,10$, $e=0,30$
Figura 3.12	Resultados da simulação: PLD sazonal, $r=0,20$, $e=0,02$
Figura 3.13	Resultados da simulação: PLD sazonal, $r=0,20$, $e=0,30$
Figura 3.14	Resultados da simulação: PLD constante, $r=0$, $e=0,02$
Figura 3.15	Resultados da simulação: PLD constante, $r=0$, $e=0,30$
Figura 3.16	Resultados da simulação: PLD constante, $r=0,10$, $e=0,02$
Figura 3.17	Resultados da simulação: PLD constante, $r=0,10$, $e=0,30$
Figura 3.18	Resultados da simulação: PLD constante, $r=0,20$, $e=0,02$
Figura 3.19	Resultados da simulação: PLD constante, $r=0,20$, $e=0,30$

LISTA DE ABREVIATURAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
Amforp	<i>American & Foreign Power Company</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
CAR	Curva de Aversão ao Risco
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CL	Consumidor Livre de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CUSD	Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCF	Função de Custo Futuro
FCI	Função de Custo Imediato
GEE	Gases de Efeito Estufa
kV	<i>Kilovolt</i>
kW	<i>Kilowatt</i>
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
<i>MarketSim</i>	<i>Market Simulator</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Mercado a termo
MV	Mercado à vista
MW	<i>Megawatt</i>
MWh	<i>Megawatt hora</i>
NETA	<i>New Electricity Trade Agreement</i>
NGC	<i>National Grid Company</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCI	Poder Calorífico Inferior
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica

PDE	Programação Dinâmica Estocástica
PIE	Produtor Independente de Energia Elétrica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TWh	<i>Terawatt</i> hora
VR	Valor de Referência

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	12
CAPÍTULO 1 - O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	19
1.1 Um breve histórico do Setor Elétrico Brasileiro	22
1.2 As fontes de geração de eletricidade no Brasil	27
1.2.1 Hidrelétrica	28
1.2.2 Pequena Central Hidrelétrica	30
1.2.3 Eólica	31
1.2.4 Termelétrica	31
1.2.5 Termelétrica a biomassa	34
1.3 O mercado de energia elétrica no Brasil	37
1.3.1 Ambiente de Contratação Regulado	38
1.3.2 Ambiente de Contratação Livre e a contabilização na CCEE	39
1.3.3 A inserção das usinas do setor sucroalcooleiro no mercado de energia elétrica	43
1.4 Despacho econômico de geração e formação do preço <i>spot</i> em sistemas elétricos	46
1.4.1 Determinação do despacho econômico e a formação do preço <i>spot</i> em sistemas termelétricos e hidrotérmicos	48
1.4.1.1 O planejamento de operação e o preço <i>spot</i> em sistemas termelétricos	48
1.4.1.2 O planejamento de operação e o preço <i>spot</i> em sistemas hidrotérmicos	51
1.4.2 O despacho econômico e a formação do preço <i>spot</i> no Brasil	58
CAPÍTULO 2 - SISTEMAS COMPLEXOS E A APLICAÇÃO DA MODELAGEM COMPUTACIONAL BASEADA EM AGENTES NO SETOR ELÉTRICO	66
2.1 Sistemas complexos	66
2.2 <i>Design</i> de mercado e a modelagem computacional baseada em agentes	69
2.3 Modelagem computacional baseada em agentes em mercados de energia elétrica	72
CAPÍTULO 3 - UM MODELO COMPUTACIONAL BASEADO EM AGENTES DO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA GERADA POR BIOMASSA	75
3.1 Visão geral	76
3.2 A comercialização de energia no mercado a termo	79
3.3 A comercialização de energia no mercado à vista	85

3.4 <i>Reinforcement learning</i> e o algoritmo de Roth-Erev modificado	90
3.5 Resultados das simulações	96
CONCLUSÕES	111
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	113
APÊNDICE	118

INTRODUÇÃO

Especialmente após as crises do petróleo, nos anos 1970, a busca por fontes alternativas de energia tomou conta do cenário mundial. No Brasil, o principal movimento foi a implantação do Proálcool, o programa do álcool combustível que, embora fosse iniciativa do governo, acabou por se realizar graças à iniciativa privada e foi responsável pelo surgimento de grande parte das usinas do setor sucroalcooleiro hoje existentes no país.

Pelo fato de o Brasil apresentar baixos custos de produção de energia dado o seu potencial hidrelétrico, o programa se restringiu à produção de álcool para a substituição dos derivados de petróleo. Dessa forma, a geração de energia elétrica tendo a biomassa como matéria-prima ficou limitada às próprias usinas, que o faziam para consumo interno; hoje, a discussão se volta para a produção de excedentes de bioeletricidade.

O interesse na bioeletricidade se dá por dois motivos principais. O primeiro está associado ao fim da vida útil dessas usinas implantadas em função do Proálcool, que devem, então, decidir entre conservar a tecnologia de que dispõem atualmente ou investir em sistemas mais eficientes que viabilizam a geração de excedentes, possibilitando a entrada em um novo setor. Já o segundo está associado aos riscos de desabastecimento, especialmente após o racionamento que surgiu com a crise da oferta de energia elétrica de 2000/2001.

O setor sucroalcooleiro é considerado uma valiosa e potencial fonte de produção de energia elétrica. Conta com diversos subprodutos de processo, dentre os quais se destaca o bagaço da cana-de-açúcar que, além de ser o principal dejetado desse setor, apresenta uma gama de possibilidades de aproveitamento que vão desde ração animal e fertilizante até a produção de energias térmica e elétrica, processo conhecido como *co-geração* (SOUZA; AZEVEDO, 2006).

De acordo com Coelho (1999), co-geração é o nome que se dá ao processo capaz de produzir simultaneamente energias mecânica e térmica a partir de um mesmo combustível. A energia mecânica pode ser utilizada sob a forma de trabalho ou transformada em energia elétrica por meio de gerador, enquanto a energia térmica atua como fonte de calor em processos industriais como, por exemplo, a produção de etanol. A Figura I.1 mostra os principais processos de conversão energética da biomassa, dentre eles a co-geração (combustão direta do bagaço).

Figura I.1. *Processos de conversão energética da biomassa*
 Fonte: Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2007, p. 124)

Como no Brasil a geração de energia é predominantemente hidrelétrica e devido a suas características sazonais, a bioeletricidade pode ser considerada uma solução para a escassez de recursos hídricos no período seco, sendo esta uma de suas principais vantagens. Outras vantagens estão relacionadas a (i) características ambientais, já que a geração de energia a partir de biomassa apresenta emissão quase nula de carbono na atmosfera e inclui o aproveitamento de ponteiros e palhas além do bagaço (mostrando a possibilidade de redução/eliminação de queimadas); (ii) manutenção de um modelo competitivo no mercado de negociação de energia elétrica e (iii) maior proximidade usina-demanda, reduzindo custos de distribuição e transmissão.

De fato, o que se observa é o setor sucroalcooleiro como principal empregador do processo de co-geração. De acordo com dados da EPE (2007), cerca de 50% da biomassa total de cana-de-açúcar já está disponível nas instalações industriais e em 2005 alcançou-se o total de 118 milhões de toneladas em base seca (entre bagaço e palha), sendo este montante

associado a 900 mil barris equivalentes de petróleo por dia. Ademais, a expectativa de crescimento na demanda mundial de etanol e de açúcar deve elevar a produção de cana-de-açúcar, quadro este que deve funcionar como catalisador da produção de biomassa a partir de cana. Na Figura I.2 encontra-se um esquema da cadeia produtiva da cana-de-açúcar.

Figura I.2. Cadeia produtiva da cana-de-açúcar
 Fonte: Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2007, p. 128)

Apesar do potencial de que dispõe esse setor e das vantagens associadas à bioeletricidade, o bagaço produzido hoje é utilizado na produção de energia elétrica e calor de processo em unidades térmicas de baixa eficiência e em sua maioria voltados para o atendimento das necessidades da própria usina. Já a palha é toda deixada no solo como adubo orgânico para a cultura de cana. Dessa forma, dada a quase auto-suficiência em eletricidade presente nas unidades produtivas do setor (CORRÊA NETO, 2001), o surgimento de medidas que colaborem com o aumento da produção de energia elétrica pelas usinas proporcionaria a geração de excedentes que poderiam ser comercializados no setor elétrico.

Embora a bioeletricidade contribua para a possível existência de excedente de energia elétrica, existem riscos e entraves que afetam a decisão de investimento da usina nesse tipo de tecnologia. Dentre os riscos estão, especialmente, os tecnológicos – investimento elevado em uma atividade que não é seu foco de atuação – e os de mercado – o mercado de energia está

em início de operação, com regras em processo de implantação e os preços são extremamente voláteis no *Ambiente de Contratação Livre* (ACL). Já os entraves podem estar ligados ao projeto de investimento propriamente dito, às características específicas do bem *eletricidade* e, ainda, à incerteza dos cenários nos quais o investimento se insere. Muitas vezes, um projeto de co-geração é inviabilizado pelo fato de o elevado custo associado à conexão da unidade produtiva à rede de distribuição e à instalação de subestações de distribuição de energia ser a ela delegado (sem mencionar, ainda, a falta de *know how*, por parte da usina, nesse tipo de empreendimento). Isso ocorre principalmente devido à ineficiente regulamentação do setor elétrico no que tange à produção de energia pelo setor sucroalcooleiro. Além disso, por se tratar de um bem não estocável, de produção e de consumo sazonais, que apresenta limites de transmissão e sensível à incerteza sobre a disponibilidade de insumos, tende a apresentar grande volatilidade de preços, sendo este o foco do presente estudo.

As vantagens e riscos no uso da biomassa da cana para a geração de eletricidade foram estudados por pesquisadores como Coelho (1992, 1996, 1999) e Corrêa Neto (2001). No trabalho de 1992, Coelho concentrou-se na análise das tecnologias de co-geração com biomassa já comercializadas e ainda em desenvolvimento. Analisando a eficiência de cada processo, levando em consideração os custos, questões ambientais e sociais, o trabalho apresentou como principal conclusão a presença de vantagens estratégicas no processo de co-geração com bagaço de cana, enfatizando a necessidade e a importância de políticas que viabilizem e incentivem a implantação desse procedimento em larga escala. Entretanto, já no estudo de 1996, verificou-se a presença de barreiras tecnológicas, políticas, institucionais e econômicas consideráveis na implantação de um programa desse porte sendo realizado, então, o trabalho de 1999, que se propôs a estudar tais barreiras no setor sucroalcooleiro para que pudessem ser colocadas propostas que viabilizassem a implantação do processo. Nesse último trabalho, verificaram-se as dificuldades relativas à legislação vigente, ao financiamento dos investimentos necessários e, em grande parte dos casos, à comercialização dos excedentes de eletricidade. Os resultados também indicaram que a implantação da co-geração a partir da biomassa em larga escala é possível, desde que sejam usados os mecanismos adequados.

O trabalho de Corrêa Neto (2001) também se preocupou em avaliar a viabilidade técnica e econômica de projetos de geração de energia elétrica com biomassa de cana-de-açúcar como forma de expansão complementar do sistema elétrico brasileiro. As conclusões do trabalho são análogas às conclusões de Coelho (1999), ressaltando que as perspectivas para o setor sucroalcooleiro são promissoras no que tange à geração de excedentes de bioeletricidade, especialmente devido às vantagens ambientais. Entretanto, o elevado custo de

implantação e operação de alguns tipos de tecnologia, quando comparadas às tecnologias tradicionais que utilizam combustíveis fósseis, coloca sua viabilidade atrelada à capacidade de internalizar os ganhos ambientais gerados e à existência de mecanismos de incentivo.

Já com relação à volatilidade e ao processo de formação dos preços de energia, podem ser citados estudos como os de Oliveira (2003), David (2004), Aguiar (2004, 2008) e Porrua (2005). O trabalho de Oliveira (2003) teve como objetivo principal estudar a possibilidade de definição de uma estratégia ótima de oferta de preços de curto prazo em sistemas hidrotérmicos, caso brasileiro. O poder de mercado foi estudado por modelos de competição oligopolista baseados na teoria dos jogos e por intermédio de coeficientes de concentração. Já o comportamento de oferta dos competidores foi modelado por distribuições de probabilidade triangulares em virtude da inexistência de séries históricas. Como conclusão o trabalho apresenta a incapacidade das termelétricas brasileiras em exercer poder de mercado e, portanto, definir uma estratégia ótima de preços, enquanto um esquema geral de ofertas possibilita um relevante poder de mercado das hidrelétricas, podendo levar o abastecimento a níveis críticos se não forem empregados mecanismos de mitigação desse poder.

O estudo de Aguiar (2004) segue quase a mesma linha do trabalho de Oliveira (2003). Seu objetivo principal também foi o desenvolvimento de uma metodologia de estratégia de oferta de geradores, mas em leilões de energia elétrica e que tenha como foco a determinação da quantidade ótima que deve ser ofertada em cada contrato para cada nível de preço do leilão, considerando os perfis de risco dos agentes e os riscos da contratação. Com relação aos riscos de contratação, dá atenção especial à incerteza sobre a quantidade de energia que deve ser gerada e ao preço do mercado *spot*. O desenvolvimento da metodologia se deu por intermédio de um problema de otimização estocástica, cuja função-objetivo é o valor esperado da utilidade da renda do agente e trouxe como resultado a construção de uma curva de oferta que associa a cada preço a quantidade ótima de contratação de acordo com o perfil de risco do agente. Já em seu trabalho de 2008, os objetivos são propor uma abordagem alternativa para o uso de funções utilidade na comercialização de energia elétrica multi-período e mostrar sua possível modelagem matemática associando, ainda, a teoria da função utilidade e problemas de maximização da renda esperada.

O trabalho de David (2004) foi dedicado ao estudo conceitual de um mercado futuro de energia elétrica, comparando-o ao de outras *commodities* e investigando em detalhes o atual modelo de despacho e formação de preços no Brasil – estudo que o levou a concluir pela ineficiência e miopia do modelo que acabam por levar à falta de atração de investimentos e a

não garantia de expansão auto-sustentada da oferta. Sua contribuição principal foi a apresentação de um modelo de oferta e demanda por contratos futuros de energia elétrica.

A contribuição de Porrua (2005) concentrou-se na problemática da formação de preço de energia e nos riscos de comercialização entre submercados. Em seu trabalho, propôs uma metodologia de precificação de energia e análise dos riscos de submercado para um gerador que opera no ACL, baseado na teoria da utilidade esperada. Nas conclusões, foi evidenciado que a abordagem da teoria da utilidade esperada abrange de forma mais fiel o perfil de risco do gerador.

Tomando como base essa série de estudos voltados para o problema de preços de energia elétrica e a inserção do setor sucroalcooleiro nesse mercado, este trabalho tem como objetivo principal analisar o processo de formação de preço da energia elétrica gerada a partir de biomassa negociada no ACL. Mais precisamente, pretende-se mostrar como o risco hidrológico incorporado no processo de formação de preço e no despacho físico da geração do sistema hidrotérmico brasileiro afeta o preço da energia elétrica gerada a partir de biomassa negociada no ACL, dadas suas atuais características institucionais. Com o intuito de alcançar o objetivo proposto, será feita uma breve análise do setor elétrico e do mercado de energia elétrica como um todo, bem como do processo de formação de preços de curto prazo hoje vigente. Em seguida, com base na teoria da complexidade e na modelagem computacional baseada em agentes aplicada ao setor elétrico, será desenvolvido um modelo computacional utilizado para a realização de simulações de negociações no ACL entre geradores de bioeletricidade e consumidores que servirão como base para análise dos resultados.

A justificativa do trabalho reside especialmente nas incertezas (volatilidade) existentes no ambiente no qual a decisão é tomada, que dificultam a ação dos agentes. De acordo com Dixit e Pindyck (1993), esta incerteza é um fator extremamente relevante que deve ser levado em consideração quando da decisão de ambos. Conforme já mencionado, no caso específico da bioeletricidade, a incerteza está situada especialmente no cenário tecnológico e no âmbito do mercado de energia e sua estrutura institucional, destacando-se a formação de preço, foco deste trabalho. Então, para que a bioeletricidade seja, de fato, um atrativo para as usinas do setor sucroalcooleiro é necessário estudar um cenário com aspectos institucionais, operacionais, tecnológicos, mercadológicos e financeiros que façam com que o investimento na atividade tenha perspectivas de retorno propiciando, assim, o aumento na geração de excedentes. Nesse sentido, o papel do preço de negociação da energia elétrica é primordial por refletir diretamente a relação investimento-retorno.

O presente trabalho divide-se em três capítulos, exceto introdução e conclusões. No primeiro capítulo será feita uma breve revisão da estrutura institucional do setor elétrico, seguido pelo funcionamento do mercado de energia elétrica e por um estudo do modelo de despacho econômico em sistemas termelétricos e hidrotérmicos e a formação do preço *spot* a eles associado. No segundo capítulo é formalizada a base teórica do trabalho e, por fim, no terceiro capítulo é descrito o desenvolvimento do modelo computacional, bem como são colocadas as análises dos resultados das simulações.

CAPÍTULO 1

O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Até a década de 1980, o *Setor Elétrico Brasileiro* (SEB) era caracterizado pela forte presença do Estado. Entretanto, com a crise estatal que se observou neste período, veio também o esgotamento do modelo vigente no SEB em virtude da falta dos recursos necessários para investimentos que visassem à expansão da estrutura existente proporcionando, assim, o surgimento de bases para um novo modelo a partir da década de 1990.

De acordo com Silva (2001), assim como no Brasil, a década de 1990 foi um período de realizações e, logo, um marco da reestruturação do setor elétrico ao redor do mundo. Esta reestruturação foi guiada, principalmente, pela vontade de consolidar uma estrutura competitiva no mercado de energia elétrica. Nas últimas duas décadas, os setores elétricos em todo o mundo vêm evoluindo com o intuito de implementar uma estrutura de mercado que possibilite a consolidação do conceito “indústria de energia elétrica”, com diretrizes fundamentadas na competição de mercado e na desverticalização das atividades, ou seja, na separação de geração, transmissão e distribuição surgindo, assim, o ramo da comercialização de energia elétrica.

Embora não exista uma única versão que explique o porquê desta reestruturação ao redor do mundo, sabe-se que ela existe e aconteceu de forma rápida. Sabe-se, também, que o objetivo principal é incentivar a competição e, por consequência, diminuir o preço da energia elétrica decorrente do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição por todos aqueles agentes envolvidos no mercado, gerando maiores ganhos de eficiência na geração e, logo, atraindo o capital privado para investimentos. Ressalte-se, porém, que tal estrutura não visa à privatização, apenas ao estímulo da concorrência.

A exemplo disso, segundo Tolmasquim *et al.* (2002), a União Européia colocou em sua reestruturação o foco na organização dos Mercados Atacadistas de Energia, proporcionando a vantagem da negociação direta de compra e venda de energia elétrica em resposta às pressões de grandes consumidores industriais e da integração política e econômica que caracteriza o bloco. Entretanto, a diversidade dos países trouxe diferenças nos ritmos de implantação das novas diretrizes organizacionais do setor elétrico trazendo, também, complexidade na definição de políticas regulatórias. Em países exportadores de energia, como a França, por exemplo, a estrutura de monopólio se fazia muito mais vantajosa. Entretanto, para países sem

geração de energia elétrica, como Luxemburgo, uma estrutura que permita negociação ilimitada traz maiores vantagens.

Embora existissem dificuldades, os pioneiros na reorganização do setor elétrico na Europa foram o Reino Unido e a Noruega (1990). Na América Latina, a reestruturação foi liderada pelo Chile, em 1982. No caso do Reino Unido, que apresenta um avançado estágio de implementação, sua reestruturação se deu com o surgimento do *The Pool*, um mercado competitivo criado após a descoberta de manipulação de preços, medido pelo número de vezes em que o preço supera uma referência estabelecida pelo regulador (OFFER, 1999). Extinguir este tipo de prática foi um desafio ao setor regulatório, que organizou a reestruturação do mercado pela criação da instituição *New Electricity Trade Agreement* (NETA), desobrigando a aquisição de energia via *Pool*. Com esta nova instituição, a compra e venda de energia elétrica é feita livre e diretamente, respaldada pelo acordo formalizado em contratos bilaterais. Já Suécia, Finlândia e Dinamarca seguiram as influências da Noruega, criando um mercado regional de energia elétrica (TOLMASQUIM *et al.*, 2002).

Vê-se que criar um mercado de compra e venda de energia elétrica livre e direto deixa evidente a complexidade gerada pela busca da competição, assim como a decorrente necessidade de regulação da concorrência para evitar a concentração e até mesmo a reintegração do mercado, principalmente em virtude da assimetria de informações e da possibilidade de manipulação dos preços. No caso do Reino Unido, a padronização das regras de liberalização surgiu com a criação do regulador único.

Com base nisso, é possível traçar um perfil das reformas no setor elétrico em países desenvolvidos. A principal tendência é a modificação da ênfase das políticas regulatórias do setor, que antes se voltavam à regulação de monopólios naturais¹, guiadas por duas diretrizes principais:

- 1) A ênfase na redução dos custos de produção da energia, estimulada pela livre concorrência, incentivando novos investimentos;
- 2) A regulação da concorrência, para estimular o funcionamento competitivo do setor, que se deu pela garantia de livre acesso de terceiros à rede de transmissão/distribuição, fundamental para que se torne viável o desenvolvimento de um ambiente competitivo na geração e na comercialização de energia elétrica; pelo controle da concentração do

¹ Monopólio natural é caracterizado pela presença de economias de escala, que tornam o custo de produção por uma única empresa inferior ao de duas ou mais empresas atuando separadamente no mesmo mercado. Este tipo de comportamento inviabiliza a competição entre os produtores e, logo, impede a livre escolha dos usuários.

mercado e pela desverticalização² do setor, para prevenir o abuso de poder e também aumentar o número de agentes participantes da geração e da comercialização. Uma forma encontrada para se permitir isso foi a criação de um operador neutro das linhas de transmissão, fornecendo maior segurança e confiabilidade à rede (TOLMASQUIM *et al.*, 2002).

Outras medidas aplicadas, ainda segundo Tolmasquim *et al.* (2002), foram o estímulo à redução de barreiras à entrada nas áreas de geração e de comercialização com a criação dos Mercados Atacadistas de Energia, a viabilização da competição pela prática de tarifas de acesso não discriminatórias e a regulação da transmissão e da distribuição. Todas estas mudanças, em conjunto, objetivam a regulação do mercado via preço, estimulando a eficiência de geração. Em seu trabalho, Silva (2001) ainda enumera que os principais requisitos para que se tenha o funcionamento adequado do mercado são a eficiência econômica da indústria em geral, sua auto-sustentação (de forma a garantir a expansão do sistema), a operação do sistema com alto grau de qualidade e confiabilidade e, por fim, a busca pela universalização dos serviços, sem discriminação. Entretanto, este conjunto de políticas, somadas às observadas na prática nos países europeus, requer a presença das figuras de um agente regulador e operador de mercado e de um operador e um planejador do sistema, tornando-as aptas a arbitrar conflitos e também a promover as políticas anteriormente citadas.

Entretanto, estas figuras podem se arranjar de diferentes maneiras, a depender do modelo de organização do setor elétrico e das características do mercado. Existem casos em que o mesmo agente desempenha as funções de operação do mercado, de planejamento e operação do sistema e, ainda, de transmissão. No caso do Reino Unido, essas funções eram desempenhadas pelo *National Grid Company* (NGC). Simultaneamente, na Califórnia cada uma das funções é responsabilidade de empresas específicas (SILVA, 2001).

Diante do exposto, conclui-se que os mercados de energia elétrica podem seguir basicamente duas correntes no que tange ao modelo da estrutura institucional e de controle das atividades comerciais entre os agentes. Enquanto uma das correntes refere-se ao *modelo pool*, que insere a necessidade de um controle centralizado dos recursos do sistema, a outra corrente refere-se ao *modelo bilateral*, que coloca pouca ou nenhuma intervenção centralizada e se dá via transações bilaterais promovendo, assim, o livre arranjo de transações entre

² A desverticalização tornou as atividades de transmissão/distribuição (com fortes características de monopólio natural e de difícil aplicação de competição), de geração e de comercialização (segmentos em que se aplica a livre competição) autônomas e independentes. Entretanto, as atividades de distribuição e transmissão requerem a presença de regulação técnica e econômica.

geradores e cargas (consumidores). Na maior parte dos países em que houve ou vem ocorrendo a reestruturação do setor elétrico, a energia era, ou ainda, é comercializada no modelo *pool*. De acordo com Silva (2001), neste modelo o principal objetivo é obter o mínimo custo de operação. Sendo assim, o operador do sistema despacha os geradores disponíveis com base em seus custos operacionais até que toda a carga (consumo) seja atendida, de acordo com os preços a que estes geradores ofertam. As unidades hidrelétricas que apresentam menores custos e valores de água e as unidades termelétricas que apresentam menores valores de combustível têm preferência no despacho.

Já no modelo bilateral, vendedores e compradores de energia elétrica firmam contratos diretos. Os próprios agentes determinam seus despachos de forma a balancear geração e carga sem a necessidade da figura central do operador do *pool*. A grande vantagem e principal diretriz deste modelo é a liberdade de escolha que os agentes do mercado têm, possibilitando firmar posições e contratar energia de acordo com as suas necessidades específicas. Este tipo de comportamento tende à eficiência econômica em virtude da busca de fornecedores pelos consumidores com os menores preços (SILVA, 2001). No Brasil, traçou-se um longo caminho até começar a tomar forma um mercado de energia com as premissas do modelo bilateral. Na próxima seção será feito um breve panorama do setor elétrico desde as suas origens.

1.1 Um breve histórico do Setor Elétrico Brasileiro

Segundo Souza (2002), a história do setor elétrico brasileiro remonta à época imperial, quando surgiram as primeiras aplicações da energia elétrica, simultaneamente às aplicações na Europa e nos Estados Unidos. A primeira delas no serviço público ocorreu em 1883, em Campos, Rio de Janeiro, com o primeiro serviço de iluminação pública municipal do Brasil e da América do Sul.

As cidades com desenvolvimento econômico mais acelerado atraíram concessionárias estrangeiras, com destaque para a *Light & Power*, do Canadá, que assumiu o eixo mais ativo economicamente (Rio de Janeiro – São Paulo). Na década de 1920, chega ao Brasil a norte-americana *American & Foreign Power Company* (Amforp), com forte presença no interior de São Paulo e outras cidades mais relevantes devido à aquisição de áreas de concessionárias menores. O Estado acompanhava a expansão do setor elétrico, sem realizar intervenções.

O aumento da demanda por energia elétrica e o processo de concentração originado com a vinda de concessionárias estrangeiras para o Brasil, em especial a Amforp no final da década de 1920, fizeram com que o perfil institucional do setor passasse a seguir os

parâmetros norte-americanos. Logo, pode-se dizer que até 1930 o papel do Estado no desenvolvimento da indústria de energia elétrica no Brasil foi limitado em virtude do seu posicionamento não-intervencionista, estimulado pelo perfil liberal que então dominava Europa e Estados Unidos por causa da escassez de recursos demandados para criação e financiamento das condições de infra-estrutura necessárias.

Em processo de expansão, o monopólio do setor ficou nas mãos de concessionárias estrangeiras. Entretanto, as mudanças introduzidas pela Revolução de 1930 preconizaram as mudanças na indústria de energia elétrica que, por sua vez, passou por uma ampla reforma institucional, incorporando o perfil intervencionista e nacionalista presentes na Alemanha e na Itália. Sendo assim, o Estado passou a elaborar condições de criação de infra-estrutura que, no caso do setor elétrico, interrompeu o processo de concentração industrial que vinha acontecendo.

Embora a iniciativa existisse, a falta de experiência e conhecimento na regulação e no controle dos serviços de eletricidade prejudicou a expansão e o desenvolvimento dos serviços prestados, afetando sobremaneira as concessionárias estrangeiras aqui presentes. Vê-se que este período de transição não apresentava nenhuma estabilidade institucional, quadro este que se alterou com o Estado Novo (1937), quando teve início uma atuação estatal organizada com iniciativas regionais, ou seja, atuações pontuais do Estado, corrigindo gargalos que existiam no fornecimento de energia elétrica, embora a presença de verticalização e monopólio das áreas de concessão continuasse.

Na década de 1950 voltaram as discussões acerca do papel do Estado. Esta segunda fase de transição foi marcada pela alternância de correntes de pensamento liberal e intervencionista, refletido na indústria de energia elétrica pela proposta de estatização almejando evitar a dependência do mercado, simultaneamente à criação de condições de investimentos privados estrangeiros no setor. A necessidade de energia elétrica impôs a intervenção estatal na definição e na execução da política de eletricidade brasileira, apoiando-se o surgimento de empresas estatais que seriam, então, responsáveis pela execução do programa de investimentos em geração e transmissão, formulado pelo governo. Neste período foi criada a concessionária FURNAS.

Em 1957 surgiu o Decreto nº. 41.019, que veio regulamentar os serviços de energia elétrica. A partir de então, ficou clara a divisão dos serviços do setor elétrico: às empresas públicas foi delegada a expansão da capacidade instalada no Brasil, tanto em geração como em transmissão, enquanto às concessionárias particulares, estrangeiras ou não, foram delegados os serviços de distribuição. Foram criados, então, o *Ministério de Minas e Energia*

(MME), pela Lei n°. 3.782, de 1960, objetivando a administração política do setor, e a *Eletrobrás*, pela Lei n°. 3.890-A, de 1961, para administrar e financiar investimentos públicos do setor, antes papel atribuído ao *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico* (BNDE).

Resumidamente, o período de 1930-1964 para o setor elétrico foi marcado pelos investimentos diretos do Estado com a criação de instituições vislumbrando, assim, uma atuação mais eficiente para estimular o desenvolvimento econômico. A tendência da intervenção estatal era clara e acelerada ao final desse período, quando se notava a composição da indústria de energia elétrica por inúmeras concessionárias verticalizadas, em sua grande maioria estatais, enquanto grandes empresas estrangeiras privadas atuavam nos principais centros de carga e empresas federais atuavam na geração e no suprimento dessas empresas estatais e privadas, já prevendo a ligação de sistemas elétricos no Sudeste em tensão mais elevada. Ainda de acordo com Souza (2002), a geração de eletricidade brasileira concentrou-se na tecnologia hidráulica, com pequena complementação térmica que, em geral, era constituída por empresas estrangeiras. A solução hidrelétrica, entretanto, baseou-se no fato de ser uma tecnologia mais simples, além de existirem abundantes aproveitamentos e, também, na conseqüente independência de combustíveis fósseis, que eram importados.

É possível perceber que a estrutura do setor foi evoluindo conforme suas necessidades foram surgindo. Entretanto, essa organização foi vitoriosa até o início da década de 1980, quando o Estado viu sua capacidade de investimentos enfraquecer consideravelmente. A partir de 1964, a atuação do governo foi pautada em estimular os investimentos necessários para a expansão econômica e para criar as bases institucionais adequadas para tal. No setor elétrico, a consolidação da estrutura teve início em 1965, quando ocorreu a reorganização do MME e da Eletrobrás, formuladores e executores de políticas para o setor. Seguindo esta linha de pensamento, a crise do petróleo de 1973 fez com que o governo optasse por realizar grandes investimentos no setor energético, cujos esforços financeiros somaram-se aos compromissos da dívida externa e ao aumento das taxas de juros internacionais, levando ao esgotamento do setor e da capacidade de investimento do país.

Em suma, o período de 1965 a 1980 é caracterizado pela ampla intervenção estatal na indústria de energia elétrica, marcada pela forte institucionalização do setor. Ao final do período, problemas de financiamento da expansão frearam a atuação estatal e, então, o quadro institucional que vinha se mantendo estável ao longo do tempo sofreu fortes abalos. Esses acontecimentos, em conjunto, contribuíram para a idéia de privatização do setor elétrico, que objetivava contornar, dentre outros problemas, a incapacidade governamental de prover os recursos necessários à expansão.

Assim, no governo Collor, a desarticulação institucional se tornou mais intensa. A Lei n°. 8.631, de 1993, deu início ao processo de desestruturação estatal, extinguindo a remuneração garantida e a equalização tarifária. De acordo com a lei, regulamentada pelo Decreto n°. 774, do mesmo ano, os concessionários passam a propor as tarifas de serviços de energia elétrica a serem pagas pelos consumidores, estando sujeitas à homologação do poder concedente. Os valores das tarifas devem ser baseados na cobertura dos custos do concessionário, de acordo com suas características específicas, de modo a garantir a adequada prestação de serviços e fornecimento de energia. Entretanto, suas medidas não alcançaram a expansão esperada.

Em resumo, a indústria de energia elétrica no Brasil evoluiu, basicamente, por meio de três etapas. Na primeira delas, que durou até 1930, o Estado não intervinha no setor e os agentes privados eram os supridores das necessidades do mercado. O principal resultado foi o suprimento escasso e irregular. Já na segunda fase, que foi de 1930 até 1965, a participação do Estado no setor elétrico começa a ficar gradualmente mais evidente, com o intuito de promover a infra-estrutura necessária para o desenvolvimento nacional. Embora a iniciativa fosse positiva, a incipiente institucionalização dos agentes estatais do setor fez com que esta atuação fosse lenta, apresentando baixa eficácia. Finalmente, na terceira fase (1965 a 1995), observa-se a forte estrutura estatal presente no setor elétrico. A eficácia a que se assistiu nesse período não resistiu às crises internacionais, esgotando o papel do Estado e trazendo à tona uma quarta fase que ainda passa por transformações institucionais e organização do marco regulatório (SOUZA, 2002).

Esta quarta fase teve início ao ser dado um novo passo em direção ao modelo bilateral, com as Leis n°. 8.987 e 9.074, de 1995. A primeira delas dispõe sobre o regime de concessão e permissão de prestação de serviços públicos, enquanto a segunda estabelece as normas para outorga e prorrogações de concessões e permissões dos serviços públicos. Estas duas leis formaram as bases para o surgimento do *Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro*. Em especial, a Lei n°. 9.074 institui, em seu artigo 11, o *Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE)*³, permitindo a abertura do setor a empresas ou consórcio delas para autorização ou concessão de geração de energia elétrica com vistas ao comércio, de parte ou todo, sujeito às regras de comercialização, sendo possível a venda a consumidores específicos, definidos no artigo 12 da referida lei.

³ A atuação dos PIE foi regulamentada pelo Decreto n°. 2.003, de 1996, em que novamente é garantido o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

Já em seu artigo 16, a Lei n°. 9.074 também estabelece a figura do *Consumidor Livre de Energia Elétrica* (CL). Decorridos cinco anos de sua publicação, consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão maior ou igual a 69 kV, puderam escolher qual o seu fornecedor de energia elétrica conectado ao sistema. Em contrapartida, ao exercer sua opção de escolha de fornecedor, é obrigação do CL ter toda a sua carga contratada, sob risco de incorrer em penalidades. Essa exigência surgiu com a implantação do Novo Modelo.

Entretanto, o ponto fundamental colocado por essa lei, inclusive para que fosse possível implementar o que ela própria dispõe, é o estabelecimento do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição por parte dos fornecedores e os consumidores livres, mediante o ressarcimento dos custos de transporte de energia envolvidos, hoje dados pelas *Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão* (TUST) e *Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição* (TUSD)⁴. Este novo quadro institucional, calcado em experiências internacionais, firmou-se a partir de 1995 e favoreceu, em especial, novos projetos de usinas térmicas (DIAS LEITE JR, 1997). Dando seqüência à sua formação, a Lei n°. 9.427, de 1996, criou a *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL), órgão responsável por regular e fiscalizar a produção, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, além de garantir a concorrência e cuidar do cumprimento da legislação pertinente. Foi constituída pelo Decreto n°. 2.335, de 1997.

Um pouco mais tarde foram criados o *Mercado Atacadista de Energia Elétrica* (MAE) e o *Operador Nacional do Sistema* (ONS), pela Lei n°. 9.648⁵, de 1998 e regulamentados pelo Decreto n°. 2.655, de 1998. O MAE constituiria o ambiente onde as transações de compra e venda de energia elétrica seriam realizadas, enquanto o ONS seria o órgão responsável pela gestão técnica do sistema. Ainda em 1998, foi criado o *Conselho Nacional de Política Energética* (CNPE), órgão de assessoramento do Presidente da República no que tange à formulação de políticas e diretrizes de energia.

Portanto, nota-se que na segunda metade da década de 1990 foi construído um arcabouço regulatório para que se sustentasse um novo padrão de concorrência no setor. Mas, embora as mudanças na organização institucional do SEB tenham se iniciado em meados de 1996, a crise de racionamento energético de 2000/2001 trouxe à tona a fragilidade e ineficiência das mudanças até então implementadas no setor, colocando uma série de questionamentos que motivaram o surgimento do *Comitê de Revitalização do Modelo do*

⁴ Atualmente, o cálculo das tarifas é regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL n°. 166, de 2005.

⁵ Além de estabelecer o MAE e o ONS, a Lei n°. 9.648, de 1998, previu a segmentação setorial e definiu a abertura progressiva à competição dos mercados, a partir de 2003.

Setor Elétrico. O surgimento deste comitê visava à adequação do modelo então em implantação em termos de planejamento de longo prazo e no que tange ao formato do modelo comercial. Dessa forma, o novo marco regulatório e, conseqüentemente, o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro foi dado pelas Leis nº. 10.847 e 10.848, de 2004.

A primeira lei teve como objetivo criar a *Empresa de Pesquisa Energética* (EPE), responsável por prestar serviços na área de pesquisas e estudos destinados ao planejamento do setor energético, seja eletricidade, seja petróleo e seus derivados ou fontes renováveis de energia. Já a Lei nº. 10.848 foi a que estabeleceu e formou o arcabouço das regras de comercialização de energia elétrica, estipulando dois ambientes de contratação: o *Ambiente de Contratação Regulado* (ACR) e o ACL, que serão abordados no próximo capítulo. Além disso, autoriza a criação da *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica* (CCEE), substituindo o MAE, sob regulação e fiscalização da ANEEL. Sendo assim, a CCEE passa ser o ambiente dentro do qual se dá a comercialização de eletricidade⁶. Ademais, criou o *Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico* (CMSE), responsável por acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletro-energético em todo o território nacional. Some-se, ainda, às leis anteriormente citadas, o Decreto nº. 5.163, também de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e autorizações de geração. Todo o arcabouço institucional do novo modelo foi regulamentado pelo Decreto nº. 5.081, de 2004.

A migração do modelo estatal, anterior ao governo do presidente Fernando Henrique Cardoso, para o novo modelo, implementado pelo governo de Luís Inácio Lula da Silva, foi uma evolução importante para o setor elétrico, embora o mercado de energia elétrica ainda não tenha alcançado um nível de maturidade adequado, tendo sido encontradas dificuldades inclusive na absorção de um potencial de geração existente oriundo de fontes alternativas. Boa parte dos entraves que tais fontes de geração encontram é consequência de interesses políticos divergentes, especialmente devido à presença de um controlador dominante, que de certa forma freia a evolução do mercado de energia elétrica. Nas seções seguintes, para que se tenha uma visão geral do sistema elétrico como um todo, serão abordadas as principais fontes de geração no Brasil, inclusive de fontes alternativas, com destaque para a biomassa de cana-de-açúcar.

1.2 As fontes de geração de eletricidade no Brasil⁷

⁶ O Decreto nº. 5.177, de 2004, dispõe sobre as atribuições da CCEE e seu funcionamento.

⁷ Esta seção foi escrita com base em Tolmasquim (2005).

A geração elétrica em uma usina consiste, basicamente, de um gerador e uma turbina, esta última responsável pela produção de energia cinética, que será transformada em energia elétrica pelo gerador. Esses dois dispositivos existem tanto em usinas térmicas quanto hidrelétricas, sendo a diferença básica entre elas o fluido que irá movimentar a turbina e como ele será obtido de forma a viabilizar a geração de energia elétrica contínua e confiável para que seja possível atender aos consumidores conectados ao sistema elétrico.

A geração de energia hidrelétrica está entre as mais tradicionais no mundo, sendo no Brasil um fato atrelado especialmente à tecnologia simples e à abundância de potenciais hidráulicos no país. Entretanto, embora o parque gerador brasileiro esteja concentrado em usinas hidrelétricas de médio e grande portes (74% da geração de eletricidade brasileira), conforme se vê na Figura 1.1, existem outras fontes de geração de eletricidade no Brasil: *Pequena Central Hidrelétrica* (PCH), termelétricas a gás natural, a carvão mineral e a biomassa e usinas nuclear e eólica.

Figura 1.1. *Oferta interna de energia elétrica por fonte de geração*
 Fonte: Balanço Energético Nacional 2007 (EPE, 2007)

Discutiremos cada uma delas na sequência, dando maior ênfase às termelétricas a biomassa.

1.2.1 Hidrelétrica

Sobre hidreletricidade, escreve Tolmasquim (2005, p. 09)

A energia hidrelétrica é produzida a partir do aproveitamento do potencial hidráulico de um curso d'água, combinando a utilização da vazão do rio, da quantidade de água disponível em um determinado período de tempo, com os seus desníveis, sejam os

naturalmente formados, como as quedas d'água, sejam os criados com a construção de barragens.

Ainda de acordo com o autor, uma usina hidrelétrica é composta por barragens, sistemas de captação e adução de água, casa de força e comportas, cada um deles responsável por uma parte do processo de geração devendo, portanto, serem projetados de forma a funcionarem conjuntamente.

As barragens são responsáveis por interromper o curso do rio para a formação de um reservatório, armazenando água nos períodos de cheia para ser utilizada nos períodos de estiagem e possibilitando a formação de uma queda d'água, quando necessário. Por meio de túneis, a água armazenada no reservatório é levada à casa de força, onde estão localizadas as turbinas, capazes de converter energia cinética em energia mecânica, e os geradores, conversores de energia mecânica em energia elétrica. Levada até a turbina, a água a faz trabalhar em conjunto com o gerador a ela acoplado, produzindo eletricidade. Em seguida, a água é devolvida ao leito do rio pelo canal de fuga.

Por apresentarem a possibilidade de alteração na geração rapidamente, ao contrário das térmicas, a geração hidrelétrica é muito utilizada quando existe um aumento repentino na demanda de eletricidade. Ademais, apresentam baixos custos de operação e manutenção (custos de O&M) e também de produção, pois não dependem dos preços de combustíveis. Em compensação, demandam elevados investimentos iniciais e dependem de fatores naturais incertos, como o volume de chuvas, por exemplo. Ao mesmo tempo em que a geração hidrelétrica é pouco poluente, pode provocar impactos ambientais de grande monta quando da fase de implantação, além de impactos sociais e econômicos. Dentre os impactos sociais, vale mencionar a mudança no uso do solo na área de implantação do projeto e o deslocamento da população, tanto da que reside na área próxima ao futuro reservatório de água como os fluxos de mão-de-obra causados pelas obras e pelo término delas.

No Brasil, a primeira hidrelétrica destinada ao serviço público foi a Usina de Marmelos, em Juiz de Fora, estado de Minas Gerais (1889). A grande maioria das usinas hidrelétricas foi instalada primeiramente na região Sudeste, espalhando-se às regiões Sul e Nordeste após a Segunda Guerra Mundial até a década de 1970. Nesse período surgiram as hidrelétricas de Paulo Afonso, com potência de 180 MW, Três Marias, com 396 MW, no rio São Francisco e Furnas, no rio Grande, com 1.270 MW. Entretanto, a maior hidrelétrica em operação no mundo é a usina Itaipu Binacional, localizada no rio Paraná e envolvendo Brasil e Paraguai, com 14.000 MW de potência instalada.

1.2.2 Pequena Central Hidrelétrica

Ainda no âmbito da hidreletricidade, existem as PCH que, de acordo com Paulon e Martins Neto (2000), surgiram com a necessidade de fornecimento de energia para serviços de iluminação pública e para atividades econômicas ligadas à mineração, tecelagem e produtos agrícolas e hoje apresentam um total instalado de 1.904.648 kW, distribuídos em 295 empreendimentos já em operação⁸. Apesar de seu surgimento remontar ao século XIX, sua definição foi mencionada em legislação do setor elétrico no ano de 1982, na Portaria DNAEE 109, de 24 de novembro daquele ano.

Com base na Portaria, o conceito de PCH passou a ser definido como as centrais hidrelétricas que possuíssem potência instalada total de, no máximo, 10 MW e atendessem a algumas características específicas. Atualmente, por intermédio da Resolução n°. 652 da ANEEL, de dezembro de 2003, estabeleceu-se como PCH o aproveitamento hidrelétrico com potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW destinado a auto-produção ou produção independente, com área de reservatório inferior a 3 Km². Caso o aproveitamento não atenda o requisito de área de reservatório estabelecido, mas respeite os níveis de potência e a modalidade de exploração, será considerado com características de PCH o atendimento de uma das seguintes condições:

- 1) $A \leq \frac{14,3 \times P}{H_b}$, em que A é a área do reservatório em Km², P é a potência instalada em MW e H_b é a queda bruta, em metros. Nesse caso, a área do reservatório não pode ser superior a 13 Km²;
- 2) Reservatório cujo dimensionamento foi baseado em objetivos outros que não a geração de eletricidade.

Um dos incentivos dados às PCH veio pela Lei n°. 10.438, de 2002, que instituiu o *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica*, o PROINFA. Nesse programa, a Eletrobrás garantiu a compra de energia elétrica de geradores conectados ao *Sistema Interligado Nacional (SIN)* e que utilizassem fontes alternativas de geração, ou seja, eólica, biomassa ou PCH.

⁸ Dados da ANEEL, Banco de Informações de Geração (09/04/2008).

1.2.3 Eólica

A geração eólica de eletricidade consiste na transformação da energia cinética dos ventos em energia mecânica por intermédio de turbinas. Ao eixo destas turbinas estão acoplados geradores que, por sua vez, transformam a energia mecânica produzida em energia elétrica (CAMPOS, 2004).

Iniciada na Europa, a energia eólica está cada vez mais difundida no mundo e hoje está presente em diversos outros países, inclusive na América Latina. Está entre as fontes de energia renovável mais baratas e, no Brasil, a região Nordeste é uma das pioneiras na instalação desse tipo de geração, sobretudo devido ao seu potencial de ventos favoráveis e também devido ao fato de complementar o abastecimento hidráulico nessa região, dado que o período de chuvas é inverso ao período de ventos. De acordo com dados da ANEEL⁹, existem atualmente 16 empreendimentos de geração eólica em operação no Brasil, totalizando uma potência instalada de 249.450 kW. No Nordeste estão instalados 8 empreendimentos, com potência total de 81.550 kW, quase 33% do total instalado no país. Apesar de pioneira, a maior concentração está na região Sul, com 166.900 kW instalados, correspondendo a aproximadamente 67% do total.

Embora seja considerada uma fonte de geração limpa por não existir emissão de gases e outros tipos de poluentes, as ditas “fazendas eólicas” apresentam alguns impactos como ruído, poluição visual e reflexos da luz do sol sobre as pás. Em alguns países, a legislação prevê a conservação de distância mínima entre as fazendas eólicas e áreas residenciais (CAMPOS, 2004).

1.2.4 Termelétrica

No caso da geração termelétrica, o processo se baseia na conversão de energia térmica em energia mecânica que, por sua vez, é transformada em energia elétrica. Tem início com a queima de um combustível (gás natural, carvão mineral, diesel, óleo combustível), cujo vapor se expande e realiza trabalho, em associação com as turbinas. Na seqüência, um gerador elétrico é acionado mecanicamente e, por estar atrelado ao eixo da turbina, produz energia elétrica.

⁹ Dados da ANEEL, Banco de Informações de Geração (09/04/2008).

Segundo Tolmasquim (2005), a geração de energia térmica pode ser originada pela transformação de combustíveis fósseis ou por meio de fissão nuclear (usinas nucleares). No caso das termelétricas não nucleares, há dois tipos de combustão:

- 1) Combustão externa: é o processo em que o combustível não entra em contato direto com o fluido que realiza o trabalho. É geralmente utilizado em termelétricas a vapor, nas quais o combustível aquece o fluido de trabalho (em geral água desmineralizada) dentro de uma caldeira, gerando vapor que se expande dentro da turbina, fazendo com que ela produza energia mecânica.
- 2) Combustão interna: o processo de combustão interna se dá sobre uma mistura de ar e combustível. Os gases provenientes desta combustão serão o fluido de trabalho que, ao se expandirem, movimentarão a turbina.

O Brasil conta hoje com 1.011 empreendimentos termelétricos¹⁰, totalizando uma potência de aproximadamente 21.506 MW. As usinas termelétricas a vapor, também conhecidas como térmicas convencionais, são as mais comuns e fazem uso da combustão externa para a geração de eletricidade. Sendo assim, podem usar combustíveis como óleo diesel, gás natural, carvão etc.

A geração termelétrica nas convencionais utiliza o Ciclo de Rankine¹¹ em sua maioria. Entretanto, este ciclo apresenta baixa eficiência quando comparado aos padrões existentes e elevado nível de emissões de poluentes e particulados de carbono, no caso da geração com combustíveis fósseis. Para que isso seja solucionado é necessário tratar os gases que o processo de geração produz, encarecendo ainda mais os custos de geração. Já as termelétricas a gás operam por intermédio da combustão interna, sendo utilizadas para tanto turbinas a gás, mais eficientes do que turbinas a vapor por apresentarem um pico de temperatura superior. O ciclo termodinâmico utilizado é o Ciclo de Brayton¹², caracterizado por ser um ciclo de regime aberto.

¹⁰ Dados da ANEEL, Banco de Informações de Geração (13/04/2008).

¹¹ O Ciclo de Rankine é um ciclo termodinâmico que consiste em quatro etapas: na primeira, há o bombeamento do fluido de trabalho, por intermédio de uma bomba, de baixa para alta pressão. Em seguida, o fluido pressurizado entra em uma caldeira para ser aquecido a uma pressão constante, tornando-se superaquecido. Este vapor superaquecido se expande dentro de uma turbina, gerando energia mecânica e reduzindo tanto sua temperatura quanto sua pressão. Por fim, o vapor entra em um condensador, onde será resfriado e este líquido é redirecionado para a bomba, recomeçando o processo. Por este motivo, diz-se que o Ciclo de Rankine é um ciclo fechado.

¹² Na primeira etapa do Ciclo de Brayton, o ar atmosférico é succionado continuamente pelo compressor, onde adquire alta pressão. Na sequência, este ar comprimido entra em uma câmara, onde é misturado ao combustível e ocorre a combustão. Os gases gerados na combustão apresentam alta temperatura, se expandem na turbina e são

Além das termelétricas a vapor e a gás, existem as termelétricas a ciclo combinado, que consiste na associação dos dois sistemas de geração. Dessa forma, no mesmo ciclo funcionam turbinas a vapor e a gás, possibilitando o maior aproveitamento pelo fato de os gases a alta temperatura liberados na turbina a gás serem utilizados na geração de vapor.

O princípio do ciclo combinado é a associação dos ciclos de Rankine e de Brayton e a dinâmica da geração pode ser resumida da seguinte maneira:

- 1) O ar é comprimido e direcionado ao combustor;
- 2) No combustor, entra em contato com o combustível;
- 3) Os gases oriundos da combustão se expandem na turbina a gás, gerando energia mecânica;
- 4) A energia mecânica aciona o gerador elétrico e parte da energia elétrica é gerada;
- 5) Os gases da combustão seguem para uma caldeira de recuperação, de alta temperatura (550°C), onde são convertidos em vapor;
- 6) O vapor movimenta uma turbina que, por sua vez, aciona o gerador elétrico;
- 7) O vapor da turbina é condensado e retorna à caldeira de recuperação.

O modelo mais utilizado das térmicas a ciclo combinado adota uma configuração em que são colocadas duas turbinas a gás e uma a vapor, sendo cada uma das turbinas a gás acoplada a uma caldeira de recuperação diferente, possibilitando, assim, o uso de três geradores elétricos.

Ainda no quesito das termelétricas existem as nucleares. Segundo Tolmasquim (2005), as primeiras encomendas para fins comerciais ocorreram na década de 1950, no Reino Unido e nos Estados Unidos. As primeiras vendas aconteceram nos EUA em meados de 1960. A partir de 1975, o baixo crescimento na demanda de eletricidade, os custos elevados da geração nuclear e a oposição da população a esta fonte de geração fez com que a quantidade de pedidos diminuísse.

A tecnologia de geração nuclear consiste no uso de reatores, que podem ser classificados de acordo com três quesitos: combustível, refrigerante e moderador. O combustível é o elemento fissil (divisível espontaneamente) que emite partículas subatômicas e energia, usada na produção de eletricidade. O refrigerante é o fluido responsável pela transmissão do calor do reator até a turbina, seja direta ou indiretamente, onde é gerada a

descarregados na atmosfera. Do trabalho gerado na turbina, parte é utilizado para acionar o compressor e a outra parte vai para o gerador de energia elétrica.

eletricidade. Por fim, o moderador encontra-se no núcleo do reator e tem como função controlar o fluxo das partículas ali geradas de forma a tornar maior o aproveitamento da energia. A eficiência do moderador irá determinar qual combustível deve ser usado. O combustível mais utilizado é o urânio que, na forma como é encontrado na natureza, apresenta apenas 0,7% do isótopo fissil do urânio.

Os reatores mais comuns, pertencentes ao grupo dos reatores térmicos, fazem uso da água como refrigerante e moderador. Embora sejam mais baratos, são também mais ineficientes. Os reatores rápidos, que não fazem uso do moderador, permitem o uso de quase todo o urânio, mas tendem a elevar os custos na geração.

Os principais problemas associados às usinas nucleares concentram-se na grande necessidade de segurança, nos elevados custos de construção da usina e na difícil pulverização, fazendo com que a geração seja concentrada. Há também os aspectos ambientais, mas não com relação à emissão de *Gases de Efeito Estufa* (GEE) já que as usinas nucleares, quando em operação normal, não produzem GEE ou outros particulados. A questão ambiental reside na prevenção de acidentes, com resultados de grande monta, e nos dejetos radiativos criados, ou seja, como descartá-los.

1.2.5 Termelétrica a biomassa

Dado o exposto, um setor que vem ganhando destaque no período recente é o setor sucroalcooleiro, que está entre as mais antigas e tradicionais indústrias de processamento de biomassa. O atendimento das necessidades de energia para vapor de processo, energia mecânica e energia elétrica é feito com o uso da biomassa, resíduo da produção de açúcar e etanol. Tamanho tradicionalismo e quase auto-suficiência têm origem, em especial, na necessidade de eliminar o bagaço e no surgimento anterior às grandes redes de abastecimento de energia.

Apesar de usar um subproduto da cana-de-açúcar, o processo de geração de eletricidade nas usinas de açúcar e etanol nunca foi eficiente do ponto de vista energético pelo fato de o potencial sempre ser superior à demanda do processo. Ademais, a estrutura dos projetos de co-geração foi elaborada com fins à eliminação do bagaço da cana. A discussão hoje existente, ao contrário, considera também o aproveitamento do potencial energético de folhas, pontas e palha da cana, em sua maioria desperdiçadas pelas queimadas e deixadas no campo como forma de proteção do solo.

Um dos pontos cruciais para o aproveitamento do potencial de geração de eletricidade excedente para exportação na rede pelo setor sucroalcooleiro é determinado pela eficiência da tecnologia de geração adotada (o ciclo termelétrico). Outros pontos são a redução do consumo de vapor e energias mecânica e elétrica no processo de produção de açúcar e etanol e o método de colheita de cana utilizado, já que a colheita mecanizada permitiria o aproveitamento de uma quantidade muito maior de biomassa, principalmente a palha que, inclusive, apresenta *Poder Calorífico Inferior* (PCI)¹³ superior ao do bagaço.

Dentre as tecnologias de geração disponíveis em usinas produtoras de açúcar e etanol o mais tradicional é o ciclo de co-geração *topping* a vapor em contrapressão, que traz como energias finais a mecânica e a térmica. Esse ciclo consiste na queima direta do bagaço da cana em caldeiras e a energia térmica obtida nesta etapa produz vapor, que é utilizado tanto para o processo como para o acionamento de turbinas de geração de energia elétrica. Entretanto, a produção de energia elétrica pela queima direta do combustível utilizando ciclos a vapor tem como forte característica o baixo desempenho energético e, para que exista maior geração, muitas unidades produtoras estão alterando suas caldeiras para outras de maior pressão.

Embora ineficiente, o potencial de geração da biomassa de cana no Brasil é significativo. Segundo dados da EPE divulgados no Plano Nacional de Energia 2030 (2007), a biomassa para fins energéticos é uma das fontes renováveis com maiores possibilidades de crescimento. Especificamente no caso da cana-de-açúcar, é colocada como potência instalada para produção de eletricidade no Brasil o total de 2.822 MW, aproximadamente 14% da capacidade termelétrica do país. Utilizando como base a utilização do ciclo de contrapressão na geração, estima-se que para o volume de cana produzido na safra 2004/2005 de aproximadamente 400 milhões de toneladas de cana, pode-se chegar à produção de 8,1 TWh/ano. Se o ciclo tivesse sua eficiência aumentada, seria possível alcançar o valor de até 24,3 TWh/ano. Outra alternativa de crescimento na geração é a recuperação da palha. Se isso acontecesse, nas mesmas condições de safra e nas duas tecnologias de geração utilizadas (baixa e alta eficiência), a produção de energia elétrica aumentaria 40%, ou seja, poderia atingir o valor de 11,6 e 34,9 TWh/ano, respectivamente.

Ainda de acordo com o mesmo estudo, existem três ciclos principais que se constituem inovação que permitirão a melhor utilização dos recursos energéticos da biomassa no setor sucroalcooleiro, a saber:

¹³ O PCI é uma medida para a quantidade de calor liberada pela queima do combustível, sem haver condensação dos vapores (gases) oriundos da queima. O PCI do bagaço da cana-de-açúcar é em torno de 7,2 MJ/Kg, enquanto o da palha está em torno de 12 MJ/Kg.

- 1) Ciclo a vapor com turbinas de contrapressão, integrado ao processo produtivo por meio da co-geração;
- 2) Ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração, que pode operar via co-geração (integrado ao processo produtivo) ou de forma isolada;
- 3) Ciclo combinado integrado à gaseificação da biomassa.

Na tabela 1.1, seguem alguns parâmetros de geração para cada um dos ciclos citados.

Tabela 1.1. *Geração de energia elétrica a partir de biomassa – excedente exportável segundo tecnologia de geração*

Tecnologia	Em co-geração kWh/ton_{biomassa}	Geração isolada kWh/ton_{biomassa}
Ciclo a vapor com turbinas de contrapressão (baixa eficiência) – sistema atual utilizado	15	-
Ciclo a vapor com turbinas de contrapressão (alta eficiência)	215	-
Ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração	340	530
Ciclo combinado integrado à gaseificação da biomassa	1.050	1.150

Fonte: Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2007, p. 173).

Dentre as alternativas colocadas, a que apresenta maior perspectiva de operação no processo de expansão do setor é o ciclo a vapor com turbinas de contrapressão de alta eficiência em virtude da necessidade de produção de vapor para o processo (atuação em sistema de co-geração). A diferença entre este ciclo e o atualmente empregado reside nas especificações técnicas dos equipamentos utilizados.

No ciclo a vapor de contrapressão o próprio processo produtivo efetua o papel de condensador limitando, portanto, o tempo de exportação de eletricidade ao período de safra da cana-de-açúcar. No ciclo de condensação e extração, a presença do condensador permite a geração fora do período de safra, aumentando ainda mais a eficiência. Entretanto, envolvem questões como a maior necessidade de investimentos, a disponibilidade de combustível fora do período de safra e a necessidade de captação de maior volume de água (EPE, 2007). Já o ciclo combinado de gaseificação da biomassa, embora a eficiência seja muito superior, ainda não está comercialmente disponível nas escalas de produção aqui abordadas.

Embora as possibilidades de expansão da geração de eletricidade pelo setor sucroalcooleiro sejam evidentes, o potencial mercado para a comercialização desse excedente

de eletricidade depende da estrutura e da regulação do setor elétrico, dos agentes do setor sucroalcooleiro quanto à decisão de investimento na geração e do interesse das concessionárias em agregar essa fonte de geração à rede, remunerando adequadamente a energia elétrica contratada. Existe, portanto, uma série de entraves na comercialização dos excedentes produzidos pelas usinas pelo fato de o sistema elétrico como um todo não estar preparado fisicamente para absorver toda essa energia. Antes de abordarmos a inserção da geração de energia via biomassa de cana e seus problemas, iremos explicar brevemente como se organiza o ambiente de comercialização de energia no Brasil.

1.3 O mercado de energia elétrica no Brasil

Conforme observado no primeiro capítulo, a implantação do novo modelo do SEB em 2004 culminou em alterações na estrutura institucional. Assim, alguns agentes do setor elétrico foram criados, outros mantidos e outros substituídos. Atualmente, existem sete tipos principais de agentes no setor elétrico: o CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Minas e Energia; o MME, órgão responsável pela formulação e pela implementação da política energética; a ANEEL, para fiscalizar e regular geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil; o ONS, uma associação civil e privada que é responsável por coordenar e controlar a operação das instalações de geração de energia elétrica do SIN¹⁴ sob fiscalização e regulação da ANEEL; a EPE, responsável por projetar a expansão dos sistemas de geração e transmissão; a CCEE, instituição que substituiu o MAE e é responsável pela administração, comercialização, liquidação e contratação de energia elétrica e o CMSE, cuja função é monitorar as condições de atendimento e recomendar ações preventivas para restaurar a segurança do suprimento.

Todos estes agentes participam, de alguma forma, do processo de comercialização de energia, seja fiscalizando, regulando, efetivando a contabilização, dentre outras atividades. As mudanças de 2004 atingiram, também, a comercialização de energia em si por intermédio da definição do papel de cada um dos participantes do mercado. Separaram-se, então, as atividades de geração, distribuição/transmissão e comercialização.

A comercialização de energia elétrica pode ocorrer em dois ambientes, a saber, no ACR e no ACL. Os geradores podem escolher em qual dos dois ambientes existentes querem

¹⁴ O Sistema Interligado Nacional é um sistema de coordenação e controle que reúne as fontes de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil. Formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte, concentra 96,6% da capacidade de produção de eletricidade do país.

comercializar energia, podendo comercializar em ambos. Já distribuidores/transmissores são responsáveis pelo transporte da energia elétrica gerada não podendo, portanto, gerar energia e são atividades fortemente caracterizadas pelo monopólio em virtude da delimitação geográfica das áreas de concessão para cada um deles. Sendo assim, aqueles que necessitarem de conexão diretamente com a distribuidora (os casos residenciais, por exemplo) deverão, necessariamente, sujeitar-se às tarifas e procedimentos da concessionária responsável pela área geográfica em que se encontram. E, por sua vez, os comercializadores são os agentes que podem comprar e revender energia. Adiante segue uma exposição sobre cada ambiente de contratação.

1.3.1 Ambiente de Contratação Regulado

O ACR é o ambiente no qual se dá a compra de energia pelo conjunto de distribuidoras por intermédio de leilões promovidos pelo governo. Assim, todos os geradores podem vender energia elétrica para as distribuidoras que, por sua vez, são responsáveis por estimar sua demanda e por atender aos ditos consumidores cativos, ou seja, aqueles que não têm a opção de escolher seu próprio fornecedor (por exemplo, consumidores residenciais) e que estão vinculados à concessionária responsável pelo endereço em que se localiza. A legislação não permite que as distribuidoras atuem como geradores de energia e, portanto, são obrigadas a comprar energia nos leilões promovidos pelo governo, firmando contratos de longo prazo.

Nos leilões de *energia nova*, ou seja, leilões realizados para a compra de energia elétrica oriunda de novos empreendimentos de geração, geradores hidrelétricos e termelétricos são tratados separadamente. No caso dos empreendimentos hidrelétricos, a compra se dá em regime de concessão, por 30 anos, enquanto os empreendimentos termelétricos efetuam a venda de energia em regime de autorização, com contratos de 15 anos. Os preços de venda e a quantidade de energia são negociados em etapas diferentes, sendo as quantidades negociadas em lotes de 1 MWmédio¹⁵ cada, correspondendo a 8.760 MWh no ano (COSTA;PIEROBON, 2008).

Uma característica dos leilões de energia elétrica é sua sistemática reversa, ou seja, o leilão tem início com um preço-teto, estabelecido pela ANEEL, e se reduz até atingir um ponto em que a demanda supere a oferta, sendo o mínimo igual a um preço de referência calculado pela EPE.

¹⁵ A unidade MW médio é muito utilizada na comercialização de energia elétrica. Corresponde à razão entre a quantidade de MWh, unidade de energia, e o número de horas do período em questão.

O leilão começa com a primeira fase, restrita aos empreendimentos hidrelétricos, que se subdivide em duas etapas. Nesta primeira fase, os empreendimentos fazem seus lances tendo como referência o “preço de lance”. Se o menor lance for inferior em mais de 5% com relação a qualquer outro lance, a primeira etapa é concluída. Caso contrário, os empreendimentos que não tiveram lance superior a 5% do que o mínimo continuam disputando. Na segunda etapa dos empreendimentos hidrelétricos os lances são feitos em lotes de energia nas rodadas uniformes, ligados a um preço definido pelo sistema. Quando é encontrado o ponto de equilíbrio entre oferta e demanda, tem início a rodada discriminatória do leilão. Nessa rodada, existe apenas um lance de preço associado àquela quantidade de lotes classificada.

Já a segunda fase é composta pela etapa hidro e pela etapa termo e, para cada etapa, existem rodadas uniformes, para negociar quantidades de lotes, e rodadas discriminatórias, com lances únicos de preço.

Com relação ao *Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado* (CCEAR), há dois tipos: (i) os contratos por quantidade, aplicados à geração hidrelétrica, que devem considerar os custos de transmissão de energia elétrica até o ponto da entrega e os custos associados ao risco hidrológico ficam por conta do gerador¹⁶ e (ii) os contratos por disponibilidade, aplicados à geração termelétrica, que garante uma receita fixa ao gerador paga pelas distribuidoras. Nesta situação a distribuidoras responsabilizam-se pelo risco hidrológico por também pagarem os custos variáveis de operação das térmicas contratadas.

Embora as distribuidoras sejam obrigadas a contratar sua energia por intermédio dos leilões do governo, há consumidores que podem exercer a opção de escolher quem será seu fornecedor. Neste caso, a contratação se dá via ACL, abordado na seção seguinte.

1.3.2 Ambiente de Contratação Livre e a contabilização na CCEE

No ACL, os geradores de energia negociam bilateralmente preços e quantidades com os consumidores livres. Conforme já dito anteriormente, a lei estabelece que todos os consumidores com carga (consumo) superior ou igual a 3 MW que sejam atendidos em uma tensão maior ou igual a 69 kV podem escolher como contratar seu fornecimento de energia. Caso o consumidor tenha se conectado após julho de 1995 e tenha carga igual ou superior a 3

¹⁶ Com esta consideração, o gerador se compromete a entregar a energia estabelecida no contrato ao preço nele determinado, não importando se a energia foi produzida pelo próprio gerador ou se houve a necessidade de compra no ACL.

MW, em qualquer tensão, sua escolha é livre. Entretanto, também podem participar do mercado livre os consumidores com carga superior ou igual a 500 kW e inferior a 3.000 kW, desde que a energia comprada seja oriunda de fontes alternativas de geração, por exemplo, biomassa, eólica e PCH.

Quando o consumidor é cativo, existem duas tarifas básicas que são pagas ao concessionário de distribuição: a *Tarifa de Energia Elétrica* (TE), paga pelo consumo de energia, e a TUSD, ambas ditadas pela ANEEL via divulgação de Resolução Normativa e calculadas com base em uma planilha de custos fornecida pela concessionária, sendo tais tarifas revistas, para a maior parte das distribuidoras, a cada quatro anos e reajustadas ano a ano. Já quando o consumidor é livre, a TUSD continua sendo paga à concessionária pelo uso de seu ativo (fio), mas o valor do contrato referente ao consumo de energia passa, agora, a ser pago diretamente ao gerador. A Figura 1.2 ilustra a relação aqui descrita.

Figura 1.2. Mercado cativo vs mercado livre

Fonte: elaboração da autora

Dessa forma, com o intuito de negociar energia no mercado livre, o consumidor deve firmar no mínimo dois contratos: (i) um pelo uso do sistema de distribuição, o *Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição* (CUSD), pago diretamente à concessionária e cuja tarifa é a TUSD vigente e (ii) outro para a compra de energia, que pode ser de longo ou de curto prazo, ambos pagos diretamente ao gerador, com montantes, preço, prazo e demais condições previamente definidos. O contrato de curto prazo é comumente utilizado para cobrir eventuais problemas de lastro quando o consumo observado for superior ao contrato de longo prazo existente para aquele período.

Para entender melhor como isso acontece, falemos sobre a contabilização que ocorre todos os meses na CCEE. O Brasil é dividido em quatro submercados, a saber: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Todo gerador e consumidor que queira participar do mercado livre, independentemente do submercado no qual esteja inserido, deve, em primeiro lugar, associar-se à CCEE e tornar-se um agente. Em linhas gerais, ao tornar-se um agente o gerador deve informar o montante de energia gerado e o consumidor o montante de energia consumido todos os meses até uma data máxima estabelecida pelas Regras de Comercialização.

Pelo fato de existirem perdas na transmissão de energia elétrica, foi estipulado um centro de gravidade virtual no qual é realizada toda a compensação de energia. Neste centro de gravidade a estimativa é de que exista cerca de 3% de perdas que são rateadas igualmente entre consumidores e geradores. Simultaneamente, geradores e consumidores negociam entre si preços e quantidades para que sejam firmados os ditos contratos bilaterais. Uma vez negociados, os geradores deverão registrar em um ambiente eletrônico controlado pela CCEE um contrato, sujeito à aprovação do consumidor, que irá conter basicamente os montantes de energia negociados hora a hora para o período em questão, vendedor e comprador e o submercado em que ambos se localizam. Dessa forma, ao final do período, a CCEE irá comparar o montante informado de geração/consumo e os contratos existentes para cada agente. Caso exista sobra de energia no caso do gerador, ele tem a opção de negociar contratos de curto prazo ou simplesmente deixar aquela quantidade de energia livre para ser liquidada ao *Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)*¹⁷. Se optar pela liquidação, aproximadamente dois meses após a contabilização receberá o PLD médio do mês do seu submercado multiplicado pela sobra de energia. Da mesma forma, caso seus contratos (seus compromissos) tenham sido superiores à geração observada, pode firmar contratos de compra de energia para honrar a entrega da energia vendida ou *liquidar ao PLD* de forma negativa. Essa segunda opção é como se ele comprasse energia de algum outro gerador que participa do mercado livre e que teve sobras de energia no mesmo período, ao valor do PLD. Neste caso, dois meses depois da contabilização, será debitado o valor faltante multiplicado pelo PLD médio do mês de apuração no seu submercado.

Com o consumidor a liquidação é análoga. Caso exista sobra de energia, ou seja, caso tenha contratado um montante superior ao seu consumo, o consumidor irá pagar o valor do

¹⁷ O PLD é o preço *spot* (de curto prazo) no mercado de energia elétrica brasileiro. Seu processo de formação é abordado de forma mais aprofundada na seção 1.4.

contrato ao gerador, conforme acordado¹⁸, mas também terá uma liquidação positiva ao PLD da diferença entre os montantes consumido e contratado. Por ter perfil de consumidor, nesse caso não é possível vender essa sobra bilateralmente. Caso contrário, ou seja, caso tenha consumido um montante acima do contratado, pode firmar contratos de curto prazo para tornar-se 100% contratado ou, simplesmente, *liquidar negativo* ao PLD. Entretanto, casos de desconstratação são alvo de penalidades estipuladas pelas Regras de Comercialização se gerador/consumidor não possuírem lastro¹⁹ que os cubra.

Para que seja possível ter uma idéia do tamanho desse mercado, em outubro de 2007 participaram da contabilização 921 agentes, dentre os quais 691 eram consumidores livres. Em novembro de 2007, foram contabilizados 4.489 contratos, representando uma comercialização de 58.990 MW médios, ou seja, aproximadamente 42.500.000 MWh. Dentre todos os contratos, aproximadamente 55% corresponderam a contratos bilaterais. Para o mesmo mês, as vendas e compras no mercado de curto prazo atingiram os montantes, respectivamente, de R\$ 322.764.748,70 e R\$ 322.764.734,15. Essa diferença de valores ocorre em virtude das diferenças de preço entre os submercados e os patamares de carga. Percebe-se, portanto, que o mercado livre apresenta intensa movimentação financeira.

A migração do consumidor para esse mercado tem como principais vantagens a negociação direta do preço com o gerador, que acaba trazendo um benefício econômico comparativamente às tarifas praticadas pela distribuidora e a previsão de gastos com energia devido aos contratos de longo prazo firmados em condições claras para ambos os lados, ao contrário da imprevisibilidade das tarifas que a distribuidora irá praticar para cada ano. Entretanto, essa segunda característica vem sendo abalada pelo modelo utilizado no cálculo do preço que vigora nas compensações financeiras vigentes neste mercado, o PLD.

Pela possível exposição ao PLD, ou seja, exposição à volatilidade do preço *spot* gerada pela incerteza hidrológica incorporada ao seu processo de formação, é um risco para consumidores e geradores optarem pela comercialização de energia elétrica no mercado livre. Isso ocorre pelo fato de o PLD ter como base o perfil hidrológico da geração elétrica brasileira. Antes de tratarmos especificamente da metodologia de cálculo do PLD, vejamos como se insere a geração de eletricidade via biomassa nesse mercado.

¹⁸ Pode ser que em contrato tenha sido estabelecida uma faixa para flexibilidade, ou seja, tolerância a variações no consumo para cima e para baixo. Nesse caso, pode ser que o consumidor pague exatamente o consumido, desde que esteja dentro de sua faixa de flexibilidade.

¹⁹ No caso do consumidor, lastro é tido como o montante estabelecido em seus contratos. No caso do gerador, a composição de lastro se dá com geração e contratos de compra de energia elétrica.

1.3.3 A inserção das usinas do setor sucroalcooleiro no mercado de energia elétrica

Já foi abordado no início da dissertação o grande potencial de que dispõe o setor sucroalcooleiro na geração de excedentes de energia elétrica e a existência de entraves que dificultam a inserção desse tipo de geração na matriz energética brasileira. Dentre os entraves, podem-se destacar três. O primeiro deles é o volume de investimentos necessários na operação de uma planta de geração de eletricidade e na conexão da usina à rede de distribuição. Outro entrave é a possibilidade do desenvolvimento da tecnologia de produção de etanol a partir do bagaço da cana. Caso venha a se desenvolver para aplicações em larga escala, a hidrólise tornará ainda mais evidente o custo de oportunidade associado ao uso do bagaço (hoje ele existe quando da decisão entre geração de eletricidade ou venda – aplicação na produção de ração animal e indústria madeireira, por exemplo). O terceiro deles é a volatilidade do preço de curto prazo no mercado de energia elétrica, o PLD.

No caso do volume de investimentos, o que gera maior dificuldade é o custo da conexão. Apenas para lembrar, os responsáveis pelo transporte da energia produzida pelo gerador até os centros de consumo são as concessionárias de transmissão/distribuição que monopolizam a área geográfica sobre a qual se estende a concessão. Ao contrário das grandes hidrelétricas e termelétricas, as usinas de açúcar e etanol têm a vantagem de estarem localizadas próximas aos centros de carga e, portanto, no âmbito da distribuição. A esse tipo de geração dá-se o nome de *geração distribuída*²⁰.

Sendo assim, para que seja possível a usina escoar a energia excedente produzida para a rede, é necessário que ela esteja conectada à distribuidora responsável pela área em que está instalada. Até pouco tempo não existia regulamentação sobre a responsabilidade dos custos associados a essa conexão; todavia, na prática, os custos eram delegados à própria usina, ou seja, ela deveria ser a responsável pela construção da sua linha até a subestação da distribuidora e pela instalação dos equipamentos necessários para a execução de reforços ou outras adequações associadas à sua conexão. Então, foi confirmado pela Resolução Normativa ANEEL n°. 312, de 06 de Maio de 2008, que alterou dispositivos da Resolução Normativa ANEEL n°. 068, de 08 de Junho de 2004, a associação dos principais custos de conexão à central geradora que deseja acessar a rede, ficando alguns poucos custos por conta da distribuidora.

²⁰ A definição do termo *geração distribuída* consta no artigo 14 do Decreto n° 5.163, de 30 de Julho de 2004.

Ainda assim, com exceção da linha de uso exclusivo da central geradora, o acessante tem a obrigação de transferir os ativos por ele instalados, sem direito a indenização, à concessionária acessada. Também é obrigado a conceder acesso a um segundo agente que, segundo parecer emitido pela distribuidora, deva se conectar na linha de uso exclusivo. Nesse caso, contudo, a central geradora proprietária da linha recebe remuneração equivalente ao montante de energia contratado pelo segundo acessante sobre o valor depreciado do ativo. Em contrapartida, por ter sido a linha transferida à concessionária de distribuição, à usina não são atribuídos os custos associados à operação e manutenção daquela linha passando a serem, portanto, responsabilidade da distribuidora que, por sua vez, terá o ressarcimento devido via repasse à tarifa de distribuição.

Com essa estrutura organizacional, vê-se que a conexão é um dos principais problemas que as usinas do setor sucroalcooleiro enfrentam quando decidem gerar excedentes de energia elétrica. Essas instalações pelas quais são responsáveis envolvem investimentos elevados que, dependendo da estrutura da usina, inviabilizam o projeto de co-geração. O problema fica ainda mais grave pelo fato de o gerador, depois de conectado, ter que pagar pelo uso do fio (TUSD). Para aqueles que possuam menos de 30 MW de potência injetada na rede, é possível a aplicação de descontos na tarifa fio, que podem ser de 50% ou 100%.

O possível aumento do custo de oportunidade do bagaço caso a hidrólise se torne aplicável está intrinsecamente ligado aos elevados custos na constituição da planta de co-geração. Imagine uma situação em que o proprietário da usina, hoje, investe um determinado montante na implantação de um sistema de co-geração que possibilite a geração de excedentes. Esse investimento, claro, levará algum tempo para ser amortizado. Imagine, agora, um cenário futuro em que a hidrólise torne-se aplicável em larga escala para a produção de etanol que, por sua vez, apresenta um preço mais atrativo do que o preço da energia. Surge aqui a questão da decisão que o proprietário da usina deve tomar: continuar queimando bagaço para gerar energia e amortizar o seu investimento ou destinar o bagaço à produção de etanol. Surge, então, um custo de oportunidade do bagaço que pode prejudicar o desenvolvimento da geração de eletricidade pelo setor.

Finalmente, o problema que é o foco de estudo deste trabalho: a volatilidade dos preços de energia no mercado de curto prazo. Essa é uma grande preocupação para os agentes do setor em virtude dos custos de produção de energia elétrica, novamente associados aos elevados investimentos necessários. O ciclo a vapor de contrapressão comumente utilizado nas unidades de geração é desenvolvido apenas em forma de co-geração, ou seja, só é ativo quando o processo principal funciona. No caso específico do setor sucroalcooleiro é o mesmo

que dizer que a geração de energia elétrica coincide com o período de safra da cana, quando são produzidos o etanol e o açúcar. Sabe-se, também, que a safra da cana ocorre no período seco, ou seja, como a matriz elétrica nacional é predominantemente hídrica, a geração pelas usinas sucroalcooleiras acaba por complementar a geração hidrelétrica. Ademais, como veremos mais adiante, o PLD é extremamente sensível às vazões, isto é, tende a subir no período seco e cair no período úmido.

Esse comportamento sazonal do preço da energia a princípio não seria um problema, pois seria possível estimar o patamar de preço da energia por período (seco ou úmido). Contudo, existem comportamento atípicos. Em janeiro de 2001 o PLD médio foi de R\$ 56,92/MWh nos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste e de R\$ 33,87/MWh nos submercados Norte e Nordeste. Em junho do mesmo ano, o preço chegou a R\$ 684,00/MWh nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, enquanto no Sul o preço estava R\$ 67,63/MWh (no mês anterior estava R\$ 430,34/MWh). O valor de R\$ 684,00/MWh se manteve também em julho e agosto, acrescentando o submercado Norte. Em junho de 2002 os preços estavam em R\$ 13,39/MWh, R\$ 11,83/MWh, R\$ 7,73/MWh e R\$ 7,01/MWh no Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Em janeiro de 2008, em pleno período úmido, o PLD atingiu o teto de R\$ 569,59/MWh, ocasionado pelo despacho de termelétricas pelo atraso nas chuvas (CCEE, 2008).

Com base nisso, fica claro o risco a que se expõem consumidores e geradores quando decidem comercializar energia elétrica no ambiente livre. Existem, sim, contratos de longo prazo acordados livremente entre as partes que podem mitigar as oscilações e imprevisibilidades no preço. Entretanto, a formação de preço dos contratos incorpora as expectativas dos agentes para os preços *spot* que serão praticados no futuro. Do lado do gerador, isso ocorre porque ele pode deixar de vender energia em uma condição de preço maior para atender um consumidor com quem firmou contrato e que paga um preço menor. Ao mesmo tempo, do lado do consumidor, pode ser que ele compre energia do gerador via contrato a um preço superior ao PLD vigente, o que acaba sendo um mau negócio para ambos.

Ao mesmo tempo, tamanha volatilidade gera incerteza ao redor dos preços de curto prazo e impede o desenvolvimento do mercado. Picos acentuados no histórico de preços e o desconhecimento a respeito do que pode vir a acontecer no futuro desmotivam a saída dos consumidores do mercado cativo (distribuidoras) para a entrada no mercado livre. Ao mesmo tempo, a possibilidade de ocorrência de preços que não remunerem o investimento do gerador, especificamente as usinas do setor sucroalcooleiro (dado que o mínimo valor do PLD

em 2008 esteve em R\$ 15,47, revisado para R\$ 15,99 em 2009) desestimulam a comercialização de energia elétrica por esses agentes.

Assim, preços muito baixos e muito altos de energia no curto prazo não viabilizam a comercialização e acabam por induzir ao subdesenvolvimento do mercado. O mercado brasileiro tem grande potencial para crescer, especialmente com toda a capacidade de energia elétrica que ainda irá surgir. É necessário, então, pensar em algum instrumento que viabilize e estimule a alavancagem do mercado.

Tendo isso em mente, veio a proposta de desenvolvimento deste trabalho com foco nos geradores de eletricidade a biomassa do setor sucroalcooleiro que, além de apresentarem a vantagem de estarem localizados próximos aos centros de carga (reduzindo, assim, as perdas de energia no transporte), são uma fonte termelétrica renovável e limpa. Entretanto, antes de abordarmos a idéia principal, será feita uma explanação a respeito do cálculo do PLD nos sistemas termelétricos e hidrotérmicos.

1.4 Despacho econômico de geração e formação do preço *spot* em sistemas elétricos

Com base no que foi exposto até aqui pode-se ter uma idéia de como acontece a negociação de energia elétrica no ACL brasileiro, aplicada a todos os agentes associados à CCEE. Dessa forma, é possível resumir a decisão de compradores e vendedores participantes do mercado livre como a definição do montante de energia que será contratado e o quanto será deixado para ser liquidado ao PLD todos os meses. Esse tipo de decisão varia de acordo com a estratégia de cada um, ou seja, tende-se a pensar que aqueles agentes com maior parte do seu volume de geração/consumo contratado apresentam um perfil de aversão ao risco e aqueles que deixam um montante razoável de energia sem contratação apresentam um perfil de amor pelo risco.

Essa separação em perfis é passível de ser feita justamente pela volatilidade do PLD. Essa volatilidade é que insere o risco do preço no negócio e está intrinsecamente ligada à hidrologia do país. Para que seja mais fácil de visualizar a exposição e o risco a ela associado, considere o exemplo de um gerador que tenha uma produção de energia de 5.000 MWh/mês e que firme um contrato com um consumidor que apresenta uma faixa mensal de consumo de 3.000 MWh. Logo, supondo que esses números valham para todos os meses, o gerador sempre terá uma sobra de 2.000 MWh por mês que pode ser utilizada de duas maneiras: liquidada ao PLD ou negociada no mercado de curto prazo fechando contratos com outros consumidores, ou até mesmo geradores, que tenham falta de lastro.

Nessa operação, o risco incide justamente sobre os 2.000 MWh que sobram todos os meses. Isso ocorre porque o gerador, com o intuito de maximizar o lucro, pode optar pela liquidação desse montante de energia, conseqüentemente abrindo mão de um contrato de curto prazo, com a expectativa de que o preço *spot* será superior ao preço oferecido pelo contrato e na realidade acontecer exatamente o contrário: o preço *spot* sofrer uma baixa por ter acontecido um período de chuvas inesperado e com isso o preço do contrato ter sido superior. A situação inversa também pode acontecer, ou seja, o gerador decidir fechar o contrato com a expectativa de um preço *spot* baixo e um período de seca inesperado trazer um pico no preço de curto prazo. A relação entre preço e período úmido ou seco ficará mais clara nas próximas seções, que abordam o processo de despacho de geração e da formação do preço *spot* em diferentes sistemas elétricos. No caso do Brasil, cujo sistema pode ser classificado como hidrotérmico com predominância hidráulica, os processos de despacho e formação de preço *spot* estão fortemente atrelados à hidrologia.

No caso da geração de energia por biomassa, o risco incide de maneira ainda mais agressiva pela questão da disponibilidade do combustível (bagaço de cana-de-açúcar), que acontece durante o período de safra (período seco), caracterizando a geração como sazonal. As usinas de açúcar e etanol geram energia no período em que o preço de curto prazo, teoricamente, se encontra em patamares mais elevados pelo fato de a safra da cana-de-açúcar coincidir com o período seco e a entressafra, período durante o qual a usina dispõe de pouco combustível para a geração, coincidir com o período úmido. Portanto, na entressafra tem-se expectativas de preço *spot* baixo. Até aqui é plausível pensar que as usinas do setor sucroalcooleiro estão em uma condição favorável, pois geram quando o preço é alto e, caso tenham contratos, para honrá-los em períodos de geração menor comprem energia a um preço mais baixo. Entretanto, pela incerteza com relação à hidrologia que induz à volatilidade do PLD, podem ocorrer situações não previstas em que o preço suba justamente na entressafra induzindo a usina que participa do mercado livre a comprar energia a preços altos, muitas vezes mais elevados do que o próprio preço do contrato de venda, quando a expectativa era de preços baixos. Some-se a isso, ainda, o fato de que a mesma incerteza afeta as usinas por intermédio dos leilões, já que o cálculo do preço teto do leilão incorpora projeções/estimativas de preços *spot* para o futuro.

Com base nesse problema de decisão, as próximas seções dedicam-se exclusivamente à explicação do processo de despacho de geração e de formação de preços, com ênfase para o Brasil, para que seja possível cumprir os objetivos propostos de identificar os canais pelos

quais a volatilidade do preço no sistema hidrotérmico brasileiro afeta o preço da energia elétrica gerada a partir de biomassa negociada no ACL.

1.4.1 Determinação do despacho econômico e a formação do preço *spot* em sistemas termelétricos e hidrotérmicos

Esta seção destina-se à abordagem dos principais conceitos que envolvem o despacho econômico de geração em sistemas termelétricos e hidrotérmicos organizados conforme um modelo *pool*, bem como dos conceitos que fazem parte da formação do preço *spot* no mercado competitivo de energia elétrica.

Conforme já visto, no modelo *pool* existe a presença de um agente central do sistema que determina seu planejamento e sua operação. Existem, então, dois tipos de geradores: os despachados e os não despachados centralizadamente. No Brasil esse planejamento é efetuado pelo ONS.

O principal objetivo do planejamento da operação consiste na definição dos geradores e seus respectivos montantes que serão efetivamente despachados para atender à carga do sistema ao menor custo total possível, ou seja, consiste na definição do despacho econômico. Para cada período de contabilização da geração é determinado um preço *spot* que reflete o custo da última fonte de geração despachada, conhecido como *Custo Marginal de Operação* (CMO), isto é, o custo adicional em que o sistema incorre para gerar 1 MWh a mais.

1.4.1.1 O planejamento de operação e o preço *spot* em sistemas termelétricos

O planejamento da geração em um sistema termelétrico pode ser modelado com base em um problema de otimização condicionada (OLIVEIRA, 2003). Nesta seção serão abordados sistemas puramente térmicos.

Considere um sistema que apresente T geradores termelétricos e que a geração de energia de cada um deles seja dada por g_i , com $i = 1, 2, 3, \dots, T$ e cujos limites inferiores e superiores de geração são dados por $\underline{g}_i$ e $\overline{g}_i$, respectivamente. Como o objetivo principal do planejamento do despacho é atender à carga ao menor custo total possível de operação, para que o operador central do sistema calcule o custo total de operação e tome sua decisão, faz-se necessário que todas as unidades geradoras informem os preços de sua energia, ou seja, os seus custos variáveis de operação, c_i . Ademais, o risco de não atendimento da carga e o

montante de energia que deixou de ser atendido, respectivamente c_{def} e def também devem ser considerados no cálculo. Então, supondo que todos os geradores ofertam um único preço para toda a capacidade disponível de geração, o despacho econômico pode ser formulado, em uma versão simplista, da seguinte forma:

$$CT^* = \text{Min } CT = \text{Min } \sum_{i=1}^T c_i \cdot g_i + (c_{def} \cdot def) \quad (1.1)$$

$$\text{sujeito a } \sum_{i=1}^T g_i + def = D \quad (1.2)$$

$$\underline{g}_i \leq g_i \leq \overline{g}_i, \quad i = 1, 2, 3 \dots T \quad (1.3)$$

em que

- CT* - custo total de operação mínimo, em \$;
- c_i - custo variável de operação de cada gerador i , em \$/MWh;
- g_i - geração de energia elétrica, em MWh (variável de decisão);
- c_{def} - custo de déficit²¹ do sistema, em \$/MWh;
- def - déficit de energia do sistema, em MWh;
- D - demanda de energia elétrica do sistema, em MWh;
- $\underline{g}_i$ - limite inferior de geração para cada gerador i , em MWh;
- $\overline{g}_i$ - Limite superior de geração para cada gerador i , em MWh;
- T - Número de usinas geradoras termelétricas no sistema.

As equações de (1.1) a (1.3) representam o problema que deve ser solucionado pelo planejador. Na equação (1.1) lê-se que o custo total de operação do sistema deve ser o mínimo valor dado pela somatória dos custos de geração de cada usina termelétrica, estes últimos representados pelo produto entre custo de produção e energia gerada ($c_i \times g_i$), e o custo associado ao déficit de energia do sistema ($c_{def} \times def$). Entretanto, são colocadas duas restrições: a primeira é o balanço de energia, dada pela equação (1.2). Ela impõe que a energia produzida por todas as usinas em conjunto deve atender à demanda do sistema, considerando-se o valor do déficit. A segunda fornece os limites operativos e é dada pela equação (1.3); impõe que cada usina geradora deve respeitar seus limites de geração mínimo e máximo. A

²¹ Custo de déficit é o custo associado à falta ou ao racionamento de energia elétrica, ou seja, o custo associado ao não atendimento da demanda do sistema.

presença da variável de déficit de energia é importante porque pode haver situações em que a capacidade instalada de geração não é suficiente para atender à carga total do sistema.

A solução do problema colocado anteriormente é calculada com base em técnicas de programação linear e o despacho acontece por ordem de mérito, ou seja, do gerador com menor para aquele com maior custo variável de operação, até que toda a demanda tenha sido atendida. Por definição, o preço *spot* da energia é o custo associado ao aumento infinitesimal da demanda de energia elétrica. Sendo assim, pode-se dizer que o preço é dado por $\frac{\partial CT}{\partial D}$.

Resolvendo o problema, temos que:

$$L = \sum_{i=1}^T c_i \cdot g_i + (c_{def} \cdot def) - \lambda \left(D - \sum_{i=1}^T g_i - def \right) \quad (1.4)$$

Logo, o preço *spot* é dado pelo multiplicador de Lagrange que possibilita o atendimento da restrição dada pela equação (1.2). Pode-se interpretar, então, que o preço *spot* será dado pelo custo da termelétrica marginal e representa, portanto, o CMO da última usina que seria despachada pelo planejador para atender a um aumento de 1 MWh na demanda. Sendo assim, o preço é variável ao longo do tempo e o problema deve ser resolvido para cada período de contabilização no horizonte de planejamento do sistema ficando sujeito, especialmente, ao custo do combustível utilizado na geração.

Para exemplificar, suponha que o sistema elétrico seja formado por três unidades térmicas T_1, T_2, T_3 , cada uma delas com as seguintes capacidades de geração e custos de operação: 10 MWh e R\$ 8,00/MWh para T_1 ; 5 MWh e R\$ 12,00/MWh para T_2 ; 20 MWh e R\$ 15,00/MWh para T_3 . Suponha também que o sistema apresente uma demanda de 20 MWh e, então, o planejador do sistema deve alocar eficientemente, com base no mínimo custo total de operação, o despacho das três termelétricas, respeitando seus limites de operação e o atendimento da demanda. O despacho, então, fica assim:

Figura 1.3 Exemplo de despacho econômico em sistema puramente térmico e cálculo do CMO
Fonte: PEREIRA (2008)

A Figura 1.3 ilustra a decisão do operador do despacho. Para atender à demanda de 20 MWh, ele dá preferência às térmicas com menor custo de operação que, no exemplo, é dado pela térmica T_1 . Entretanto, como ela apresenta um limite máximo de geração de 10 MWh, o operador passa, então, para a segunda térmica mais barata - T_2 , despachando sua produção máxima de energia de 5 MWh. O sistema conta, agora, com 15 MWh gerados. Para atender a toda a demanda, o operador despacha a última térmica disponível, T_3 , exatamente no montante necessário de 5 MWh. Dessa forma, o custo total de operação do sistema para produzir 20 MWh durante esse período foi de R\$ 215,00.

Ainda seguindo o exemplo da Figura 1.3, suponha um aumento da demanda dos iniciais 20 MWh para 21 MWh. Nessa situação, a única térmica que poderá ser despachada para atender a esse 1 MWh adicional é T_3 , que apresenta como custo variável de operação o valor de R\$ 15,00/MWh. Logo, o CMO no sistema será de R\$ 15,00/MWh.

Para o caso brasileiro, o sistema de despacho se dá de maneira mais complexa pelo fato de seu sistema ser hidrotérmico, com predominância hídrica. A seção seguinte trata do planejamento de sistemas desse tipo.

1.4.1.2 O planejamento de operação e o preço *spot* em sistemas hidrotérmicos

Assim como nos sistemas térmicos, o objetivo do despacho econômico em um sistema hidrotérmico é definir a geração de energia elétrica visando ao atendimento da demanda ao menor custo total possível. Sendo assim é intuitivo pensar, considerando o despacho pela ordem de mérito, que as primeiras usinas a serem despachadas em um sistema hidrotérmico seriam as hidrelétricas devido ao seu custo variável inferior ao das térmicas. Como o custo variável das usinas em geral está fortemente associado ao preço do combustível utilizado no processo de geração pode-se, à primeira vista, pensar que as usinas hidrelétricas têm custo de operação praticamente nulo por não haver necessidade de comprar a água utilizada no processo, disponibilizada e armazenada em seus reservatórios (OLIVEIRA, 2003).

Entretanto, a decisão do planejador central não cabe apenas à simples comparação entre os custos dos combustíveis nos dois tipos de geração. Cabe, também, à decisão de usar a água dos reservatórios hoje ou deixá-la disponível para o futuro, ou seja, deve levar em consideração o custo de oportunidade do uso da água (AGUIAR, 2004). Essa maior complexidade da operação existe pela necessidade de se tomar uma decisão no presente com base em cenários incertos de disponibilidade de combustível (água) no futuro. Em outras palavras, o planejador deve decidir qual o melhor momento para o despacho de hidrelétricas e termelétricas dadas as possibilidades de abundância ou escassez de água no futuro. Por exemplo, se o planejador decidir pelo despacho das hidrelétricas (uso da água) no presente e no futuro uma seca prejudicar o reabastecimento dos reservatórios, o custo de operação do sistema pode se elevar demais já que a carga terá que ser atendida pelo despacho de térmicas e, nesse caso, o custo de oportunidade da água é elevado. Em contrapartida, pode também ocorrer a situação em que o custo de oportunidade da água é baixo, ou seja, o planejador decide poupar os reservatórios hoje e no futuro um período de chuvas ocasiona o vertimento de água, trazendo o desperdício de energia.

Dessa forma, vê-se que duas variáveis fundamentais na decisão do planejador do sistema são o volume de água dos reservatórios, também conhecido como energia armazenada, e as afluições futuras. A incerteza característica de ambas as variáveis faz com que o custo de oportunidade da água se eleve e se reduza, oscilando de acordo com os cenários que se realizam, o que acaba por tornar o processo de decisão estocástico. Com base nisso, fica claro visualizar essas situações em uma árvore de decisões que represente todas as possíveis ocorrências sendo possível, então, escolher aquela que minimize os custos de operação do sistema. A Figura 1.4 representa esquematicamente o problema colocado anteriormente.

Entretanto, na vida real, despachar de maneira centralizada várias usinas que estão localizadas em diferentes bacias com diferentes regimes hidrológicos motivou o desenvolvimento de modelos de otimização estocástica que auxiliassem no planejamento do sistema, visto que a figura que temos na seqüência se torna muito mais complexa. A cada estágio de planejamento, as incertezas se aplicam e isso acaba por gerar uma infinidade de cenários no problema.

Figura 1.4. *Processo decisório no despacho econômico hidrotérmico*

Fonte: elaboração da autora

O despacho em um sistema hidrotérmico deve, portanto, comparar o benefício imediato de se armazenar a água nos reservatórios e o benefício futuro trazido pelo seu armazenamento (OLIVEIRA, 2003). Para tanto, o benefício do uso imediato da água pode ser representado por uma função conhecida como *Função de Custo Imediato* (FCI), enquanto o benefício futuro pelo seu armazenamento hoje pode ser representado pela *Função de Custo Futuro* (FCF). Tais funções podem ser representadas como na Figura 1.5.

Figura 1.5. Funções de Custo Imediato e Futuro
Fonte: SILVA (2001, p. 38)

A FCI está intimamente ligada aos custos de geração em um dado momento no tempo presente, digamos t_0 . A situação 1 corresponde ao caso em que, ao final do período, o reservatório está vazio. Como nada foi pago, pois a água já estava lá, o custo imediato é baixo. Já a situação 2 corresponde ao caso em que a água é poupada e a demanda é atendida por usinas termelétricas. O uso de combustível, que deve ser pago, faz com que o custo imediato seja alto. Logo, o maior nível dos reservatórios ao final do período significa que há menos água disponível em t_0 para a geração de eletricidade. Sendo assim, a demanda do sistema, hoje atendida por termelétricas, acarreta uma elevação no custo imediato.

A FCF está ligada aos custos de geração em um período adiante de t_0 , por exemplo, t_0+1 , até o período final de planejamento. Voltando à situação 1, o reservatório vazio ao final do período traz a perspectiva de acionamento de termelétricas, fato que acarreta alta no custo futuro. Já na situação 2, com o reservatório cheio no início do período t_0+1 , tem-se um custo futuro menor por não existir a necessidade de utilização de combustíveis. Logo, pelo gráfico na Figura 1.5 nota-se que a FCF diminui quanto maior for o nível de armazenamento final, pois um maior volume de água estará disponível para uso no futuro.

O cálculo da FCF é de suma importância no processo de decisão do despacho econômico do sistema e é feito por intermédio de simulações da operação no futuro cujos

horizontes dependem da capacidade dos reservatórios, em diferentes cenários de armazenamento de água e de custos operacionais (OLIVEIRA, 2003). Em sistemas como o brasileiro, cuja capacidade de armazenamento é grande, as simulações podem atingir um horizonte de até cinco anos. O cálculo da FCF será abordado mais adiante.

De acordo com Oliveira (2003), como o problema do planejador é efetuar o despacho ao menor custo total possível e o custo total pode ser considerado como a soma dos custos imediato e futuro, podemos representar graficamente a solução do problema conforme segue:

Figura 1.6. Funções de Custo Imediato e Futuro e o mínimo custo total
Fonte: SILVA (2001, p. 40)

Logo, a Figura 1.6 nos mostra que a estratégia de planejamento ótima consiste na formação de uma decisão no presente tal que, ao final do período de planejamento, os reservatórios estejam no volume indicado pela linha tracejada, que minimiza o custo total de operação do sistema. A inclinação da FCF indica como o custo futuro da operação varia de acordo com o volume dos reservatórios. Logo, esta derivada nos fornece o que se conhece por *valor da água*, que sinaliza o momento adequado para o despacho das térmicas, orientando as decisões de curto prazo e balizando as de longo prazo (expansão do parque gerador, por exemplo), e a expectativa de escassez de energia oriunda do uso da água. Em condições de informação perfeita, pode-se identificar este valor ótimo que minimiza os custos operacionais, evitando o esgotamento dos reservatórios. Entretanto, parâmetros como afluência, demanda

de energia e preços de combustíveis são incertos no mundo real e, logo, existem riscos na valoração da água que devem ser bem geridos com o intuito de controlar os preços da energia.

Já a inclinação da FCI representa, em ordem crescente, os custos de geração (preços) das usinas termelétricas e do déficit de energia do sistema para um determinado nível de energia armazenada. No ponto ótimo a soma das inclinações das curvas FCF e FCI é zero, ou seja, são iguais em termos absolutos. Por isso pode-se dizer que o despacho energético ótimo (que conduz ao menor custo total) é obtido quando gerações térmica e elétrica estão equilibradas de forma a igualar o valor da água e o custo de operação da térmica mais cara que estiver sendo despachada.

De acordo com Aguiar (2004), se considerarmos a função de custo futuro já conhecida, a formulação do despacho econômico em um sistema hidrotérmico para uma etapa²² pode ser equacionada da seguinte maneira:

$$CT^* = \text{Min}(CT) = \text{Min} \left(\sum_{j=1}^T c_{jt} \cdot g_{jt} + (c_{def} \cdot def) \right) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad (1.5)$$

sujeito a

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \sum_{m \in U(i)} [u_t(m) + s_t(m)], \quad i = 1, 2, \dots, I \quad (1.6)$$

$$v_t(i) \leq \overline{v_t(i)}, \quad i = 1, 2, \dots, I \quad (1.7)$$

$$u_t(i) \leq \overline{u_t(i)}, \quad i = 1, 2, \dots, I \quad (1.8)$$

$$g_{jt} \leq \overline{g_{jt}}, \quad j = 1, 2, \dots, T \quad (1.9)$$

$$D_t = \sum_{i=1}^I \phi(i) \cdot u_t(i) + \sum_{j=1}^T g_{jt} \quad (1.10)$$

em que

CT^* - custo total de operação mínimo;

I - número total de hidrelétricas no sistema;

T - número total de termelétricas no sistema;

c_{def} - custo de déficit do sistema;

def - déficit de energia do sistema;

c_{jt} - custo variável de operação de cada gerador térmico j na etapa t ;

g_{jt} - geração de energia pela termelétrica j na etapa t (variável de decisão);

²² A definição de etapa aqui considerada corresponde a um intervalo de tempo e é similar a estágio.

- $\overline{g_{jt}}$ - geração máxima de energia pela termelétrica j na etapa t ;
- $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$ - FCF, com v_{t+1} = vetor dos níveis de armazenamento em $t+1$;
- $v_{t+1}(i)$ - volume armazenado na hidrelétrica i ao final da etapa t (variável de decisão);
- $v_t(i)$ - volume armazenado na hidrelétrica i no início da etapa t ;
- $\overline{v_t(i)}$ - volume de armazenamento máximo da hidrelétrica i ;
- $u_t(i)$ - volume turbinado na hidrelétrica i durante a etapa t (variável de decisão);
- $\overline{u_t(i)}$ - capacidade máxima das turbinas da hidrelétrica i ;
- $s_t(i)$ - volume vertido na hidrelétrica i durante a etapa t (variável de decisão);
- $a_t(i)$ - afluência lateral da hidrelétrica i durante a etapa t ;
- $m \in U(i)$ - conjunto de usinas imediatamente a montante da hidrelétrica i ;
- D_t - demanda de energia elétrica do sistema durante a etapa t ;
- $\phi(i)$ - coeficiente de produção da hidrelétrica i , em MWh/hm³.

Nesta formulação o custo imediato é mensurado pelos custos gerados pelas usinas termelétricas no período t , colocado na equação (1.5). Já a FCF é dada por $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$.

As equações subseqüentes representam as restrições a que está sujeito o problema de otimização: a equação (1.6) representa o balanço hídrico do sistema; as equações (1.7) e (1.8) representam, respectivamente, os limites de armazenamento dos reservatórios e a capacidade das turbinas; a equação (1.9) representa o limite de geração termelétrica e, por fim, a equação (1.10) garante o atendimento da demanda do sistema. O balanço hídrico nada mais é do que a relação entre armazenamento e volumes de entrada e saída do reservatório. Dessa forma, o nível de armazenamento no início do período $t+1$ é o resultado do volume final do reservatório em t mais afluências (laterais e volume de saída das usinas a montante) menos os volumes de saída, dados por vertimento e turbinamento.

O problema de otimização colocado nas equações (1.5) - (1.10) é solucionado como no caso térmico, ou seja, por um algoritmo de programação linear. Como solução temos o preço *spot*, dado pelo multiplicador que está associado ao atendimento da demanda e, ademais, o valor da água de cada hidrelétrica, definido como o multiplicador associado ao balanço hídrico (AGUIAR, 2004).

Resumidamente, em sistemas termelétricos o preço de curto prazo apresenta um processo de formação mais concreto, com base nos custos variáveis de operação das térmicas

despachadas. Já em sistemas hidrotérmicos, o processo de formação de preço de curto prazo é mais “difuso”, ou seja, depende de parâmetros incertos. Sendo assim, há vários cenários que precisam ser construídos com base em variáveis estimadas.

Em virtude da complexidade do problema e da incerteza inerente à previsão de afluências futuras, geralmente sua solução é dividida em etapas que utilizam diferentes horizontes temporais. Mas ainda que se faça uso deste artifício, a solução do problema por técnicas tradicionais não é viável sendo utilizado, portanto, um método de programação dinâmica estocástica com o intuito de estimar a FCF. Devido ao foco sobre o caso brasileiro, a próxima seção dedica-se à análise do despacho econômico no Brasil, seguido da metodologia de cálculo da FCF.

1.4.2 O despacho econômico e a formação do preço *spot* no Brasil

Conforme dito em outra oportunidade, o Brasil apresenta um sistema de geração hidrotérmico, com predominância da energia hidráulica. A disposição das hidrelétricas em cascata faz com que a operação de uma usina acabe por afetar as demais a jusante e, em virtude disso, tem-se um sistema de geração extremamente interdependente.

Esse fator, somado à grande extensão territorial do país, trouxe a necessidade de interligar-se o sistema por intermédio de longas linhas de transmissão, que formam o SIN. Logo, é muito importante uma operação do sistema coordenada para que seja possível garantir sua segurança e eficiência. Então, em virtude dos gargalos de transmissão, dividiu-se o SIN em quatro submercados, mostrados na Figura 1.7.

Figura 1.7. Os quatro submercados brasileiros
Fonte: CCEE (2008)

Cada submercado é caracterizado por diferentes perfis de carga e geração, ou seja, alguns têm perfil de importadores (a carga do submercado supera a geração nele disponível) e outros são exportadores (a geração do submercado é superior à carga). Logo, o submercado importador acaba consumindo energia de outro submercado que apresenta perfil de exportador. Por apresentarem diferentes perfis de carga e geração ao longo do tempo, os submercados podem apresentar diferentes preços *spot*. Como o modelo de determinação do despacho econômico já foi brevemente abordado, vejamos agora algumas características do cálculo computacional do preço *spot* no mercado brasileiro de energia elétrica.

O PLD é o preço utilizado para valorar os volumes de energia comercializados no mercado de curto prazo entre os diversos agentes. Sua metodologia consiste em um cálculo *ex-ante*, com base em uma *semana operativa*, considerando previsões de disponibilidade de geração, vazões afluentes e a carga do sistema. Apresenta um valor máximo e um valor mínimo, determinados pela ANEEL e seu cálculo é realizado semanalmente por submercado e por patamares de carga²³. Seu principal fundamento, em consonância com as informações das seções anteriores, é o CMO (CCEE, 2008).

Um dos principais problemas do PLD (ou CMO) é sua elevada volatilidade. Tal volatilidade é importante porque o CMO está implícito nas decisões de compra e venda dos agentes, tanto geradores como consumidores. É importante frisar que a volatilidade não está associada à sazonalidade característica do PLD em virtude da separação nítida entre período úmido e período seco, mas sim aos fatores imprevisíveis do CMO de um estágio para o seguinte como, por exemplo, o risco de déficit, que é a medida de risco de desabastecimento de energia. A Figura 1.8 ilustra para o submercado Sudeste/Centro-Oeste, a variação do PLD médio mensal com o nível de armazenamento dos reservatórios. Nota-se que a sazonalidade presente no nível dos reservatórios nem sempre é acompanhada pelo valor do PLD médio. Entretanto, picos e vales na série de armazenamento correspondem a valores baixos/quedas ou valores altos no PLD, ou seja, o preço é sensível a variações bruscas e imprevisíveis.

²³ Entende-se por patamar de carga o período de tempo com determinado número de horas que é caracterizado por valores similares de carga (consumo de energia). Para o SIN, as horas do dia são agregadas em três patamares de carga (leve, médio e pesado) e os dias podem ser de dois tipos. O dia tipo 1 é aplicado de segunda-feira a sábado, enquanto o dia tipo 2 é aplicado a domingos e feriados nacionais.

Figura 1.8. PLD e nível de armazenamento no submercado Sudeste/Centro-Oeste
Fontes: CCEE, ONS (2008)

No Brasil, os modelos matemáticos utilizados para o cálculo do CMO são:

- 1) NEWAVE: este modelo é utilizado para otimizar a política de operação em um horizonte de cinco anos, com discretização mensal. Seu objetivo principal é definir a proporção ótima de geração hidráulica, térmica e o intercâmbio (limites de transmissão) de energia entre submercados avaliando o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios e o custo do combustível das usinas térmicas, ou seja, é responsável pelo cálculo da FCF no horizonte de cinco anos. Procura responder à seguinte pergunta: considerando todas as possibilidades, qual o menor custo total de operação?
- 2) DECOMP: este modelo de otimização é utilizado para um horizonte de doze meses e faz uso da FCF calculada pelo NEWAVE como dado de entrada. Funciona da seguinte forma: o primeiro mês é representado em bases semanais e, por meio de uma árvore de possibilidades de vazões aleatórias e do parque gerador (formado por hidrelétricas e termelétricas), determina o despacho por usina também com o objetivo de minimizar o custo esperado de operação, mas para a primeira semana do período considerado.

Como destacado na seção anterior, a maior dificuldade é a estimação da FCF visto que a FCI é fácil de ser determinada por corresponder aos custos correntes das decisões como, por exemplo, o custo do combustível utilizado na geração termelétrica. Em contrapartida, para se saber o custo futuro, teria que se saber o que ocorrerá nos próximos anos. No caso brasileiro, este custo depende das vazões (afluências) que irão ocorrer nos rios nos quais estão instaladas as hidrelétricas.

Com base nisso, uma das poucas formas de se ter uma indicação da FCF é o estudo do comportamento estatístico das vazões, ou seja, estuda-se o histórico das afluências conhecido a partir de 1931, extraindo-se algumas estatísticas descritivas como média, desvio-padrão, correlação temporal e correlação espacial. Estes estudos foram realizados com o intuito de identificar algum comportamento que permitisse a representação das afluências conhecidas por um modelo estatístico. Foi selecionado um modelo *Auto-regressivo periódico de ordem p* ($PARP(p)$) cuja escolha significa que as afluências futuras dependem das ocorridas nos mesmos locais em até p meses anteriores. O item referente à periodicidade justifica-se pela sazonalidade observada no regime de chuvas do país. Logo, para cada mês, por exemplo, pode ser que exista um valor diferente para o parâmetro p (ONS; CCEE, 2007).

Pode-se, então, determinar a FCF baseada no modelo estatístico que representa as afluências. Na seção anterior foi mencionada a dificuldade existente neste cálculo utilizando-se meios de programação linear sendo, por esse motivo, utilizado um procedimento conhecido como *Programação Dinâmica Dual Estocástica* (PDDE). Em função do incontável número de estados²⁴, ou seja, de reservatórios, a *Programação Dinâmica Estocástica* (PDE) se torna inviável por incorrer em um problema conhecido como maldição da dimensionalidade (ONS, CCEE; 2007). Por exemplo, imagine a dimensão de uma simulação que objetiva calcular os custos futuros de 100 níveis de armazenamento para cada reservatório do sistema em cada etapa.

A solução encontrada, então, foi aplicação da PDDE que considera o cálculo da FCF para alguns estados, apenas. A escolha dos estados é feita por simulação da operação utilizando-se algumas seqüências de afluências que são sorteadas a partir da distribuição. Estas simulações podem ser feitas de duas formas: pelo enfoque ÁRVORE, utilizado pelo DECOMP, ou pelo enfoque PENTE, utilizado pelo programa NEWAVE. No enfoque ÁRVORE, cada hipótese se ramifica a cada etapa; no enfoque PENTE, as hipóteses se

²⁴ Entende-se por estado do sistema o nível de armazenamento do reservatório de uma usina, aproveitando para lembrar que a definição de etapa corresponde a um intervalo de tempo.

ramificam apenas a partir do início do horizonte temporal, durante apenas este período de tempo. Vejamos no que consiste o PDDE, segundo Aguiar (2004) e Porrua (2005).

Para cada etapa t (tradicionalmente, cada t corresponde a um mês) é definido um conjunto de estados como, por exemplo, diferentes níveis de armazenamento dos reservatórios (100%, 90%, 80% ... 0%). O armazenamento inicial da primeira etapa é suposto conhecido. Na Figura 1.9 a seguir, representa-se este primeiro passo do procedimento.

Figura 1.9. Definição dos estados para um reservatório

Fonte: Aguiar (2004, p. 29)

A simulação tem início na última etapa, T , ou seja, a FCF é suposta inexistente. Supondo que o armazenamento inicial é de 100% (um dos estados colocados anteriormente), resolve-se o problema do despacho para uma etapa. Em seguida, resolve-se o problema do despacho para cada um dos cenários de vazões na última etapa. Este passo está ilustrado a seguir:

Figura 1.10. Cálculo para a decisão ótima de despacho por cenário de vazões – última etapa

Fonte: Aguiar (2004, p. 29)

Com base nas simulações, consegue-se calcular o valor esperado do custo operativo ligado ao nível 100% como a média dos custos de todos os cenários considerados na etapa.

Esse valor nos fornecerá $\alpha_T(v_T)$, ou seja, o primeiro ponto da FCF para a etapa T-1, representando na Figura 1.11.

Figura 1.11. Cálculo do segmento 1 da FCF

Fonte: Aguiar (2004, p. 30)

O cálculo na etapa T é repetido para cada nível de armazenamento (cenário), resultando em uma superfície linear por partes que, justamente, representa $\alpha_T(v_T)$ na etapa T-1. A inclinação dessa superfície linear ativa ilustrada na Figura 1.12 corresponde ao CMO.

Figura 1.12. FCF linear por partes: etapa T-1

Fonte: Aguiar (2004, p. 30)

Por fim, repete-se o processo para todos os níveis de armazenamento nas diferentes etapas. O resultado final é um conjunto de funções de custo futuro para todos os estágios. É importante frisar que o cálculo dessa função demanda o completo conhecimento do armazenamento de todas as usinas do sistema. De posse da FCF e da FCI, a determinação do despacho e do CMO são realizadas conforme descrito na seção anterior. Para tanto, CCEE e ONS utilizam os mesmos modelos matemáticos, mas com finalidades distintas: O ONS busca

otimizar a operação do sistema elétrico e a CCEE visa à determinação do PLD por submercado e por patamar de carga, utilizado na contabilização do mercado *spot*.

Entretanto, novamente surge um grande problema nesse modelo referente à volatilidade do preço *spot*. Em sistemas termelétricos, a volatilidade concentra-se no curto prazo e pode estar associada à variação no preço do combustível, às variações na carga e aos problemas em equipamentos. Em contrapartida, em sistemas predominantemente hidrelétricos, a volatilidade no curto prazo é reduzida. Isso se deve, em especial, aos grandes reservatórios do sistema que permitem a alocação da geração de maneira rápida. Nesse caso, a volatilidade se deve à incerteza futura do cenário hidrológico. Embora na maior parte do tempo exista excedente temporário de energia, que traz formações de preço *spot* baixos, se ocorre um período de seca o preço *spot* pode crescer repentinamente podendo, inclusive, atingir o custo de racionamento (PORRUA, 2005). Uma situação como essa foi observada em 2001/2002, quando o racionamento de energia no Brasil alertou os agentes sobre a necessidade de se olhar além da operação pelo mínimo custo total.

Nesse período, então, foi introduzido o conceito de *Curva de Aversão ao Risco* (CAR). A CAR representa a evolução dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de um submercado necessários ao atendimento de toda a carga, consideradas severas condições hidrológicas (condições pré-definidas de aflúências e intercâmbios de energia) e com toda a geração térmica despachada em sua produção máxima (ONS, 2008). Colocando de maneira diferente, para que seja possível o atendimento do mercado e simultaneamente assegurar a recuperação dos reservatórios, os níveis de armazenamento de uma região devem ser mantidos sempre acima da CAR ao longo dos dois anos, ou seja, a CAR é uma restrição de segurança a mais no modelo de despacho.

O uso da CAR como dado de entrada no modelo NEWAVE consiste em estimar riscos de ocorrência de déficits, sendo definido como 5% o valor máximo de risco de déficit anual aceito. Até pouco tempo atrás, caso um submercado estivesse abaixo da CAR, teria seu valor da água acrescido de uma penalidade que, automaticamente, traz o acionamento das fontes de geração mais caras e tal fato era considerado no cálculo do PLD. Entretanto, recentemente o CNPE determinou que as térmicas despachadas para cobrir a geração pela ultrapassagem da CAR não terão seus custos repassados ao PLD e serão remuneradas via encargos. Essa decisão auxiliou sobremaneira na redução da volatilidade do PLD em casos extremos de cenários hidrológicos adversos. Tal decisão, contudo, foi suspensa no início do mês de janeiro de 2009.

Embora as restrições de segurança sejam aceitas, há várias críticas à metodologia empregada para o cálculo da CAR. Uma delas é que o volume crítico dos reservatórios é calculado separadamente para cada região, considerando uma hipótese fixa de intercâmbio, ou seja, não é considerada a flexibilidade dos intercâmbios. Outras críticas são os critérios de segurança não homogêneos para as regiões (por exemplo, para a região Sudeste utiliza-se a média das quatro piores secas enquanto para a região Nordeste utiliza-se a pior seca do histórico); volumes críticos calculados *ex-ante*, sem considerar a evolução dinâmica do armazenamento e o cálculo apenas para dois anos, sendo que o horizonte de planejamento é de cinco anos (PEREIRA, 2008).

Além disso, existem grandes críticas ao modelo matemático empregado para o cálculo do PLD. Uma delas é que essa metodologia de cálculo, embora o modelo matemático seja aderente ao planejamento da operação por refletir o risco de déficit futuro, impede o amadurecimento do mercado de energia elétrica por permitir que de uma semana para a outra o preço saia de R\$ 247,01/MWh chegando a R\$ 473,30, valores visualizados de 04 para 05 de janeiro de 2008, período considerado úmido. Para as termelétricas a biomassa, oscilações como essa são prejudiciais por distorcerem o ambiente de contratação e por estarem igualmente sujeitas a diminuição brusca no preço, conforme se observou na semana operativa de 10 a 16 de maio de 2008. Nessa semana o PLD para todos os submercados e todos os patamares de carga permaneceu em seu valor mínimo de R\$ 15,47.

Por se constituir um sinal econômico para os agentes de mercado, o preço de curto prazo deve conter três características básicas: simplicidade de cálculo, transparência e eficácia, ou seja, de fato funcionar como um sinal econômico. Por este motivo, o preço de curto prazo deve ser coerente com as decisões de operação do sistema, mas não necessariamente idêntico ao CMO. Por exemplo, o PLD apresenta teto e piso determinados pela ANEEL com o objetivo de evitar riscos e exposições para os investidores e a representação por submercados é aplicada com o intuito de evitar riscos sobre os quais os investidores não têm controle como, por exemplo, congestionamentos na rede de transmissão (PEREIRA, 2008). Ainda assim, o risco existe e é de suma importância formular ferramentas de mitigação, objetivo deste trabalho com aplicação para o caso específico dos geradores a biomassa de cana.

CAPÍTULO 2

SISTEMAS COMPLEXOS E A APLICAÇÃO DA MODELAGEM COMPUTACIONAL BASEADA EM AGENTES NO SETOR ELÉTRICO

Como destacado em Arthur, Dulauf e Lane (1997), em meados de 1987 teve início o surgimento de uma nova forma de tratamento dos problemas da ciência natural como um todo, dentre os quais se incluem os problemas econômicos. A *ciência da complexidade*, assim chamada, conduziu a um modo de pensar novo e deu origem à publicação *The Economy as an Evolving Complex System*, editado por Arrow, Anderson e Pines (1988).

A definição de um sistema complexo não é trivial, visto que seu conceito ainda está em fase de construção e, portanto, podem ser encontradas inúmeras maneiras de defini-lo. Diversos autores de diferentes áreas acabam caracterizando tais sistemas das formas mais variadas com ênfase em características da sua área de atuação, que permitem sua classificação em sistemas complexos.

Nesse capítulo será feita uma breve introdução ao tema de forma que o leitor possa ver com maior clareza o contexto teórico e metodológico no qual se insere o modelo computacional que será apresentado no capítulo seguinte. Ao final serão abordados alguns trabalhos já desenvolvidos e voltados ao setor elétrico que fazem uso da modelagem computacional baseada em agentes, ferramenta analítica comumente utilizada na análise de sistemas complexos.

2.1 Sistemas complexos

Conforme dito anteriormente, não existe uma definição única para o que seriam os sistemas complexos. Ainda é difícil responder o que significa analisar os sistemas econômicos e sociais sob a óptica da complexidade. De maneira geral, pode-se dizer que são sistemas dinâmicos e em contínua evolução, formados por agentes, partes ou unidades²⁵ que co-interagem de uma forma não-linear (ESPÍNDOLA, 2006). Ainda segundo Espíndola (2006), as interações existentes entre as partes (que podem ocorrer direta ou indiretamente) geram propriedades no sistema que, por sua vez, afetam novamente os agentes impactando as interações subsequentes. Dessa sequência de interações emergem padrões de comportamento

²⁵ As denominações associadas aos componentes do sistema complexo (unidades, partes e agentes) apenas diferenciam-se conforme a aplicação do sistema. No caso de sistemas sociais, o termo *agentes* é mais comumente empregado por serem tratados como unidades de um sistema complexo capazes de tomarem ações individualmente, conforme restrições impostas pelo sistema.

e, embora os agentes não apresentem sempre as mesmas interações, esse comportamento é observado de maneira macro no sistema.

Embora seja difícil precisar o que seriam os sistemas complexos, existem algumas características não observadas nos sistemas clássicos usuais (sistemas simples) que podem transmitir uma idéia geral de pontos essenciais que um sistema deve ter para que se possa classificá-lo dentro da Teoria da Complexidade. Freitas (2003) utilizou trabalhos de três autores diferentes que, individualmente, expõem três características básicas desses sistemas: uma delas referente às partes que os compõem, outra referente às relações entre as partes e a terceira refere-se ao padrão de comportamento agregado.

A primeira característica considera que os sistemas complexos são compostos por um grande número de agentes com comportamentos heterogêneos, capazes de aprender e de se adaptar a possíveis mudanças, ou seja, os agentes são *adaptativos* e dotados de *inteligência*: tomam decisões e escolhem ações segundo regras determinadas e estão prontos para alterá-las com base em novas informações que surgem no ambiente. Já a segunda característica revela que tais agentes interagem direta ou indiretamente via mecanismos de *feedback* que acabam influenciando seu comportamento. Dessa forma, para que seja possível entender o comportamento de um sistema complexo, é necessário compreender o comportamento individual e também como acontecem as decisões e as ações em conjunto.

Combinando-se as duas características anteriores tem-se que um sistema complexo apresenta *padrão de ordenamento* (hierarquia) e estruturas que emergem entre esses níveis hierárquicos como um resultado das interações entre os agentes heterogêneos²⁶. Basicamente, esses padrões são ditos emergentes porque geralmente se manifestam em um nível hierárquico superior àquele em que ocorreu a interação e porque seu surgimento é espontâneo, ou seja, não decorre da intenção dos agentes fazê-los surgirem no agregado.

Sendo assim, de acordo com Freitas (2003), um sistema pode ser dito complexo quando:

- 1) Os agentes são inteligentes e adaptam-se a mudanças nas regras de ação;
- 2) Os agentes interagem mutuamente, de forma direta ou indireta e
- 3) As características *a* e *b*, em conjunto, fazem surgir uma estrutura emergente e evolucionária, com comportamento próprio.

²⁶ É importante ressaltar, inclusive, que tais características não estão isoladas no sistema e não podem ser tratadas separadamente: são interdependentes.

Complementarmente, outras definições de sistemas complexos podem ser mencionadas. Para Flake (2000), um sistema é dito complexo se exibir duas características, a saber: composição por agentes (ou partes) que interagem e exibição de propriedades emergentes, ou seja, propriedades que não fazem parte das unidades individuais. Para Durlauf (1997) um sistema é classificado como complexo caso exiba ordem como resultado das interações das diversas partes heterogêneas que o compõem.

Espíndola (2006) também coloca que são características importantes dos sistemas complexos a frustração, a hierarquia e a presença de atratores múltiplos. A frustração baseia-se no fato de a parte/agente pertencente ao sistema receber informações contraditórias; a organização por hierarquias faz menção aos distintos níveis de interação e organização dos sistemas, ou seja, o processamento da informação passa por diferentes etapas até alcançar um nível superior e por fim, os atratores múltiplos são responsáveis por atribuir tendências aos agentes do sistema, trazendo a possibilidade de existência de diversos equilíbrios (típico em sistemas complexos).

Cabe aqui deixar claro que a teoria da complexidade e a abordagem de sistemas complexos não surgiram para substituir a Teoria Econômica Neoclássica; elas são complementares. A principal diferença entre as duas abordagens reside na forma como o problema em questão é enfrentado. Na Teoria Econômica Neoclássica, os agentes econômicos são otimizadores racionais, enquanto na abordagem dos sistemas complexos não existe um modo dominante de processamento cognitivo. Os sistemas complexos geralmente não possuem solução analítica, pois os agentes é que devem descobrir como solucionar os problemas enfrentados e se adaptar ao mundo por eles criado em conjunto, criando um padrão agregado. Dessa forma, a informação disponível no ambiente se transforma em ação por intermédio da experiência. É o desenvolvimento desses padrões de comportamento emergentes que se constitui foco de estudo da complexidade (ARTHUR, DURLAUF, LANE; 1997).

Pode-se considerar que os sistemas complexos surgem naturalmente na Economia, visto que os agentes econômicos continuamente ajustam suas decisões e previsões. Suas reações são antecipadas e têm bases em estratégias que podem gerar resultados em consequência de seu comportamento, ou seja, a Economia é dependente de um processo que está em constante evolução (COLANDER, 2000).

Arthur, Durlauf e Lane (1997) também se preocuparam em justificar por que a Economia pode ser tratada como um sistema complexo. São descritas seis dificuldades encontradas na modelagem matemática convencional da Economia, a saber:

- 1) Interação dispersa;
- 2) Não existência de um controlador global das interações dos agentes;
- 3) Organização hierárquica cruzada;
- 4) Adaptação contínua;
- 5) Inovação constante;
- 6) Dinâmica fora do equilíbrio.

Os autores consideram que a Economia apresenta inúmeros níveis hierárquicos e é formada pela interação de agentes heterogêneos e dispersos cujas ações, simultaneamente, são influenciadas por outros e também pelo agregado que todos criam em conjunto. Ademais, não existe um controlador global desse conjunto de interações. Esse controle é feito por intermédio de mecanismos competitivos e de coordenação entre os próprios agentes. As ações dos indivíduos são mediadas por regras e cada ação/estratégia é revisada continuamente conforme os agentes acumulam *experiência* (processo de aprendizagem). Essa característica dá origem a inovações constantes, possibilitando o surgimento de diversos nichos de mercado. Por esse motivo, a Economia não opera em um equilíbrio ótimo global e esses fatores possibilitam o seu enquadramento em um sistema complexo.

Entretanto, existe a necessidade de se construir métodos que possibilitem modelar esses problemas e de estudar maneiras de analisar os mercados e seu comportamento evolutivo. Dentre as possibilidades encontradas, encontra-se a modelagem computacional baseada em agentes. Uma aplicação interessante na área de sistemas complexos é o *design* de mercados via simulação baseada em agentes. A próxima seção trata justamente dos procedimentos utilizados para o desenvolvimento do *design* de mercados cuja aplicação se estenda à modelagem computacional, que formará a base para o desenvolvimento do mercado foco deste trabalho.

2.2 *Design* de mercado e a modelagem computacional baseada em agentes

Para que se possa modelar um mercado é necessária a definição de objetivos claros que irão direcionar como o modelo deve se comportar. Contudo, apenas a especificação de objetivos não é suficiente para que a construção do modelo ocorra da maneira esperada em virtude da complexidade de relações existentes em um mercado.

MacKie-Mason e Wellman (2006) apresentam um guia de *design* de mercado que coloca três passos fundamentais na definição de uma transação comercial. O primeiro deles é

a conexão, ou seja, a descoberta da oportunidade de negócio; o segundo é o negócio em si, finalizado após a negociação durante a qual ocorreu a definição de termos e condições e, por fim, o terceiro passo, que consiste na troca do bem/serviço negociado. Sua definição de sistema de mercado é dada por um conjunto de agentes e o mecanismo de mercado por intermédio do qual esses agentes interagem, todos eles inseridos em um conjunto de instituições sociais como legislação, língua, governo etc.

Dada essa caracterização do mercado, os autores consideram que para o desenvolvimento do *design* de um ambiente de negociação devem ser tomadas duas decisões. A primeira delas é referente ao tipo do mecanismo de mercado que, por sua vez, deve ser separado em três fases: conexão, negociação e troca (transação). A segunda refere-se à maneira de interação entre os agentes e o próprio mecanismo de mercado, considerando que os agentes apresentam atributos como preferências, crenças, intenções e capacidades.

Um mecanismo de mercado deve especificar, por exemplo, as percepções dos agentes que deverão ser identificadas e o mapeamento de regras para a tomada de ações. As regras, por sua vez, são responsáveis por determinar quais ações são permitidas ou, ainda, o processo de escolha de características dos agentes dada a observação de certas ações e dadas as especificidades do mercado que se quer modelar. Ademais, Edmonds e Bryson (2003) tratam da complexidade do *design* e colocam que a única forma de se conhecer os resultados do sistema é fazê-lo funcionar e observar o desempenho emergente. Ou seja, podem-se conhecer muito bem as regras que permeiam o comportamento dos agentes que fazem parte de um sistema, mas a dificuldade do *design* de mercado é prever como a interação desses agentes irá se comportar.

Em Economia tradicionalmente procurou-se soluções “fechadas” para entender o comportamento das instituições econômicas. Exemplos desse comportamento são a hipótese de racionalidade perfeita dos agentes e a busca pelas soluções de equilíbrio em situações complexas. Com o passar do tempo, o interesse econômico deslocou-se de apenas buscar a caracterização do equilíbrio para incorporar também outros interesses, estimulado por quatro razões principais: (i) o interesse em obter soluções para o *design* de alguns mercados, difíceis de serem encontradas pelos métodos tradicionais; (ii) a percepção de que a hipótese de racionalidade perfeita dos agentes é irreal; (iii) o interesse em analisar e caracterizar o comportamento dos agentes fora do equilíbrio, ou seja, o comportamento dinâmico de um mercado e (iv) a inserção de modelagem do *aprendizado*, visto que agentes e instituições aprendem e, portanto, um modelo que não considera o aprendizado não é tão realista (MARKS, 2006).

Ainda segundo Marks (2006) é possível efetuar *design* de mercados sem considerarmos os agentes nele contidos. Para tanto, deve-se apresentar um problema muito bem definido. Nos casos de alguns mercados como, por exemplo o mercado de energia elétrica, nem sempre isso é possível. Teve início, então, o desenvolvimento da aplicação da modelagem computacional baseada em agentes ao *design* de mercado.

Segundo Tesfatsion (2009), existem basicamente quatro formas pelas quais os pesquisadores fazem uso da modelagem computacional baseada em agentes, a saber: empírica, normativa, heurística e metodológica. Os pesquisadores que fazem uso da abordagem *empírica* procuram explicações baseadas em repetidas interações entre agentes que participam de um ambiente específico. Já na abordagem *normativa* os pesquisadores estão interessados na avaliação dos *designs* propostos para políticas sociais, instituições ou processos que irão resultar em um sistema que tenha desempenho desejável ao longo do tempo. Alguns exemplos seriam sistemas de leilão e regras eleitorais. Nessa abordagem, um ambiente baseado em agentes é desenvolvido com o intuito de enquadrar os aspectos primordiais de um sistema social sob o *design* elaborado para o modelo. Então o sistema é “povoado” por agentes individuais e com capacidade de aprendizado que evoluem com o tempo.

A abordagem *heurística* se preocupa com a detecção de um comportamento maior gerado pela causalidade entre os mecanismos do sistema. Por exemplo, mesmo que as hipóteses adotadas por um modelo sejam simples, as consequências das interações entre os inúmeros agentes podem estar além do óbvio. Esses são os efeitos de larga escala das interações entre eles que, por sua vez, podem surpreender e são difíceis de serem previstas. Por fim, a abordagem *metodológica*. Seu foco é estudar desde princípios metodológicos até métodos que sejam capazes de auxiliar os pesquisadores de tal forma que seja possível o desenvolvimento de técnicas de programação e outras ferramentas aplicáveis à modelagem computacional baseada em agentes.

De maneira sintética, a modelagem computacional baseada em agentes aplicada a processos de Ciências Sociais faz uso de conceitos e instrumentais das Ciências da Computação. Isso representa o desenvolvimento de ferramentas que permitem o refinamento e evolução de teorias já existentes e de difícil modelagem com o uso de práticas matemáticas tradicionais e permite também um entendimento mais aprofundado das relações causais em sistemas multi-agentes. No caso específico dos mercados de energia elétrica, uma série de estudos foi desenvolvida por acadêmicos engenheiros e economistas aplicando o *design* de

mercado com modelagem computacional baseada em agentes. Tais trabalhos são abordados na próxima seção.

2.3 Modelagem computacional baseada em agentes em mercados de energia elétrica

Verkama *et al.* (1992) pioneiramente desenvolveu um estudo para examinar as interações entre agentes de um modelo sob várias condições iniciais por intermédio de “programação orientada ao objeto”. Dois anos depois, em outro trabalho, os autores empregaram o uso de agentes que representariam o comportamento humano e que poderiam, via algoritmos genético e de aprendizagem, apresentar evolução de suas propriedades com base em gerações passadas e em novas experiências.

No mesmo ano, Räsänen *et al.* (1994) introduziram um modelo desse tipo (orientado ao objeto) a um modelo de demanda de eletricidade, a primeira aplicação da técnica dessa modelagem no setor. No ano seguinte, Hämäläinen e Parantainen (1995) introduziram um novo tratamento para a análise de mercados de energia elétrica com o uso de agentes para modelar o lado da demanda e dois anos depois, Hämäläinen *et al.* (1997) aplicaram a técnica de modelagem baseada em agentes para ambos os lados do mercado, oferta e demanda. Nesse último trabalho, foi desenvolvido um mercado com base em Stackelberg em que o líder (ofertante) determina um preço para a eletricidade que maximiza a eficiência geral do mercado, dadas as respostas fornecidas pelos seguidores (demandantes).

Em 1992, Talukdar e Ramesh (1992) sugeriram um software que administrasse o sistema de geração de eletricidade quando o mercado (ambiente de operação) pudesse mudar rapidamente, idéia esta que foi evoluída por Krishna e Ramesh (1998) com o desenvolvimento de agentes “inteligentes” para ajudar os geradores a negociar com parceiros potenciais.

Richter e Sheblé (1998) usaram um algoritmo genético para a evolução de estratégias de oferta de preço em um mercado de eletricidade em que geradores e distribuidores compram e vendem energia elétrica via leilões duplos. Richter *et al.* (1999) aprofundou o estudo para estudo de estratégias de oferta de preço em leilões duplos de energia elétrica de maneira competitiva. Lane *et al.* (2000) aumentaram ainda mais o escopo dos estudos modelando os agentes em um mercado de eletricidade como *adaptativos*, aprendendo por intermédio de um algoritmo genético em um leilão duplo discriminatório de preço k .

Dentre os economistas, Curzon Price (1997) derivou dois modelos, ambos simplificações do mercado de eletricidade britânico que é representado por um leilão de preço

uniforme, visto que nesse mercado o preço do mercado é igual ao preço do último gerador chamado para atender a demanda. Em 2000, Nicolaisen *et al.* (2000) fizeram uso de um algoritmo genético em um modelo de leilão duplo *clearinghouse*²⁷ de preços discriminatórios, baseado em agentes, para estudar o exercício do poder de mercado em um mercado de energia elétrica. No ano seguinte, Nicolaisen, Petrov e Tesfatsion (2001) alteraram o modelo utilizando uma forma de aprendizado que o permite ser individual via algoritmo de aprendizado por reforço (*reinforcement learning*). O foco deste trabalho estava no *design* do mercado de energia elétrica.

Outros trabalhos relevantes foram produzidos por Bunn e Day (1998), Bower e Bunn (2000, 2001), Bunn e Oliveira (2001, 2003) e Bower *et al.* (2001). Em Bunn e Day (1998), devido à privatização e desregulamentação do setor de geração de energia elétrica na Grã Bretanha, foi proposto um modelo de simulação baseado em agentes para analisar o comportamento dos geradores no curto e no longo prazos, com aprendizado. Bower e Bunn (2000, 2001) desenvolveram uma simulação para o mercado inglês como um todo para testar o impacto de arranjos alternativos nos preços de mercado, mais especificamente com leilões de preços discriminatórios e uniformes. Bunn e Oliveira (2001) descrevem um modelo com simulação mais detalhada, levando em consideração fatores como as restrições dinâmicas diárias do sistema e diferentes custos marginais para cada tecnologia de geração. O aprendizado dos agentes fica por conta de um algoritmo inspirado em algoritmos genéticos.

Já em seu trabalho de 2003, Bunn e Oliveira usaram uma simulação baseada em agentes para analisar a possibilidade de abuso de poder de mercado em um mercado de eletricidade competitivo. Ademais, o aprendizado dos agentes nesse segundo trabalho acontece por um algoritmo de reforço. Aqui, o foco do trabalho reside, principalmente, no estudo da possibilidade de exercício de poder de mercado dadas algumas condições, não na estrutura de mercado em si. Por fim, Bower *et al.* (2001) aplicaram um modelo baseado em agentes para o mercado de eletricidade alemão com o intuito de analisar os efeitos da consolidação do sistema sobre os preços e o potencial de exercício do poder de mercado dos principais geradores.

Tomando como referência essa série de aplicações da modelagem computacional baseada em agentes a mercados de energia elétrica ao redor do mundo, desenvolveremos adiante um modelo computacional baseado em agentes no mercado brasileiro de energia elétrica gerada por biomassa com o intuito de analisar o impacto da volatilidade do PLD sobre

²⁷ Um mercado *clearinghouse* é aquele no qual todos os negociadores ofertam antes de fechar o mercado. Pode ser de preços discriminatórios ou uniformes (MARKS, 2006, pp. 1363).

a formação de preço nesse mercado. O próximo capítulo é dedicado ao desenvolvimento do referido modelo e à explanação dos principais resultados obtidos.

CAPÍTULO 3

UM MODELO COMPUTACIONAL BASEADO EM AGENTES DO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA GERADA POR BIOMASSA

Como apresentado no primeiro capítulo, a indústria de energia elétrica nacional tem uma história calcada em uma organização tipicamente centralizada pelo Estado, que concentrava as funções de gerador, transmissor e distribuidor. Recentemente essa estrutura organizacional sofreu fortes mudanças, quando teve início uma profunda reestruturação setorial que reposicionou os agentes do setor em atividades diferentes, movimento esse observado ao redor do mundo com o intuito de induzir mais eficiência e competitividade em um setor caracterizado pela sua essencialidade e pela presença de monopólios naturais.

No ano de 2004 o SEB passou a ser composto por agentes geradores, distribuidores, transmissores, comercializadores e consumidores livres que interagem via ACR e/ou ACL. A partir de então, embora ainda existam grandes empresas estatais que atuam no setor, a iniciativa privada passou a agir de maneira mais intensa. Assim, distribuidores e transmissores tornaram-se responsáveis pela infra-estrutura necessária ao transporte de energia elétrica e consumidores livres puderam comprar energia diretamente de um gerador que, agora, é responsável exclusivamente pela geração de energia.

Com a definição clara das funções de cada agente no setor elétrico objetiva-se a busca por eficiência de mercado o que, segundo Nicolaisen, Petrov e Tesfatsion (2001), requer que a demanda por eletricidade seja atendida com o *mix* da capacidade existente ao menor custo possível. Entretanto, embora seja desejável prevermos os acontecimentos do mercado de energia elétrica e especialmente as implicações que sua estrutura gera sobre a eficiência do conjunto de relações entre os agentes, a complexidade que se observa na sua forma de organização torna difícil a aplicação de ferramentas analíticas comumente utilizadas, bem como dificulta o desenvolvimento de estudos empíricos em função da dificuldade de acesso e escassez de dados disponíveis.

Alguns estudos que fizeram uso da modelagem computacional baseada em agentes representam o mercado de energia elétrica como um *clearinghouse double auction*. Este tipo de estrutura de negociação é um leilão duplo caracterizado pela presença de uma organização (*clearinghouse*) responsável por coletar as informações (preços) do mercado e realizar as trocas de tal sorte que o mercado atinja um ponto eficiente, no qual o excedente total é maximizado. Embora o modelo computacional baseado em agentes desenvolvido neste capítulo represente o mercado de energia elétrica gerada por biomassa como um leilão duplo

(visto que as negociações ocorrem diretamente entre os agentes), a hipótese de existência de uma *clearinghouse* é descartada por não corresponder à realidade do referido mercado.

Como já especificado na introdução do presente trabalho, o objetivo principal do modelo aqui proposto é estudar o impacto da volatilidade do PLD sobre o processo de formação de preço no mercado brasileiro de energia elétrica gerada por biomassa. Para isso, o presente capítulo está organizado como segue. Na seção 3.1 é colocada uma visão geral do funcionamento do modelo. Na sequência são abordados, em seções específicas, a comercialização no mercado a termo (seção 3.3), no mercado à vista (seção 3.4) e a descrição do algoritmo de aprendizagem por reforço utilizado no modelo (seção 3.4). Por fim, na seção 3.5 são apresentados os resultados obtidos com as simulações.

3.1 Visão geral

Como já exposto em detalhes na seção 1.3, atualmente no Brasil a comercialização de energia elétrica pode ocorrer no ACR e no ACL. Os geradores podem escolher em qual dos dois ambientes existentes querem comercializar energia, podendo comercializar em ambos. Já os consumidores que tem demanda superior a 3 MW têm a opção de escolherem entre comprar energia no mercado cativo (diretamente com as concessionárias de distribuição responsáveis pela área em que se encontram instalados) ou no mercado livre (ACL), diretamente com os geradores. Além disso, os consumidores que possuem demanda entre 500 kW e 3 MW podem também ter essa opção desde que, no mercado livre, comercializem energia elétrica com geradores de fontes alternativas (biomassa, eólica e solar). Uma vez feita a escolha pelo mercado livre, existe um período de tempo mínimo durante o qual o consumidor nele deve ficar e, para voltar ao mercado cativo, deve respeitar esse prazo.

Quando os consumidores (geradores) migram para o ACL são necessárias estimativas de consumo (geração) de energia para que seja possível fazer uma negociação de longo prazo, ficando o mercado de curto prazo destinado a ajustes de contratos em virtude da não exatidão das previsões. Além dessa impossibilidade de previsão perfeita, alguns consumidores (geradores) podem decidir comprar (vender) parte de sua energia elétrica futura no *mercado à vista* (MV) por esperarem quedas (elevações) de preços neste mercado. Sendo assim, depois de negociarem contratos a termo (longo prazo), os agentes direcionam-se ao mercado à vista (curto prazo) para fazerem negociações de ajustes desses contratos, a saber: (i) compra de energia, no caso dos consumidores que contrataram menos energia do que o consumo efetivo ou, ainda, geradores que não tenham gerado o montante suficiente para cumprir seus

contratos; e (ii) venda de energia, no caso dos geradores que produziram um montante superior ao do previamente contratado. Em outros termos, a primeira decisão importante que consumidores livres e geradores devem tomar diz respeito à fração de sua energia que será deixada para ser negociada no mercado à vista. A esta fração dar-se-á o nome de *grau de descontratação* do agente.

O mercado artificial que desenvolveremos aqui, doravante denominado *MarketSim*, consiste, basicamente, na interação direta (em pares formados aleatoriamente ao longo do tempo) entre consumidores livres e geradores sob o formato de um leilão duplo durante sucessivos períodos de mercado. No início de um período de mercado t ocorrem as transações a termo, nas quais são negociadas as quantidades e preços de energia elétrica que serão oferecidas e consumidas durante o referido período de mercado. Após o fechamento do *mercado a termo* (MT), contratos de ajuste são feitos no MV tal que no fim do período de mercado t toda a quantidade de energia elétrica gerada é consumida. Em suma, um período de mercado t tem início com a abertura do mercado a termo e termina com o fechamento do mercado à vista, onde são negociadas as quantidades de energia elétrica não transacionadas no MT.

Após cada agente definir o grau de descontratação com que deseja iniciar o período de mercado t , o mercado a termo neste período começa com encontros aleatórios em pares entre geradores e consumidores. Cada gerador propõe inicialmente um *preço de venda* (*ask*) e cada consumidor um *preço de compra* (*bid*). Toda vez que o preço de compra for superior ao preço de venda ocorre o fechamento de um contrato, caso contrário não há negociação. Esse procedimento se repete até que um dos lados tenha negociado toda a energia que planejava negociar (regra do lado curto do mercado). Em seguida, os agentes são direcionados ao mercado à vista, onde o mesmo procedimento se repete até que a energia seja esgotada.

Conforme se dá a evolução do jogo, os agentes alteram suas propostas de preço dentro de cada mercado, bem como o grau de descontratação planejado. Para tanto, foi utilizado o algoritmo de aprendizagem de Roth-Erev modificado aplicado em Nicolaisen, Petrov e Tesfatsion (2001). Dessa forma, geradores e consumidores atualizam individual e recorrentemente seus preços de venda e de compra, dentro de um mesmo mercado para um dado período de mercado (denominado na programação de *step*²⁸). Tais atualizações são feitas com base nas experiências adquiridas em termos de retornos (*payoffs*) gerados no passado, de

²⁸ Cada *step*, (período de mercado) é formado por um ambiente de negociação de mercado de longo prazo e um ambiente de mercado de curto prazo. Completado um *step* da simulação, os agentes são direcionados a outro *step* e assim sucessivamente.

tal forma a permitir a exploração de oportunidades de ganhos oriundos do comportamento com relação aos preços.

Ao final de cada período de mercado, cada agente avalia os retornos obtidos em conjunto nas negociações a termo e à vista para que possa aprender e adequar, individualmente, o grau de descontratação para o próximo período. Por exemplo, caso os retornos de um consumidor tenham sido ruins em virtude de preços mais elevados no mercado à vista, o agente, com o passar do tempo, tende a escolher um grau de descontratação mais baixo na busca de retornos melhores.

De maneira geral, é dessa forma que o *MarketSim* traz para a linguagem computacional os principais traços do mercado brasileiro de eletricidade gerada por biomassa, claro, com simplificações. A Figura 3.1 ilustra o esquema geral de funcionamento do modelo. O objetivo dos agentes é, via comportamento adaptativo (aprendizado), escolher as estratégias de preço e grau de descontratação que lhes tragam o maior retorno possível ou, no mínimo, retornos cada vez maiores. A próxima seção detalha o algoritmo de negociação utilizado para o mercado a termo.

Figura 3.1. Esquema de funcionamento do *MarketSim*
 Fonte: elaboração da autora

3.2 A comercialização de energia no mercado a termo

Como já dito anteriormente, cada período de mercado compreende simulações consecutivas no MT e no MV, ou seja, corresponde à abertura e ao fechamento do MT e também à subsequente abertura e fechamento do MV. Começemos, então, pelo tratamento da negociação no MT, que se refere à contratação de uma certa quantidade de energia elétrica que será entregue ao longo do período de mercado a um preço pré-estabelecido.

Os agentes do mercado brasileiro de eletricidade têm duas opções de atuação. Geradores podem vender sua energia tanto no mercado livre, via negociações bilaterais, quanto no mercado regulado, via leilões realizados pelo Governo Federal. Já os consumidores que apresentem demandas superiores a 500 kW, o perfil alvo desse estudo, podem comprar sua energia no mercado livre, negociando diretamente com os geradores, ou no mercado cativo, isto é, com a distribuidora local (na região onde está localizado).

O *MarketSim* simula o ambiente de negociação bilateral (mercado livre), formado por MT e MV. Suporemos que durante o horizonte de análise existam um número constante I de consumidores livres e um número constante J de geradores. Sejam $GDC_{j,t}$ o grau de descontração do gerador j no período t e $QG_{j,t}$ a quantidade que o gerador j planeja vender no período de mercado t . Analogamente, sejam $GDC_{i,t}$ o grau de descontração do consumidor i no período t e $QC_{i,t}$ a quantidade de energia elétrica que este consumidor planeja comprar no período de mercado t . Considerando a regra do lado curto do mercado, a quantidade total de energia negociada no MT será:

$$Q_t^{MT} = \text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^m QC_{i,t} (1 - GDC_{i,t}), \sum_{j=1}^n QG_{j,t} (1 - GDC_{j,t}) \right\}, \quad (3.1)$$

na qual $\sum_{i=1}^m QC_{i,t} (1 - GDC_{i,t})$ e $\sum_{j=1}^n QG_{j,t} (1 - GDC_{j,t})$ correspondem, respectivamente, ao total de energia que os consumidores e geradores planejam negociar no MT no período de mercado t . A energia não negociada por um dos lados do mercado é direcionada às negociações do MV. Esta energia não negociada aparece na Figura 3.1 com a denominação de *resíduo*.

No MT cada gerador participará de pelo menos uma rodada de negociação. Em cada rodada de negociação um gerador j deverá propor um preço de venda da sua energia. Para se

definir os preços de venda possíveis, ou seja, o conjunto de ações $AG_{j,t}^{MT}$ de cada gerador j no MT é necessário determinar previamente os preços mínimos que os geradores estão dispostos a vender a energia elétrica e os preços máximos que os consumidores estão dispostos a pagar por essa energia em um dado período de mercado t . Em suma, os *preços limites* dos agentes devem ser especificados.

Para um gerador j , o preço limite $PLG_{j,t}$ no MT indica o mínimo que este gerador deve receber por MWh contratado em t , dado o valor esperado da receita média obtida com as vendas no MV, denotada por $RMe_{j,t}^{MV}$, para que seja viável a venda no mercado livre ao invés de vender a energia no leilão e obter uma receita por MWh negociado dada por R_t . Mais precisamente, o período t será viável para o gerador j se não for cobrado no MT um preço inferior a $PLG_{j,t}$, dado o valor esperado $RMe_{j,t}^{MV}$. Portanto, o preço $PLG_{j,t}$ é definido implicitamente pela seguinte condição de igualdade entre as receitas por MWh no ACL (lado esquerdo) e a estabelecida em leilão (lado direito):

$$(1 - GDG_{j,t})PLG_{j,t} + RMe_{j,t}^{MV} = R_t. \quad (3.2)$$

Isolando o preço do j -ésimo gerador em (3.2) obtemos:

$$PLG_{j,t} = \frac{R_t - RMe_{j,t}^{MV}}{1 - GDG_{j,t}}. \quad (3.3)$$

Cabe salientar que, se o valor esperado da receita média obtida com as vendas no MV $RMe_{j,t}^{MV}$ for suficientemente alto, este preço limite será negativo. Isso indica que o gerador poderia até pagar os contratos a termo para o consumidor utilizar sua energia elétrica, pois ainda teria uma receita por MWh (oriunda do MV) que igualaria a receita por MWh gerada ao preço de leilão.

Como já observado, sabe-se que para qualquer gerador j não convém propor um preço de venda inferior a $PLG_{j,t}$, assim como não seria factível pedir um preço superior ao custo que o consumidor teria no mercado cativo, ou seja, T_t . Todavia, como já dito, a depender dos desempenhos passados pode ser que se tenham ocorrências de $PLG_{j,t}$ negativo, devido ao extremo sucesso do gerador em negociações anteriores tal que ele seria capaz de pagar para o

consumidor usar sua energia. Por ser isto uma atuação impraticável no mercado, definiremos o conjunto de ações possíveis do j -ésimo gerador como segue:

$$AG_{j,t}^{MT} = \left\{ PVG_{j,k,t}^{MT} = PLG_{j,t} + \frac{k-1}{K-1}(T_t - PLG_{j,t}) : k = 1, 2, \dots, K \right\} \text{ se } PLG_{j,t} > 0$$

ou

(3.4)

$$AG_{j,t}^{MT} = \left\{ PVG_{j,k,t}^{MT} = \frac{k-1}{K-1}T_t : k = 1, 2, \dots, K \right\}, \text{ se } PLG_{j,t} \leq 0.$$

Assim, o preço de venda $PVG_{j,k,t}^{MT} \in AG_{j,t}^{MT}$ que o j -ésimo gerador pode propor em qualquer barganha dentro do período de mercado t estará limitado a dois intervalos, a depender do valor do $PLG_{j,t}$. Caso o $PLG_{j,t}$ seja estritamente positivo, os preços estarão em um intervalo delimitado por este preço (ação $k=1$) e pela tarifa paga pelos consumidores no mercado cativo (ação $k=K$). Caso contrário, o preço de venda proposto pelo gerador estará em um intervalo entre zero (ação $k=1$) e a tarifa paga pelos consumidores no mercado cativo (ação $k=K$).

Uma análise similar pode ser feita para os consumidores. O preço limite de um consumidor i no período de mercado t , denotado por $PLC_{i,t}$, representa o máximo que o consumidor deveria pagar pela energia no MT para que o custo por MWh seja pelo menos igual à tarifa vigente no mercado cativo T_t . Mais precisamente, para que o período t seja viável para o consumidor i não deve ser pago, no MT, um preço superior a $PLC_{i,t}$, dado o valor esperado do custo por MWh no mercado à vista, denotado por $CMe_{i,t}^{MV}$. Logo, o preço $PLC_{i,t}$ é definido implicitamente pela seguinte condição de igualdade entre os custos por MWh no ACL (lado esquerdo) e o respectivo custo no mercado cativo (lado direito):

$$(1 - GDC_{i,t})PLC_{i,t} + CMe_{i,t}^{MV} = T_t, \quad (3.5)$$

Isolando o preço limite do i -ésimo consumidor em (3.5) obtemos:

$$PLC_{i,t} = \frac{T_t - CMe_{i,t}^{MV}}{1 - GDC_{i,t}}, \quad (3.6)$$

Para o i -ésimo consumidor convém propor um preço de compra inferior ao $PLC_{i,t}$, assim como seria inviável propor um preço de compra inferior à receita que o gerador teria no leilão, ou seja, R_t . Como ocorre no caso do gerador, a depender dos desempenhos observados ao longo das simulações, pode ser que haja ocorrências de $PLC_{i,t}$ negativos. Isto ocorreria caso houvesse um extremo mau desempenho dos consumidores em negociações anteriores, ou seja, tais negociações apresentariam retornos tão ruins que só compensaria para o consumidor fechar contratos no MT se o gerador pagasse para que sua energia fosse consumida. Por também ser uma atuação impraticável no mercado, definiremos o conjunto de ações do consumidor i como segue:

$$AC_{i,t}^{MT} = \left\{ PCC_{i,k,t}^{MT} = R_t + \frac{k-1}{K-1} (PLC_{i,t} - R_t) : k = 1, 2, \dots, K \right\}, \text{ se } PLC_{i,t} > 0,$$

ou

(3.7)

$$AC_{i,t}^{MT} = \left\{ PCC_{i,k,t}^{MT} = \frac{k-1}{K-1} R_t : k = 1, 2, \dots, K \right\}, \text{ se } PLC_{i,t} \leq 0.$$

A definição (3.7) nos diz que o preço de compra que o i -ésimo consumidor irá propor $PCC_{i,k,t}^{MT} \in AC_{i,k,t}^{MT}$ em qualquer barganha dentro do período de mercado t estará limitado a dois intervalos, a depender do valor do $PLC_{i,t}$. Caso $PLC_{i,t}$ seja estritamente positivo, os preços estarão em um intervalo delimitado pela receita que os geradores obteriam com a venda em leilão (ação $k = 1$) e pelo próprio $PLC_{i,t}$ (ação $k = K$). Caso contrário, o preço ofertado pelos consumidores estará em um intervalo dado por um entre zero (ação $k = 1$) e pela receita obtida no leilão pelos geradores (ação $k = K$).

Adotaremos a premissa simplificadora de que todos os agentes começam cada período de mercado com a mesma quantidade planejada de energia elétrica, a qual não muda ao longo do tempo, dada pela razão entre a quantidade total de energia elétrica disponível para a comercialização no mercado, tomada como constante e exogenamente determinada, e o número de agentes. Por exemplo, se no mercado como um todo a quantidade de energia elétrica disponível for 200 MWh e o mercado tiver 10 agentes, cada agente planejará consumir/gerar 20 MWh.

A cada abertura do MT todos os geradores e consumidores têm definidos seus graus de descontratação, que podem variar de zero a 10%, ou seja, $GDC_{i,t} \in [0, \frac{1}{10}]$ e

$GDG_{j,t} \in [0, \frac{1}{10}]$ para todo $i = 1, 2, \dots, I$ e $j = 1, 2, \dots, J$. Dados os graus de descontração planejados e as expectativas $RMe_{j,t}^{MV}$ e $CMe_{i,t}^{MV}$, pelas funções (3.3) e (3.6) são determinados os preços limites dos agentes e, portanto, os conjuntos de ações (3.4) e (3.7). Cada agente escolhe aleatoriamente²⁹ uma ação k no seu conjunto de ações. Feito isso, têm início os encontros aleatórios entre geradores e consumidores com a condição de fechamento de negócio sendo o preço de compra do consumidor maior ou igual ao preço de venda do gerador. Após os encontros e as tentativas de negociação, os agentes são direcionados ao algoritmo de aprendizado elaborado para o MT. Nessa fase são calculados os retornos de cada agente como forma de avaliação do desempenho dos negócios fechados por geradores e consumidores.

Para que seja possível efetuar essa análise e calcularmos os retornos, deve-se levar em consideração também o que poderia ocorrer se os agentes tivessem optado pelos outros mercados (mercado regulado e mercado cativo). Um gerador, quando avalia seu desempenho, compara sua receita média (a receita de venda de 1 MWh) no mercado livre com aquela que seria obtida caso a venda tivesse ocorrido em leilão (mercado regulado). Já do lado do consumidor, a comparação é feita entre o custo efetivo de 1 MWh no mercado livre³⁰ com o custo no qual o consumidor teria incorrido para comprar o mesmo MWh no mercado cativo. Essa comparação pode ser representada justamente pelo preço limite de que cada agente (gerador ou consumidor) dispõe visto que sua definição corresponde ao preço que tornaria o desempenho do agente no mercado livre igual ao respectivo desempenho no mercado alternativo. Uma hipótese simplificadora do modelo é que todos os agentes têm expectativas estáticas. Sendo assim, todos eles dão início a um período t acreditando que o preço limite para aquele período será igual ao observado no período de mercado anterior. Ademais, no primeiro período de mercado, no início das simulações do MT, tomaremos como condição inicial:

$$RMe_{j,0}^{MV} = CMe_{i,0}^{MV} = PLD_{-1}, \quad (3.8)$$

sendo PLD_{-1} o preço de liquidação das diferenças observado antes da primeira abertura do MT. Dessa forma, além de serem iguais, é como se no MV anterior não tivesse ocorrido a

²⁹ A maneira precisa com que esta escolha aleatória é feita será explicada na seção 3.4.

³⁰ Já levando em consideração não só os contratos no mercado à vista, mas também os contratos a termo.

presença de ganhos (*spreads*) nas negociações e todos os contratos nele fechados fossem valorados ao *PLD* então vigente.

Suporemos que cada gerador avalia seu desempenho no MT comparando a receita que seria obtida com a venda do montante de energia negociado no MT com a respectiva receita que seria obtida na venda ao preço fixado por leilão. Assim, o j -ésimo gerador que escolheu a ação k numa rodada de negociação dentro do período de mercado t e obteve o fechamento de um contrato c associa o retorno $Q_{j,k,t,c}^{MT} (P_{j,k,t,c}^{MT} - PLG_{j,t})$ à ação k , sendo $Q_{j,k,t,c}^{MT}$ a quantidade transacionada e $P_{j,k,t,c}^{MT}$ o preço por MWh fixado no contrato c . Este retorno nada mais é do que o excedente de remuneração obtido pelo gerador j no c -ésimo contrato fechado no período de mercado t ao escolher a ação k quando comparado ao seu preço limite do período t . Naturalmente, se não ocorre o fechamento de contrato numa dada rodada de negociação quando o gerador j escolhe uma ação k , o retorno associado a esta ação é nulo. O gerador j tenta certo número de vezes fechar contratos utilizando a ação k . Depois disto avalia o retorno desta ação simplesmente somando os excedentes obtidos nos C contratos a termo fechados:

$$RG_{j,k,t}^{MT} = \sum_{c=1}^C Q_{j,k,t,c}^{MT} (P_{j,k,t,c}^{MT} - PLG_{j,t}). \quad (3.9)$$

Em outras palavras, o retorno do gerador j no MT quando ele usa a ação k é simplesmente a remuneração total obtida acima daquela que igualaria sua receita à que seria obtida no mercado regulado (leilão) se neste último fosse vendida a quantidade de energia elétrica

$$\sum_{c=1}^C Q_{j,k,t,c}^{MT}.$$

Analogamente, cada consumidor i compara o custo por MWh que foi pago na compra do montante de energia negociado no MT com o respectivo custo em que teria sido incorrido na compra da mesma quantidade de energia no mercado cativo. Dessa forma, o retorno do i -ésimo consumidor que escolheu a ação k no período de mercado t e fechou C contratos a termo é dada por:

$$RC_{i,k,t}^{MT} = \sum_{c=1}^C Q_{i,k,t,c}^{MT} (PLC_{i,t} - P_{i,k,t,c}^{MT}), \quad (3.10)$$

sendo $Q_{i,k,t,c}^{MT} (PLC_{i,t} - P_{i,k,t,c}^{MT})$ o quanto o consumidor i deixou de pagar ou pagou a mais no MT por ter escolhido a ação k , dado pela soma do que seriam os valores de cada contrato no MT, valorados ao $PLC_{i,t}$ (maior disposição a pagar dos consumidores), subtraídos os valores de cada contrato no MT valorados ao preço efetivo de fechamento.

Esse procedimento de encontros aleatórios, seguido de cálculo de retornos e aprendizagem se repete até que um dos lados (consumo ou geração) tenha esgotado a energia disponível para negociação.

Para a análise que será feita na seção 3.5, será conveniente definir aqui o *preço médio de negociação no MT*, denotado por PMe_t^{MT} . Esta estatística fornece o preço pago em média por MWh contratado no MT, obtido pela divisão do somatório dos valores monetários dos L contratos negociados no MT em um dado período de mercado t e a quantidade total negociada nestes L contratos, ou seja:

$$PMe_t^{MT} = \frac{\sum_{\ell=1}^L (Q_{\ell,t}^{MT} P_{\ell,t}^{MT})}{\sum_{\ell=1}^L Q_{\ell,t}^{MT}}, \quad (3.11)$$

sendo $Q_{\ell,t}^{MT}$ a quantidade transacionada e $P_{\ell,t}^{MT}$ o preço por MWh no ℓ -ésimo contrato fechado no MT no período t .

3.3 A comercialização de energia no mercado à vista

Após os planos dos consumidores ou dos geradores serem satisfeitos no MT, os agentes dão início às negociações no MV com o intuito de ajustarem as diferenças. Obviamente, os agentes que não tiveram seus planos de consumo/geração satisfeitos apresentarão um grau de desconstratação *efetivo* diferente do grau de desconstratação *planejado*.

O grau de desconstratação efetivo de um agente nada mais é do que a proporção (do total da energia do agente programada para ser comercializada no período de mercado t) da diferença entre esse mesmo total de energia e o somatório dos contratos efetivamente negociados no MT. Para isso, usam-se as fórmulas representadas pelas equações (3.12), para geradores e (3.13), para consumidores, a seguir:

$$GDG_{j,t}^e = 1 - \frac{\sum_{c=1}^C Q_{j,t,c}^{MT}}{QG_{j,t}}, \quad (3.12)$$

$$GDC_{i,t}^e = 1 - \frac{\sum_{c=1}^C Q_{i,t,c}^{MT}}{QC_{i,t}}. \quad (3.13)$$

Ou seja, a quantidade total de energia com que o agente é direcionado ao MV é exatamente a energia que estava inicialmente descontratada mais a energia não negociada no MT, representado na Figura 3.1 como *resíduo*.

Definidas as quantidades iniciais, assim como no MT, cada gerador e cada consumidor participará de pelo menos uma rodada de negociação e em cada rodada de negociação um gerador j deverá propor um preço de venda da sua energia, assim como um consumidor i deverá propor um preço de compra da sua energia. Para se definir os preços de venda e compra possíveis, ou seja, o conjunto de ações $AG_{j,t}^{MV}$ de cada gerador j e o conjunto de ações $AC_{i,t}^{MV}$ de cada consumidor i no MV, é necessário determinar previamente os preços mínimos pelos quais os geradores aceitam vender energia e os preços máximos que os consumidores estão dispostos a pagar por essa energia em um dado período de mercado t .

Intuitivamente, sabe-se que para qualquer gerador j não convém propor um preço de venda inferior a PLD_t , agora conhecido, porque a remuneração mínima que o gerador obtém no mercado de curto prazo é a liquidação na CCEE, valorada ao PLD do período, limitado ao seu preço teto, denotado por $PLD_{\max}$. Logo, definiremos o conjunto de ações possíveis do j -ésimo gerador como segue:

$$AG_{j,t}^{MV} = \left\{ PVG_{j,k,t}^{MV} = [PLD_{\max} - \beta(PLD_{\max} - PLD_t)] + \frac{k-1}{K-1} \beta(PLD_{\max} - PLD_t) : k = 1, 2, \dots, K \right\}, \quad (3.14)$$

no qual β representa o parâmetro de controle do intervalo do conjunto de ações e $0,5 < \beta \leq 1$.

A definição (3.14) nos diz que o preço de venda que o j -ésimo gerador irá propor $PVG_{j,k,t}^{MV} \in AG_{j,t}^{MV}$ em qualquer barganha dentro do MV no período de mercado t estará em um intervalo limitado por $PLD_{\max}$ menos um percentual da diferença entre $PLD_{\max}$ e PLD_t , dado por β (ação $k = 1$) e pelo próprio $PLD_{\max}$ (ação $k = K$).

Analogamente, para o i -ésimo consumidor não convém propor um preço de compra inferior ao PLD_t , assim como seria irracional propor um preço de compra superior ao teto do preço $spot$, $PLD_{\max}$. Podemos definir, então, o conjunto de ações do consumidor i como segue:

$$AC_{i,t}^{MV} = \left\{ PCC_{i,k,t}^{MV} = PLD_t + \beta(PLD_{\max} - PLD_t) \frac{k-1}{K-1} : k = 1, 2, \dots, K \right\}. \quad (3.15)$$

no qual β representa o parâmetro de controle do intervalo do conjunto de ações e $0,5 < \beta \leq 1$.

A definição (3.15) nos diz que o preço de compra que o i -ésimo consumidor irá propor $PCC_{i,k,t}^{MV} \in AC_{i,k,t}^{MV}$ em qualquer barganha dentro do MV no período de mercado t estará em um intervalo limitado pelo preço $spot$ do período de mercado t , PLD_t (ação $k=1$) e por ele próprio acrescido de uma parcela da diferença entre $PLD_{\max}$ e PLD_t , dado por β (ação $k=K$).

Definidos os conjuntos de ações para geradores e consumidores, a sistemática de negociação é idêntica àquela descrita no MT: cada agente escolhe aleatoriamente³¹ uma ação k no seu conjunto de ações e, assim, têm início os encontros aleatórios entre geradores e consumidores com a condição de fechamento de negócio sendo o preço de compra do consumidor maior ou igual ao preço de venda do gerador. Após os encontros e as tentativas de negociação, os agentes são direcionados ao algoritmo de aprendizado elaborado para o MV. Aqui são calculados os retornos de cada agente como forma de avaliar o desempenho dos negócios fechados no MV. Esse procedimento de encontros aleatórios, seguido de cálculo de retornos e aprendizagem se repete até que toda a energia disponível para negociação tenha sido negociada.

Novamente, para que seja possível efetuar a análise de desempenho dos agentes e calcularmos os retornos, deve-se levar em consideração o que poderia ocorrer se os agentes tivessem optado pela liquidação na CCEE. Ou seja, o gerador, ao avaliar seu desempenho, irá comparar sua receita média (a receita de venda de 1 MWh) no mercado à vista com aquela que seria obtida caso a venda tivesse ocorrido ao preço PLD_t . Já do lado do consumidor, a comparação é feita entre o custo efetivo de 1 MWh no mercado à vista com o custo que o

³¹ A maneira precisa com que esta escolha aleatória é feita será explicada na seção 3.4.

consumidor teria incorrido para comprar o mesmo MWh via liquidação na CCEE, situação na qual incorreria em penalidades por ter consumido acima do volume contratado.

Suporemos, então, que cada gerador avalia seu desempenho no MV comparando a receita que seria obtida com a venda do montante de energia negociado no MV ao preço *spot* (CCEE) com a respectiva receita obtida na venda via contratos bilaterais entre agentes. Assim, o j -ésimo gerador que escolheu a ação k numa rodada de negociação dentro do período de mercado t e obteve o fechamento de um contrato c no MV associa o retorno $Q_{j,k,t,c}^{MV} (P_{j,k,t,c}^{MV} - PLD_t)$ à ação k , sendo $Q_{j,k,t,c}^{MV}$ a quantidade transacionada no MV e $P_{j,k,t,c}^{MV}$ o preço por MWh fixado no contrato c . Este retorno nada mais é do que o excedente de remuneração obtido pelo gerador j no c -ésimo contrato fechado no período de mercado t ao escolher a ação k para a negociação no MV, comparado ao PLD_t . Naturalmente, assim como observado no MT, quando não ocorre o fechamento de contrato numa dada rodada de negociação quando o gerador j escolhe uma ação k , o retorno associado a esta ação é nulo. O gerador j tenta certo número de vezes fechar contratos utilizando a ação k . Depois disto avalia o retorno desta ação simplesmente somando os excedentes obtidos nos C contratos à vista fechados:

$$RG_{j,k,t}^{MV} = \sum_{c=1}^C Q_{j,k,t,c}^{MV} (P_{j,k,t,c}^{MV} - PLD_t). \quad (3.16)$$

Então, o retorno do gerador j no MV quando faz uso da ação k é simplesmente a remuneração total obtida acima daquela que igualaria sua receita à que seria obtida com a liquidação na CCEE se nela fosse vendida a quantidade de energia elétrica $\sum_{c=1}^C Q_{j,k,t,c}^{MV}$.

Analogamente, cada consumidor i compara o custo por MWh que foi pago na compra do montante de energia negociado no MV com o respectivo custo em que teria sido incorrido na compra da mesma quantidade de energia via CCEE (liquidação negativa ao PLD_t). Como o consumidor é penalizado caso fique descontratado, compara seus custos efetivos com aqueles que seriam obtidos caso a energia não fosse comprada. Como, pela regra de comercialização, a valoração da penalidade acontece pelo maior valor entre o *Valor de Referência* (VR), calculado pela ANEEL, e o PLD médio do período, então a comparação de custos do consumidor deve considerar, também, os custos de penalidade no caso de não negociação da energia. Logo, o retorno será dado pela diferença entre o custo da energia caso

não exista negociação e o valor pago pela mesma energia. Dessa forma, o retorno do i -ésimo consumidor que escolheu a ação k no período de mercado t e fechou C contratos à vista é dada por:

$$RC_{i,k,t}^{MV} = \sum_{c=1}^C Q_{i,k,t,c}^{MV} [\max(VR, PLD_t) - P_{i,k,t,c}^{MV}], \quad (3.17)$$

sendo $Q_{i,k,t,c}^{MV} [\max(VR, PLD_t) - P_{i,k,t,c}^{MV}]$ o quanto o consumidor i deixou de pagar ou pagou a mais no MV por ter escolhido a ação k , representado pela soma do que seriam os valores de cada contrato no MV, valorados ao maior valor entre PLD_t e o VR , subtraídos os valores de cada contrato no MV valorados ao preço efetivo de fechamento.

Para a análise que será feita na seção 3.5, assim como feito para o MT (vide seção 3.4), será conveniente definir o *preço médio de negociação no MV*, denotado por PMe_t^{MV} . Esta estatística fornece o preço pago em média por MWh contratado no MV, obtido pela quociente do somatório dos valores monetários dos B contratos negociados no MV em um dado período de mercado t e a quantidade total negociada nestes contratos, ou seja:

$$PMe_t^{MV} = \frac{\sum_{b=1}^B (Q_{b,t}^{MV} P_{b,t}^{MV})}{\sum_{b=1}^B Q_{b,t}^{MV}}, \quad (3.18)$$

sendo $Q_{b,t}^{MV}$ a quantidade transacionada e $P_{b,t}^{MV}$ o preço por MWh no b -ésimo contrato fechado no MV no período de mercado t .

Também é conveniente definir o *preço médio de negociação no período de mercado t* (PMe_t), ainda almejando a análise que será realizada na seção 3.5. Essa estatística fornece o preço médio de contratação de cada MWh negociado no período de mercado t , considerando os valores dos contratos fechados tanto no MT quanto no MV. Assim, os valores dos L contratos de MT e dos B contratos do MV são somados e esse número é dividido pelo total de energia negociada em todos os contratos. Matematicamente, temos o seguinte:

$$PMe_t = \frac{\sum_{\ell=1}^L (Q_{\ell,t}^{MT} P_{\ell,t}^{MT}) + \sum_{b=1}^B (Q_{b,t}^{MV} P_{b,t}^{MV})}{\sum_{\ell=1}^L Q_{\ell,t}^{MT} + \sum_{b=1}^B Q_{b,t}^{MV}}. \quad (3.19)$$

Com as estatísticas calculadas e exposto o funcionamento dos dois mercados partimos, então, para o funcionamento do algoritmo de aprendizagem, descrito na próxima seção.

3.4 Reinforcement learning e o algoritmo de Roth-Erev modificado

O uso de algoritmos de aprendizagem é comumente criticado devido à falta de um modelo comum e também pela decisão *ad-hoc* do uso de um modelo específico. Brenner (2006) recomenda a utilização de dois passos na escolha do algoritmo ideal para o modelo. O primeiro passo é decidir que tipo de aprendizado deve ser modelado dentro do contexto utilizado, pois as características do contexto no qual se insere a situação a ser analisada é que determinam se os agentes aprendem consciente ou inconscientemente e, dessa forma, deve-se escolher uma rotina de aprendizado que seja suficiente para o caso. O segundo passo é escolher um modelo de aprendizagem conforme a classe de aprendizado relevante, ou seja, de acordo com as características dos agentes que irão aprender. Ainda que esses passos sejam seguidos, permanece algum grau de liberdade no momento da escolha do modelo mais adequado ao estudo devido à lacuna que existe no que tange a experimentos empíricos, fato este que impede a recomendação de um modelo específico para cada classe de aprendizado.

Uma vez identificado o tipo de aprendizado que se quer modelar passa-se, então, a buscar pelo modelo que melhor o represente. É por essa razão que, tendo como base estudos desenvolvidos na área de mercados de energia elétrica expostos no capítulo anterior, para a aplicação ao *MarketSim* foi escolhido o algoritmo de aprendizagem por reforço desenvolvido por Roth e Erev (1995, 1998).

A técnica de modelagem de aprendizagem por reforço considera que ações ou estratégias que tenham gerado retornos melhores no passado têm maior probabilidade de serem escolhidas no futuro, ou seja, devem ter seu uso *reforçado*. Ao mesmo tempo, estratégias que tenham gerado retornos piores no passado têm probabilidade reduzida de serem empregadas no futuro novamente e as ações que inicialmente não foram escolhidas, na ausência de experimentos suficientes, têm menos chances de serem escolhidas ao longo do tempo, podendo, inclusive, não serem aplicadas. Roth e Erev referem-se a essa relação como lei de efeito (*law of effect*). Por fim, a modelagem de aprendizado por reforço não demanda quaisquer informações sobre as ações de outros agentes, ou seja, considera um baixo nível de

racionalidade. Como destaca Duffy (2006), Brian Arthur (1991, 1993) foi um dos primeiros economistas a empregar algoritmos desse tipo para modelar o comportamento de agentes.

Entretanto, o algoritmo Roth-Erev vai além daquele desenvolvido por Arthur. Em uma série de estudos os referidos autores buscaram compreender o aprendizado individual das pessoas em situações de interações estratégicas com múltiplos jogadores. A partir disso, surgiu o algoritmo de aprendizado por reforço com três parâmetros, referido aqui como *algoritmo RE*.

De acordo com o exposto em Nicolaisen, Petrov e Tesfatsion (2001), Roth e Erev consideram dois princípios de aprendizado em seu algoritmo. Um deles é a lei de efeito, já mencionada anteriormente; o outro princípio é o lei de potência da prática (*power law of practice*), muito bem aceito na literatura de aprendizagem e que considera um determinado comportamento para as curvas de aprendizado: inicialmente inclinadas, tornando-se mais achatadas posteriormente. Em outras palavras, o aprendizado costuma ocorrer a taxas crescentes inicialmente e depois a taxas decrescentes.

Entretanto, para Roth e Erev, em contextos com múltiplos tomadores de decisão, tanto a lei de efeito como a lei de potência da prática não são suficientes para explicar as respostas observadas entre tais agentes dentro de seu ambiente de escolhas. Para tanto, depois de muitas observações de jogos multi-agentes, os autores introduziram dois princípios de aprendizagem adicionais que ajudam a captar o *feedback* do aprendizado. Um deles é chamado experimentação (*experimentation*), ou seja, não só as ações escolhidas no passado recente e que trouxeram sucesso serão mais frequentemente escolhidas, mas também suas similares; o outro parâmetro é o parâmetro de recentidade (*recency*) ou esquecimento (*forgetting*), isto é, a experiência recente tem maior importância nas decisões do que as experiências de um passado mais distante. Em diferentes proporções, esses quatro princípios estão presentes no algoritmo RE (NICOLAISEN, PETROV e TEFATSION, 2001).

A partir daqui será descrito o formato do algoritmo RE para um mecanismo de leilão duplo, com base em Nicolaisen, Petrov e Tesfatsion (2001), aplicado à modelagem do *MarketSim*. Para simplificar, admitiremos que cada consumidor e cada gerador aprendem conforme um algoritmo RE caracterizado pelos mesmos parâmetros $s(1)$, r e e .

Na primeira tentativa de negociação ($v = 1$) em um dado mercado e no primeiro período de mercado, cada agente (consumidor ou gerador) z atribui uma *propensão* $q_{z,k,1}(1)$ a cada

uma das ações possíveis nos seus conjuntos de escolha, dada por $q_{z,k,1}(1) = \frac{s(1)X}{K}$, em que X é o retorno médio que consumidores e vendedores podem alcançar em uma dada negociação.

Analogamente, cada agente atribui uma *probabilidade de escolha* $p_{z,k,1}(1)$ igual para todas as ações possíveis, dada por $p_{z,k,1}(1) = \frac{1}{K}$. Dessa forma, cada agente escolhe aleatoriamente uma ação k' como preço inicial para a primeira tentativa de negociação. Se o preço ofertado pelo consumidor, dado por $PCC_{i,k,1}^m$, com $m = MT, MV$, superar o preço do gerador, dado por $PVG_{j,k,t}^m$, existirá negociação e o preço do contrato, $P_{k,t,v}^m$, com $v = 1$, será um número escolhido aleatoriamente entre os preços de venda e de compra, ou seja:

$$P_{k,t,v}^m \in [PCC_{i,k,t}^m, PVG_{j,k,t}^m], \text{ com } m = MT, MV. \quad (3.20)$$

A partir disso, cada agente z obtém no mercado m , dentro do período de mercado 1, um retorno $R_{z,k',t,1}^m$ obtido com este contrato $v = 1$. Caso não exista contrato, $R_{z,k',t,1}^m = 0$.

Suponha agora que os agentes estejam em uma tentativa de negociação qualquer $v > 1$ e que o agente z fechou um contrato no mercado m e período t utilizando uma ação k' que lhe rendeu um retorno igual a $R_{z,k',t,v}^m$. Então, tal agente irá atualizar suas propensões $q_{z,k,t}^m(v)$ com base no retorno obtido com o fechamento do contrato. Dada uma ação k , a propensão $q_{z,k,t}^m(v+1)$, ou seja, a propensão de escolher a ação k na rodada $v+1$ é dada por:

$$q_{z,k,t}^m(v+1) = (1-r)q_{z,k,t}^m(v) + E(z, k, k', v, K, e) \quad (3.21)$$

em que $E(\cdot)$ é a função que atualiza as propensões, calculada com base na experiência adquirida de negociações passadas. O termo $1-r$ reduz a relevância das experiências passadas, colocando maior importância às experiências mais recentes.

A função de atualização $E(\cdot)$, por sua vez, pode ser definida como segue:

$$E(z, k, k', v, K, e) = \begin{cases} R_{z,k',t,v}^m(1-e), & \text{se } k = k', \\ R_{z,k',t,v}^m\left(\frac{e}{K-1}\right), & \text{se } k \neq k'. \end{cases} \quad (3.22)$$

Conclui-se, então, que a ação escolhida k' é incentivada, ou não, conforme o retorno $R_{z,k',t,v}^m$ obtido pelo agente, sem deixar de lado o fator de experimentação (que incentiva o uso de outras ações). Logo, com as propensões das ações atualizadas, o agente z deve também atualizar as probabilidades de escolha das diferentes ações disponíveis, que serão determinadas da seguinte maneira:

$$p_{z,k,t}^m(v+1) = \frac{q_{z,k,t}^m(v+1)}{\sum_{h=1}^K q_{z,h,t}^m(v+1)}, \quad (3.23)$$

ou seja, quanto maior a propensão de uma dada ação k , maior será a probabilidade de escolha dessa ação na próxima rodada. A conclusão, portanto, é que os agentes que aprendem segundo um algoritmo RE buscam otimizar os retornos de suas negociações com base nos retornos obtidos em negociações passadas, sem considerar o impacto que tal escolha poderá trazer aos demais agentes.

Segundo Nicolaisen, Petrov e Tesfatsion (2001), a formulação original do algoritmo RE apresenta dois pontos críticos, que são a degeneração do parâmetro e a ausência de atualização das probabilidades quando o retorno da ação utilizada é zero. Para que ambas as questões sejam solucionadas, os citados autores desenvolveram uma versão modificada do algoritmo RE que mantém a consistência dos quatro princípios de aprendizagem mencionados no início desta seção e que embasam o algoritmo original. Nicolaisen, Petrov e Tesfatsion (2001), então, substituíram a função $E(\cdot)$ em (3.22) por uma função $ME(\cdot)$ definida como segue:

$$ME(z, k, k', v, K, e) = \begin{cases} R_{z,k',t,v}^m(1-e), & \text{se } k = k', \\ q_{z,k,t}^m(v) \left(\frac{e}{K-1} \right), & \text{se } k \neq k'. \end{cases} \quad (3.24)$$

O que a função modificada introduz no algoritmo são os valores distintos para o parâmetro r de ações selecionadas e não selecionadas. Simultaneamente, o termo de retorno $R_{z,k',t,v}^m$ não é considerado para a atualização de propensão das ações que não foram selecionadas.

No presente trabalho, supomos que geradores e consumidores têm aprendizado descrito por esse algoritmo modificado de Roth-Erev, daqui em diante denominado *algoritmo MRE*.

Conforme já exposto nas seções 3.2 e 3.3, foi desenvolvido um algoritmo de aprendizagem para representar o processo adaptativo de geradores e consumidores na busca de melhores propostas de preços nos mercados a termo e à vista, respectivamente. Em adição a isso, no presente trabalho também desenvolvemos um algoritmo de aprendizado para o processo de revisão das escolhas dos graus de descontração entre períodos de mercado consecutivos.

Para implementar este algoritmo é necessário, primeiramente, definir os retornos (*payoffs*) dos agentes. Após o fechamento do MV, são conhecidos todos os contratos negociados e suas respectivas quantidades de energia e preço. Logo, dado que todas as contratações são conhecidas, é possível calcular para cada consumidor i o *custo médio efetivo* $CMe_{i,t}^e$ de negociação no mercado livre, ou seja, qual o custo médio de contratação de 1 MWh no ACL para um dado período de mercado t . Analogamente, para cada gerador j é conhecido o que chamamos de *receita média efetiva* $RMe_{j,t}^e$, ou seja, o quanto cada gerador recebeu, em média, por MWh negociado no período de mercado t . O cálculo do custo e da receita médios se dá conforme segue:

$$CMe_{i,t}^e = \frac{\sum_{c=1}^{C_1} Q_{i,k,t,c}^{MT} P_{i,k,t,c}^{MT} + \sum_{c=1}^{C_2} Q_{i,k,t,c}^{MV} P_{i,k,t,c}^{MV}}{\sum_{c=1}^{C_1} Q_{i,k,t,c}^{MT} + \sum_{c=1}^{C_2} Q_{i,k,t,c}^{MV}}, \quad (3.25)$$

$$RMe_{j,t}^e = \frac{\sum_{c=1}^{C_3} Q_{j,k,t,c}^{MT} P_{j,k,t,c}^{MT} + \sum_{c=1}^{C_4} Q_{j,k,t,c}^{MV} P_{j,k,t,c}^{MV}}{\sum_{c=1}^{C_3} Q_{j,k,t,c}^{MT} + \sum_{c=1}^{C_4} Q_{j,k,t,c}^{MV}}. \quad (3.26)$$

Ou seja, em (3.25) a soma dos C_1 contratos do consumidor i no mercado a termo com os C_2 contratos firmados no mercado à vista fornecem o total gasto para a contratação da energia no mercado livre. Dividindo esse valor pelo total da energia dos contratos, chega-se ao custo médio de cada MWh negociado pelo consumidor i . Em (3.26) a análise é similar: a soma dos C_3 contratos do gerador j no mercado a termo com os C_4 contratos negociados no mercado à vista revela o total de receita adquirida por intermédio das negociações no mercado livre.

Dividindo-se esse total pela quantidade negociada em ambos os mercados, revela-se a receita média obtida com cada MWh vendido por gerador j .

Com os valores dos custos médios efetivos de cada consumidor i e a receita média efetiva de cada gerador j em mãos, seguimos para o cálculo dos preços limites individuais de cada agente do mercado que, no início do mercado a termo, foram calculados com custos e receitas médias dados por PLD_{-1} . Ou seja, agora teremos $PLC_{i,t}^e$ e $PLG_{j,t}^e$ *efetivos* e seu cálculo demanda também o uso dos graus de descontratação efetivos de cada agente do mercado, dados pelas equações (3.12), no caso de geradores, e (3.13), no caso de consumidores. Então, o cálculo dos preços limites para geradores e consumidores é feito de acordo com as seguintes equações:

$$PLG_{j,t}^e = \frac{R_t - RMe_{j,t}^{MV}}{1 - GDG_{j,t}^e}, \quad (3.27)$$

$$PLC_{i,t}^e = \frac{R_t - RMe_{i,t}^{MV}}{1 - GDC_{i,t}^e}. \quad (3.28)$$

Em (3.27) e (3.28) são calculados os preços que, dado o histórico de negociações no período de mercado t , teriam igualado os custos (receita) dos consumidores (geradores) quando comparados ao seu respectivo mercado alternativo, a saber o mercado cativo (o leilão).

Intuitivamente, os resultados obtidos por consumidores e geradores no período de mercado t devem refletir os ganhos (ou perdas) adquiridos com a comercialização de energia no ACL em comparação aos preços limites efetivos, ou seja, em comparação aos preços que igualariam os retornos dos agentes no ACL e ACR. Dessa forma, no caso dos geradores, a análise corresponde à receita *efetivamente* ganha, na média, com a permanência do gerador j no mercado livre se comparada ao preço limite desse mesmo gerador j , conforme segue:

$$RG_{j,k,t} = RMe_{j,t}^e - PLG_{j,t}^e, k = 1, 2, \dots, K, \quad (3.29)$$

Ou seja, a equação (3.29) nos dá qual o ganho de receita (ou perda) do gerador j resultante da escolha da ação k , que representa o grau de descontratação com o qual o agente deu início ao período de mercado t .

Para o consumidor i , analogamente, a análise consiste em quão considerável foi a redução de custos (ou não) obtida, na média, na contratação de 1 MWh no mercado livre em comparação ao seu preço limite efetivo, ou seja, que igualaria o custo médio de 1 MWh no mercado livre ao custo médio do mesmo MWh no mercado cativo. A relação é estabelecida a seguir:

$$RC_{i,k,t} = PLC_{i,t}^e - CMe_{i,t}^e, k = 1, 2, \dots, K, \quad (3.30)$$

Com base em $RG_{j,k,t}$ e $RC_{i,k,t}$, os agentes irão atualizar suas propensões e probabilidades de escolha de maneira análoga àquela explicada para os processos de aprendizado por reforço que se desenrolam dentro do MT e MV em cada período de mercado. Assim, para o próximo período de mercado, uma ação k será escolhida com base nas probabilidades de escolha no conjunto $\left\{ \left(\frac{k-1}{K-1} \right) \frac{1}{10} : k = 1, 2, \dots, K \right\}$ de graus de descontração possíveis. Esse mecanismo se repete continuamente até que todos os períodos de mercado tenham sido simulados. Os resultados das simulações estão expostos na próxima seção.

3.5 Resultados das simulações

As simulações do presente trabalho foram realizadas para três cenários básicos de PLD , a saber: série histórica real do PLD , extraída das informações divulgadas pela CCEE; PLD constante, ou seja, a média da série histórica do PLD para o horizonte de outubro de 2003 a novembro de 2008 ao longo dos 61 períodos de simulação³² e, por fim, uma série de PLD sazonal, construída com base nas informações reais de PLD , mas calculando-se as médias dos períodos considerados úmidos e secos. A tabela com os valores utilizados do PLD encontra-se no Apêndice.

Para cada cenário de PLD foram simuladas variações nos parâmetros do algoritmo de aprendizagem e e r , ou seja, experimentação e recenticidade. Assim, foram feitas simulações dentro de cada cenário de PLD com diferentes combinações de e e r . Para exposição dos resultados, consideramos os valores de $r \in \{0, \frac{1}{10}, \frac{2}{10}\}$ e $e \in \{\frac{2}{100}, \frac{3}{10}\}$. Começamos, então, pelos resultados obtidos com os valores reais de PLD .

³² O valor de PLD referente ao mês de outubro de 2003 foi utilizado como ponto de partida das simulações e representa o valor PLD_{t-1} mencionado na equação (3.8).

O primeiro resultado observado nas simulações com a série histórica real de *PLD* é sua volatilidade elevada, com desvio-padrão de aproximadamente R\$ 76,29 por MWh. Esse fato confirma o argumento de que o preço *spot* do mercado livre brasileiro sofre oscilações inesperadas, transmitindo aos agentes insegurança e se constituindo como elevada fonte de risco para negócios nele indexados.

É esperado, portanto, que negócios firmados no mercado de longo prazo não o tenham como referência direta, levando os agentes a apenas considerarem no fechamento de contratos a termo expectativas futuras de *PLD* como forma de análise de seu custo de oportunidade futuro. Isso também se confirma pela análise gráfica e estatística das simulações com série histórica real, visto que a volatilidade do mercado à vista acompanha as oscilações do *PLD*, embora menor (desvio-padrão médio da variável da ordem de R\$ 48,34). Contudo, o preço médio do mercado à vista sempre se mantém em níveis superiores aos níveis de *PLD*, ocasionado pela presença de *spreads* no fechamento dos contratos, mas acompanha as oscilações do mercado.

Já no mercado de longo prazo, onde a maior parte da energia é negociada, observa-se que o *PLD* não apresenta tanto impacto nos preços médios dos contratos, justamente pelo fato de ser apenas parâmetro de análise dos custos de oportunidade não servindo como referência direta nas negociações. As variáveis *PMeMT* e *PLD* apresentam, inclusive, estatísticas de correlação negativas, enquanto as estatísticas de correlação para *PMeMV* e *PLD* constituem uma relação quase perfeita (em torno de 0,98). Sendo assim, a volatilidade dos preços no mercado a termo é consideravelmente inferior àquela encontrada nos preços médios do mercado à vista (média de desvio-padrão em torno de 13,60) e, por concentrar a maior parte da energia do mercado, seu comportamento assemelha-se muito ao comportamento observado nos preços médios de fechamento do período de mercado simulado (média de desvio-padrão em torno de 13,03).

As Figuras de 3.2 a 3.7 ilustram essas observações para diferentes valores de parâmetros r e e . As Figuras 3.2 e 3.3 esboçam a relação entre as variáveis para $r = 0$ e diferentes valores de e (0,02 e 0,30). Embora o comportamento gráfico observado das séries seja muito semelhante, um fator de experimentação maior trouxe um aumento no desvio-padrão da variável de preços médios do mercado à vista (de R\$ 46,67 para R\$ 47,81), acompanhado por um discreto aumento na covariância dessa variável com o *PLD* de 1,78% (de 3.425,75 para 3.487,01).

Figura 3.2. Resultados da simulação: PLD real, $r=0$, $e=0,02$

Fonte: elaboração da autora

Para o cenário de $r = 0,10$, as Figuras 3.4 e 3.5 ilustram a relação entre as variáveis para $e = 0,02$ e $e = 0,30$. Novamente, o comportamento gráfico das séries é muito semelhante e, nesse caso, um fator de experimentação maior trouxe uma sutil redução no desvio-padrão da variável de preços médios do mercado à vista (de R\$ 48,68 para R\$ 48,49), embora ainda sejam estatísticas elevadas. Analogamente aos casos anteriores, o desvio-padrão dos preços médios negociados no mercado a termo encontra-se em um patamar da ordem de 13. A mesma análise pode ser feita para os cenários de $r = 0,20$, representados pelos gráficos 3.6 e 3.7, exceto pela evidência de maior desvio-padrão para os preços médios do mercado à vista que, para o cenário em que $e = 0,30$, alcançou o valor de R\$ 50,34.

Figura 3.3. Resultados da simulação: *PLD real*, $r=0$, $e=0,30$

Fonte: elaboração da autora

Embora existam diferenças nas estatísticas das variáveis para os seis cenários simulados para o *PLD real*, não existem diferenças significativas. Portanto, os padrões emergentes obtidos anteriormente são robustos. Em suma, a elevada volatilidade do *PLD* impacta substancialmente os preços dos contratos à vista e, em menor grau, os preços dos contratos a termo.

Figura 3.4. Resultados da simulação: PLD real, $r=0,10$, $e=0,02$

Fonte: elaboração da autora

Figura 3.5. Resultados da simulação: PLD real, $r=0,10$, $e=0,30$

Fonte: elaboração da autora

Figura 3.6. Resultados da simulação: PLD real, $r=0,20$, $e=0,02$
 Fonte: elaboração da autora

Figura 3.7. Resultados da simulação: PLD real, $r=0,20$, $e=0,30$
 Fonte: elaboração da autora

Para as simulações com a série de *PLD* sazonal, é nítida a redução de sua volatilidade e, por consequência, dos preços médios do mercado à vista. A série de *PLD* sazonal apresenta desvio-padrão de R\$ 62,07, uma redução com relação ao *PLD* real de 18,64%. Com isso, a média dos desvios-padrão dos preços médios do mercado à vista, preços médios do mercado a termo e preços médios do período de comercialização atingiram os patamares de R\$ 39,89, R\$ 13,83 e R\$ 13,06, respectivamente. Ademais, a covariância entre o *PLD* e os preços médios do mercado à vista saiu do patamar médio de 3.535,55 observado nas simulações dos cenários com a série de *PLD* real e passou para o patamar de 2.353,93 para os cenários de simulação com *PLD* sazonal.

Com relação às estatísticas de preços médios para os diferentes valores de r e e não foram observadas mudanças significativas com a alteração dos parâmetros, mostrando que o modelo construído é robusto. As Figuras 3.8 a 3.13, na sequência, ilustram os resultados obtidos para a simulação com a série de *PLD* sazonal.

Figura 3.8. Resultados da simulação: *PLD* sazonal, $r=0$, $e=0,02$

Fonte: elaboração da autora

Figura 3.9. Resultados da simulação: PLD sazonal, $r=0$, $e=0,30$
 Fonte: elaboração da autora

Figura 3.10. Resultados da simulação: PLD sazonal, $r=0,10$, $e=0,02$
 Fonte: elaboração da autora

Figura 3.11. Resultados da simulação: PLD sazonal, $r=0,10$, $e=0,30$
 Fonte: elaboração da autora

Figura 3.12. Resultados da simulação: PLD sazonal, $r=0,20$, $e=0,02$
 Fonte: elaboração da autora

Figura 3.13. Resultados da simulação: *PLD sazonal*, $r=0,20$, $e=0,30$
Fonte: elaboração da autora

Por fim, foram realizadas simulações com uma série de *PLD* constante, calculado com base na média histórica dos *PLD*'s observados ao longo do tempo. Os resultados alcançados foram ainda mais estáveis, com desvios-padrão médios de R\$ 11,48, R\$ 10,88 e R\$ 10,95 para os preços médios de mercado a termo, mercado à vista e período de comercialização, respectivamente. Nesse caso, como o *PLD* é constante, a volatilidade dos preços médios do mercado à vista foi ainda menor do que a volatilidade dos preços no mercado a termo. Esse fato nos mostra que quanto maior a estabilidade de preços no mercado de curto prazo, mais estável é o comportamento dos preços, inclusive no mercado a termo. Novamente, assim como nos outros cenários de *PLD*, não foram observadas diferenças significativas entre as estatísticas com a alteração dos parâmetros r e e . As Figuras de 3.14 a 3.19 mostram a estabilidade observada nos preços com *PLD* constante.

Figura 3.14. Resultados da simulação: PLD constante, $r=0$, $e=0,02$

Fonte: elaboração da autora

Figura 3.15. Resultados da simulação: PLD constante, $r=0$, $e=0,30$

Fonte: elaboração da autora

Figura 3.16. Resultados da simulação: PLD constante, $r=0,10$, $e=0,02$
 Fonte: elaboração da autora

Figura 3.17. Resultados da simulação: PLD constante, $r=0,10$, $e=0,30$
 Fonte: elaboração da autora

Figura 3.18. Resultados da simulação: PLD constante, $r=0,20$, $e=0,02$
 Fonte: elaboração da autora

Figura 3.19. Resultados da simulação: PLD constante, $r=0,20$, $e=0,30$
 Fonte: elaboração da autora

Para as simulações realizadas, também foram calculados índices de eficiência para o lado do consumo e para o lado da geração do mercado, definidos pelas equações (3.24) e (3.25) descritas a seguir. No caso dos consumidores, o *PMeStep* é equivalente ao custo efetivo de 1 MWh adquirido, em média, no mercado livre. Já para os geradores, o *PMeStep* equivale à receita efetiva de 1 MWh vendido no mercado livre, na média. Assim, o que se está medindo com as equações (3.24) e (3.25) é, respectivamente, quão maior foi o preço pago pela energia comprada no mercado livre, para os consumidores, e quão menor foi o preço recebido pela energia vendida no ACL, para os geradores, com relação às alternativas no ACR.

$$IE_{consumidores} = \frac{PMeStep - T_t}{T_t}, \quad (3.31)$$

$$IE_{geradores} = \frac{R_t - PMeStep}{R_t}, \quad (3.32)$$

Pela análise dos valores, observou-se que quanto menor a volatilidade do *PLD*, menores os desvios-padrão encontrados para ambos os índices definidos em (3.31) e (3.32), o que também nos mostra certa estabilidade do mercado. Contudo, para os valores considerados de tarifa e preço médio em leilão (respectivamente base para cálculo dos preços limites de consumidores e geradores), observou-se que ao longo das simulações o lado do consumo apresentou maior vantagem nas negociações do mercado livre obtendo índices maiores, ou seja, o ganho dos consumidores ficou em um patamar médio de 66. Isso indica que, com base no custo que teriam comprando energia no mercado cativo, os consumidores saíram-se 65 vezes melhor. De maneira antagônica, o índice médio de -6,45 observado no lado dos geradores indica que no mercado livre os geradores não fizeram bons negócios quando comparado com a venda no leilão e, por essa razão, apresentaram perdas no mercado.

Embora existam limitações no modelo desenvolvido nesse trabalho no que tange à representação fiel do mercado de energia elétrica pelo fato de envolver muitos fatores externos como, por exemplo, questões regulatórias e limites de transmissão que não foram levados em consideração no modelo, de maneira geral ele representa o cerne das negociações de energia no mercado livre. Pode-se concluir das simulações por ele realizadas que para a diminuição do risco existente no mercado livre é necessário solucionar a questão da alta

volatilidade do *PLD* visto que, quanto menor sua volatilidade, maior a estabilidade do mercado à vista e também do mercado a termo, por se ter neste último caso maior segurança nas negociações de contratos futuros de energia. Com volatilidade menor, as expectativas com relação a *PLD* futuro tornam-se mais acertadas (menos arriscadas) e, sendo assim, os agentes conseguem analisar de maneira mais apurada as oscilações do mercado e, conseqüentemente, os riscos associados às negociações firmadas no mercado livre.

CONCLUSÕES

O interesse na bioeletricidade se dá por dois motivos principais: um associado ao fim da vida útil das usinas implantadas em função do Proálcool, que devem decidir entre conservar a tecnologia de que dispõem atualmente ou investir em sistemas mais eficientes que viabilizam a geração de excedentes e outro associado aos riscos de desabastecimento, especialmente em virtude do desabastecimento de energia de 2000/2001.

Por ser considerada uma valiosa e potencial fonte de produção de energia elétrica, o setor sucroalcooleiro enxerga, então, um novo mercado de atuação. Contudo, nesse novo mercado existe o predomínio de fontes de energia que apresentam características muito distintas daquelas observadas no perfil de atuação do setor da cana-de-açúcar. Sendo assim, o trabalho teve início com o desenvolvimento de um arcabouço que permitisse identificar os principais canais pelos quais a volatilidade do preço da energia, gerada pelo risco hidrológico incorporado no seu processo de formação e no despacho físico da geração do sistema hidrotérmico brasileiro, afeta o preço da energia elétrica gerada a partir de biomassa.

O segundo objetivo proposto era representar a interação entre usinas do setor sucroalcooleiro e consumidores no ACL em virtude da existência de choques externos, ou seja, em virtude da volatilidade do preço de curto prazo que acaba influenciando as decisões de contratação de ambas as partes. Por se tratar de um mercado complexo, fez-se uso da técnica de modelagem computacional baseada em agentes para o desenvolvimento de um modelo computacional capaz de representar as principais interações entre os agentes do mercado livre de energia elétrica procurando, dessa forma, avaliar o impacto da volatilidade do *PLD* nos mercados de curto e longo prazos. Pela análise dos resultados, foi possível concluir que, de fato, a volatilidade do *PLD* exerce impacto sobre os mercados de curto e longo prazos, fazendo com que o ambiente de negociação se torne mais instável do que o ambiente obtido pelas simulações com uma série de *PLD* constante.

Logo, com base nas observações aqui colocadas, fica a sugestão de um próximo trabalho com o desenvolvimento de um índice de preços voltado para o mercado de energia elétrica gerada por biomassa que minimize, para ambos os lados do mercado (consumidores e geradores) os impactos causados pela extrema variação dos preços de curto prazo permitindo, dessa forma, o desenvolvimento de um ambiente de comercialização que seja capaz de transmitir segurança aos seus agentes pelo fato de a referência de preços representar um mitigador de riscos para as duas pontas do mercado. Novamente, a metodologia do índice

(após desenvolvido) seria testada simulando-se o mesmo mercado e, em substituição à série de *PLD*, seria empregado o valor do índice.

Essa seria uma forma de incentivar o desenvolvimento do mercado livre como uma opção a mais de negociação de energia. Não apenas isso, mas também a manutenção da matriz brasileira de geração de eletricidade limpa reduzindo, dessa forma, a complementaridade da matriz hidrelétrica por térmicas convencionais que contribuem para o encarecimento da energia, por fazer uso de combustíveis caros, e para a geração de gases de efeito estufa. O potencial existe, basta existirem esforços e interesse dos agentes envolvidos para desenvolvê-lo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGUIAR, A.S. *Estratégia de oferta de geradoras em leilões de contratação de energia elétrica*. 2004. 101f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- _____. *Equivalente certo e medidas de risco em decisões de comercialização de energia elétrica*. 2008. 174f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- ARROW, K.J.; ANDERSON, P.W.; PINES, D. *The Economy as an Evolving Complex System*. Santa Fe Institute Studies in the Sciences of Complexity, Proc. Vol V. Redwood City, CA: Addison-Wesley, 1988.
- ARTHUR, W.B. Designing economic agents that act like human agents: a behavioral approach to bounded rationality. *American Economic Review*, vol. 81, n. 2, pp. 353-59. 1991.
- ARTHUR, W.B. On designing economic agents that behave like human agents. *Journal of Evolutionary Economics*, vol. 3, n. 1, pp. 1-22. 1993.
- ARTHUR, W.B.; DURLAUF, S.N.; LANE, D. Introduction. In: *The Economy as an Evolving Complex System II*. Santa Fe Institute Studies in the Sciences of Complexity, Vol. XXVII. MA: Addison-Wesley, 1997.
- BOWER, J; BUNN, D.W. Model-based comparison of pool and bilateral markets for electricity. *Energy Journal*, vol. 21, n. 3, pp. 1-29. 2000.
- _____. Experimental analysis of the efficiency of uniform-price versus discriminatory auctions in the England and Wales electricity market. *Journal of Economic Dynamics and Control*, vol. 25, n. 3-4, pp. 561-592. 2001.
- BOWER, J; BUNN, D.W.; WATTENDRUP, C. A model-based analysis of strategic consolidation in the German Electricity Industry. *Energy Policy*, vol. 29, pp. 987-1005. 2001.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. *Banco de Informações de Geração*. Brasília. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 09 abr. 2008.
- _____. *Resolução Normativa n. 652*. Brasília, dez. 2003. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 fev. 2008.
- _____. *Resolução Normativa n. 068*. Brasília, jun. 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 maio 2008.
- _____. *Resolução Normativa n. 166*. Brasília, out. 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 fev. 2008.
- _____. *Resolução Normativa n. 312*. Brasília, maio 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 maio 2008.
- BRASIL. Decretos. Decreto n. 41.019, fev. 1957.
- _____. Decreto n. 774, mar. 1993.
- _____. Decreto n. 2.335, out. 1997.
- _____. Decreto n. 2.655, jul. 1998.
- _____. Decreto n. 5.081, maio 2004.
- _____. Decreto n. 5.163, jul. 2004.
- BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Nacional de Energia 2030*. 408 pp. Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <<http://www.epe.org.br>>. Acesso em: 12 mar. 2008.

BRASIL. Leis. Lei n. 3.782, jul. 1960.
 _____ . Lei n. 3.890-A, abr. 1961.
 _____ . Lei n. 8.631, mar. 1993.
 _____ . Lei n. 8.987, fev. 1995.
 _____ . Lei n. 9.074, jul. 1995.
 _____ . Lei n. 9.427, dez. 1996.
 _____ . Lei n. 9.648, maio 1998.
 _____ . Lei n. 10.438, abr. 2002.
 _____ . Lei n. 10.847, mar. 2004.
 _____ . Lei n. 10.848, mar. 2004.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Balanço Energético Nacional*. Brasília, 2007. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 10 abr. 2008.

BRENNER, T. Agent learning representation: advice on modelling economic learning. In: TEFATSION, L.; JUDD, K.L. (Orgs.) *Handbook of Computational Economics. Agent-based Computational Economics*. 1ª ed., vol. 2, pp 895-947. Elsevier: 2006.

BUNN, D.W.; DAY, C.J. Agent-based simulation of electric power pools: a comparison with the supply function equilibrium approach. In: *Technology's Critical Role in Energy and Environmental Markets. Anais do 19º Annual North American Conference of the United States Association for Energy Economics and the international Association for Energy Economics*, 18-21 Out. 1998. Albuquerque, New Mexico. IAEE/USAEE, Cleveland. 1998.

BUNN, D.W.; OLIVEIRA, F.S. *Agent-based simulation: an application to the New Electricity Trading Arrangements of England and Wales*. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, vol. 5, n. 5, pp. 493-503. 2001.

_____. Evaluating individual market power in electricity markets via agent-based simulation. *Annals of Operations Research*, vol.121, n. 1-4, pp. 57-77. 2003.

CAMPOS, F.G. *Geração de energia a partir de fonte eólica com gerador assíncrono conectado a conversor estático duplo*. 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Escola Politécnica – Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Universidade de São Paulo, São Paulo.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Diversos*. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 15 maio 2008.

COELHO, S.T. *Avaliação da cogeração de eletricidade a partir de cana-de-açúcar em sistemas de gaseificação e turbina a gás*. 1992. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo.

COELHO, S.T.; ZYLBERSZTAJN, D. A preliminary analysis to improve electricity cogeneration from biomass origin in Brazil. In: *Biomass*. CHARTIER, P. *et al.* Elsevier Science, Oxford, vol. 1, pp 446-58, 1996.

COELHO, S.T.; ZYLBERSZTAJN, D. *Barreiras e mecanismos de implementação à cogeração de eletricidade a partir de biomassa*. III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. São Paulo: 23-25 jun. 1998.

COELHO, S.T. *Mecanismos para implementação da cogeração de eletricidade a partir da biomassa: um modelo para o estado de São Paulo*. 1999. 277f. Tese (Doutorado em Energia) – Escola Politécnica, Faculdade de Economia e Administração, Instituto de Eletrotécnica e Energia, Instituto de Física - Universidade de São Paulo, São Paulo.

- COLANDER, D. *The Complexity Vision and the Teaching of Economics*. 328pp. Northampton, MA: Edward Elgar, 2000.
- CORRÊA NETO, V. *Análise de viabilidade da cogeração de energia elétrica em ciclo combinado com gaseificação de biomassa de cana-de-açúcar e gás natural*. 2001. 174f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- COSTA, R.C.; PIEROBON, E.C. Leilão de Energia Nova: análise da sistemática e dos resultados. Rio de Janeiro: *BNDES Setorial – Energia*, mar. 2008.
- COSTA, R.C.; PRATES, C.P.T. *O papel das fontes renováveis de energia no desenvolvimento do setor energético e barreiras à sua penetração no mercado*. Rio de Janeiro: BNDES, fev. 2005.
- CURZON PRICE, T. Using co-evolutionary programming to simulate strategic behavior in markets. *Journal of Evolutionary Economics*, vol. 7, n. 3, pp. 219-254. 1997.
- DAVID, P.A.M-S. *Formação do preço, atração de investimentos e gerenciamento de risco no mercado brasileiro de energia elétrica*. 2004. 134f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- DIXIT, A.K.; PINDYCK, R.S. *Investment under uncertainty*. New Jersey: Princeton University Press. 1993.
- DUFFY, J. Agent-based models and human-subject experiments. In: TESFATSION, L.; JUDD, K.L. (Orgs.) *Handbook of Computational Economics. Agent-based Computational Economics*. 1ª ed., vol. 2, pp 949-1011. Elsevier: 2006.
- DURLAUF, S.N. Statistical Mechanics Approaches to Socioeconomic Behavior. In: ARTHUR, W.B.; DURLAUF, S.N.; LANE, D. *The Economy as an Evolving Complex System II*. Santa Fe Institute Studies in the Sciences of Complexity, Vol. XXVII, pp. 41-104. MA: Addison-Wesley, 1997.
- EDMONDS, B.; BRYSON, J.J. *Beyond the design stance: the intention of agent-based engineering*. Centre for Policy Modelling, CPM Report n. CPM-03-126. <<http://cfpm.org/papers/btds.pdf>>. 2003.
- EREV, I.; ROTH, A.E. Predicting how people play games: reinforcement learning in experimental games with unique mixed strategy equilibria. *American Economic Review*, vol. 88, n. 4, pp. 848-81. 1998.
- ESPÍNDOLA, A.L. *Modelos Computacionais Baseados em Agentes Aplicados à Migração Interna*. 2006. Tese (Doutorado) - Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro.
- FLAKE, G.W. *The Computational Beauty of Nature: Computer Explorations of Fractals, Chaos, Complex Systems and Adaptations*. Cambridge: MIT Press, 2000.
- FÓRUM de Cogeração. *Geração com resíduos de cana*. Disponível em: <<http://www.inee.org.br>>. Acesso em: 10 ago. 2007.
- FREITAS, G.G. *Economia e Sistemas Complexos: Interações Sociais, Dinâmicas Emergentes e uma Análise da Difusão da Internet na Cidade de São Paulo*. 2003. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, Departamento de Economia da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, São Paulo.
- HÄMÄLÄINEN, R.P.; KETTUNEN, E.; EHTAMO, H. Game modelling and coordination processes for two-level multi-agent systems. In: HAMZA, M.H. *Modelling, Identification and Control*. Da 16ª Conferência Internacional da International Association of Science and

Technology for Development (IASTED). Innsbruck, 17-19 Fev, pp. 234-40. ACTA Press: 1997.

HÄMÄLÄINEN, R.P.; PARANTAINEN, J. Load analysis by agent-based simulation of the electricity distribution system. In: *Anais do 2º Simpósio SIPOWER95 da IFAC*. Cancun, México, 06-08 Dez, pp. 213-17. Elsevier, Oxford: 1995.

JEHLE, G.A.; RENY, P.J. *Advanced Microeconomic Theory*. Addison Wesley: 2ª. Ed., 2000. 560 pp.

KRISHNA, V.; RAMESH, V.C. *Intelligent agents in negotiations in market games, Part 2, Application*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, n. 3, pp. 1109-14. 1998.

LANE, D.; KROUJILINE, A.; PETROV, V.; SHEBLÉ, G. Electricity market power: marginal cost and relative capacity effects. In: ALZALA, A. *Anais do 2000 Congress on Evolutionary Computation*. IEEE Society Press: Piscataway, NJ, pp. 1048-54. 2000.

LEITE JUNIOR, A.D. *A Energia do Brasil*. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997. 528 pp.

MACKIE-MASON, J.K.; WELLMAN, M.P. Automated Markets and Trading Agents. In: TEFATSION, L.; JUDD, K.L. (Orgs.) *Handbook of Computational Economics. Agent-based Computational Economics*. 1ª ed., vol. 2, pp 1381-1431. Elsevier: 2006.

MARKS, R.E. Market design using agent-based models. In: TEFATSION, L.; JUDD, K.L. (Orgs.) *Handbook of Computational Economics. Agent-based Computational Economics*. 1ª ed., vol. 2, pp 1339-80. Elsevier: 2006.

NICOLAISEN, J.; PETROV, V.; TEFATSION, L. *Market Power and Efficiency in a Computational Electricity Market With Discriminatory Double-Auction Pricing*. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, vol. 5, n. 5, pp. 504-23. 2001.

NICOLAISEN, J.; SMITH, M; PETROV, V.; TEFATSION, L. Concentration and capacity effects on electricity market power. In: ALZALA, A. *Anais do 2000 Congress on Evolutionary Computation*. IEEE Society Press: Piscataway, NJ, pp. 1041-47. 2000.

OFFER. Office of Electricity Regulation. *Choice for Everyone: as Britain Completes World's First Competitive Energy Market*. R29/99, 1999.

OLIVEIRA, A.M. *Estratégia ótima de oferta de preços no mercado de curto prazo em sistemas com predominância hidrelétrica*. 2003. 225f. Tese (Doutorado em Ciências em Engenharia Elétrica) – Departamento de Energia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

ONS – Operador Nacional do Sistema. *Diversos*. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 20 maio 2008.

PAULON, J; MARTINS NETO, J. *Pequenas Centrais Hidrelétricas – Histórico e Perspectivas*. Rio Grande do Sul: Anais do II Simpósio Brasileiro sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas, p. 267. Canela, 2000.

PEREIRA, M.V.F. *Análise da formação de preço no mercado de curto prazo brasileiro (Apresentação)*. In: *Workshop Internacional CCEE – Formação de Preço de Energia Elétrica no Mercado de Curto Prazo*. 20, 21 maio 2008. São Paulo: São Paulo.

PIRES, J.L.C. et al. *O cenário macroeconômico e as condições de oferta de energia elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro: BNDES. Textos para discussão, n. 85, mar. 2001.

PORRUA, F. *Metodologia para precificação e análise do risco de contratação entre submercados no setor elétrico brasileiro*. 2005. 139f. Dissertação (Mestrado em Engenharia

Elétrica) – Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

RÄSÄNEN, M.; HÄMÄLÄINEN, R.P.; RUUSUNEN, J. Visual interactive modelling in electricity load analysis. In: HAMZA, M.H. *Modelling, Identification and Control*. Da 13ª Conferência Internacional da International Association of Science and Technology for Development (IASTED). Grindenwald, Suíça, 21-23 Fev, pp. 339-42. ACTA Press: 1994.

RICHTER, C.W.; SHEBLÉ, G. *Genectic algorithm evolution of utility bidding strategies for the competitive marketplace*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, n. 1, pp. 256-61. 1998.

RICHTER, C.W.; SHEBLÉ, G.; ASHLOCK, D. *Comprehensive bidding strategies with genetic programming/finite state automata*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, n. 4, pp. 1207-12. 1999.

ROTH, A.E.; EREV, I. Learning in extensive form games: experimental data and simple dynamic models in the intermediate run. *Games and Economic Behavior*, vol. 8, n. 1, pp. 164-212. 1995.

SILVA, E.L. *Formação de preços em mercados de energia elétrica*. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1ª. Edição, 2001.

SOUZA, P.R.C. *Evolução da indústria de energia elétrica brasileira sob mudanças no ambiente de negócios: um enfoque institucionalista*. 2002. 171f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

SOUZA, Z.J. *Geração de energia elétrica excedente no setor sucroalcooleiro: entraves estruturais e custos de transação*. 2004. 279f. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de São Carlos, São Carlos.

SOUZA, Z.J.; AZEVEDO, P.F. Geração de energia elétrica excedente no setor sucroalcooleiro: um estudo a partir das usinas paulistas. *RER*, Rio de Janeiro, vol. 44, n. 02, p. 179-99, jun. 2006.

TALUKDAR, S.; RAMESH, V.C. A-teams for real-time operations. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 14, n. 2-3, pp. 138-43. 1992.

TESFATSION, L. *Agent-based modeling and the Social Sciences*. 2009. Disponível em: <<http://www.econ.iastate.edu/tesfatsi/abmread.htm#ABMSocSci>>. Acesso em: 10 jan. 2009.

TOLMASQUIM, M.T.; OLIVEIRA, R.G. de; CAMPOS, A.F. *As Empresas do Setor Elétrico Brasileiro: estratégias e performances*. Rio de Janeiro: CENERGIA, 2002.

TOLMASQUIM, M.T. (Coord). *Geração de Energia Elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência, CENERGIA, 2005.

VERKAMA, M.; HÄMÄLÄINEN, R.P.; EHTAMO, H. *Multi-agent interaction processes: from oligopoly theory to decentralized artificial intelligence*. Group Decision and Negotiation 1, pp. 137-59. 1992.

APÊNDICE

Tabela A. Preços utilizados nas simulações, em R\$/MWh

Período de mercado	PLD Real	PLD Sazonal	PLD Constante
0	25,82	22,48	66,88
1	28,03	22,48	66,88
2	20,18	22,48	66,88
3	23,68	22,48	66,88
4	18,59	22,48	66,88
5	18,59	22,48	66,88
6	18,59	18,59	66,88
7	18,59	18,59	66,88
8	18,59	18,59	66,88
9	18,59	18,59	66,88
10	18,59	18,59	66,88
11	18,59	18,59	66,88
12	18,75	18,49	66,88
13	18,59	18,49	66,88
14	18,59	18,49	66,88
15	18,33	18,49	66,88
16	18,33	18,49	66,88
17	18,33	18,49	66,88
18	24,88	32,25	66,88
19	43,96	32,25	66,88
20	26,45	32,25	66,88
21	31,74	32,25	66,88
22	34,51	32,25	66,88
23	31,94	32,25	66,88
24	43,12	35,55	66,88
25	35,73	35,55	66,88
26	19,20	35,55	66,88
27	28,64	35,55	66,88
28	58,02	35,55	66,88
29	28,56	35,55	66,88
30	20,87	76,74	66,88
31	51,91	76,74	66,88
32	67,89	76,74	66,88
33	90,90	76,74	66,88
34	104,98	76,74	66,88
35	123,88	76,74	66,88
36	92,42	48,30	66,88
37	80,82	48,30	66,88
38	58,75	48,30	66,88
39	22,62	48,30	66,88
40	17,59	48,30	66,88
41	17,59	48,30	66,88
42	49,36	86,31	66,88
43	59,96	86,31	66,88
44	97,15	86,31	66,88
45	122,59	86,31	66,88
46	39,27	86,31	66,88
47	149,53	86,31	66,88
48	198,13	235,96	66,88
49	185,11	235,96	66,88
50	204,93	235,96	66,88
51	502,45	235,96	66,88
52	200,42	235,96	66,88
53	124,70	235,96	66,88
54	68,80	83,39	66,88
55	34,18	83,39	66,88
56	76,20	83,39	66,88
57	108,42	83,39	66,88
58	102,79	83,39	66,88
59	109,93	83,39	66,88
60	92,43	99,29	66,88
61	106,14	99,29	66,88

Fonte: elaboração da autora