

2 Mercados de Eletricidade

2.1. Introdução

Tradicionalmente, as companhias de eletricidade, estatais ou privadas, sempre foram consideradas monopólios naturais regulados, devido, por um lado, aos altos custos associados com a transmissão e distribuição e, por outro, à facilidade no gerenciamento e regulação dessas companhias (Beggs, 2002).

Com o advento da nova indústria de energia elétrica, no final do século passado, vários países começaram a repensar o modelo monopolista adotado até então, introduzindo um novo paradigma para o setor baseado na competição – particularmente na atividade de geração – e estruturas de mercado.

Na América do Sul, em particular, as principais motivações para a reforma foram o exaurimento da capacidade de investimento dos países e as perspectivas de dificuldades de suprimento no curto prazo (Vieira Filho et al, 2000a).

Assim, as atividades de transmissão e distribuição, em geral, continuaram sendo vistas como monopólios naturais em função de suas características intrínsecas. Já a comercialização do produto energia se desvinculou de seus serviços associados (ancilares, transmissão, operação e administração) objetivando ganhos de eficiência e qualidade no atendimento, forçando, como consequência, o aparecimento de mercados para a “commodity” energia elétrica¹.

Este capítulo apresenta um breve histórico do surgimento dos mercados de energia elétrica no Brasil e no mundo. Inicialmente, aborda-se o novo paradigma do setor apresentando claramente os principais objetivos das reformas em todo o mundo. Classificações usuais para os modelos de reestruturação e as correntes mercadológicas são também apresentadas. Por fim, a seção sobre a modelagem da

¹ Deve-se enfatizar aqui que a energia elétrica tem especificidades que a diferenciam de outras mercadorias quaisquer, pois não pode ser armazenada em grandes quantidades e a produção deve estar em equilíbrio constante com a demanda.

política de energia e do mercado trata dos sistemas dinâmicos inclusive colocando alguns exemplos da estratégia de decisão em lances nos leilões de energia.

2.2. Novo Paradigma do Setor Elétrico

No final do século passado, em conformidade com a lógica de mercado anteriormente aplicada a diversos setores da economia – como telecomunicações, gás, petróleo etc., também o setor elétrico deixou de ser visto como um serviço público a ser prestado pelo Estado. Procurou-se desonerar o Estado dos altos custos de construção e manutenção de usinas geradoras, e eventualmente da transmissão e distribuição da energia elétrica, através de um processo de privatização de seus ativos, além de tentar repassar a obrigação dos novos investimentos ao setor privado².

Pode-se dizer que os principais objetivos que moveram o mundo na direção das reformas do setor elétrico são o de se estabelecer a livre concorrência na compra e venda de energia elétrica; atrair capital privado; melhorar a eficiência e reduzir preços.

Para tanto, foi necessário promover um processo de desverticalização do setor, isto é, a separação do bloco geração-transmissão-distribuição, cujas atividades passariam a ser executadas de forma autônoma e independente. Incentivou-se também o livre acesso às redes de transmissão e a criação de mercados atacadistas de energia ou mercados spot – espécie de leilões de potência ou energia – que serviriam de base para os preços do setor (Krause, 1995).

Ainda é importante destacar aparecimento de diversos agentes neste novo ambiente de competição como, por exemplo, o operador do sistema; regulador; planejador da expansão; financiador; e comercializador (responsável pelas transações comerciais no novo mercado de eletricidade); além das figuras dos consumidores livres e dos produtores independentes. Outros agentes tiveram suas atribuições modificadas, como os agentes de geração (que passaram a ter uma regulação mínima), transmissão e distribuição.

² Existem exceções, como é o caso da Noruega que preferiu não privatizar suas empresas, apesar de implementar uma reforma radical em sua indústria de eletricidade, a partir de 1991. Seu modelo combina a competição do mercado capitalista com a propriedade pública tradicionalmente associada às economias planificadas (Magnus & Midttun, 2000).

A despeito da tendência mundial das reformas no setor elétrico, não tem sido fácil contornar diversos problemas que vem acometendo esta indústria na sua nova organização (Read, 2001). Por exemplo, a Califórnia, no verão de 2000, enfrentou uma séria crise em razão dos exorbitantes preços da eletricidade e de sua alta volatilidade (Sioshansi, 2001). No Brasil, o Sistema Interligado Se/CO/NE, experimentou um amargo período de 9 meses de racionamento de energia, de junho de 2001 a fevereiro de 2002, cujas conseqüências para a economia do país ainda perduram. Pode-se citar, também, o problema do “poder de mercado”³, experimentado particularmente na Inglaterra, freqüentemente exercido por geradores majoritários (Bunn, 2001; Borestein, 2000).

Na realidade, por mais avançados que estejam alguns processos de reforma, estes parecem não ter chegado ao fim. Existe uma clara e natural percepção da necessidade de uma avaliação periódica para se corrigir problemas que ocasionalmente ocorrem durante estes processos.

Um exemplo disso é o próprio Reino Unido, que, na tentativa de resolver alguns dos problemas de seu Pool, entre eles o do ‘poder de mercado’, criou, a partir de setembro de 2000, um novo acordo de comercialização conhecido como NETA (*New Electricity Trading Arrangements*)⁴.

O Brasil, apesar de já ter criado as bases da indústria elétrica, não conseguiu ainda implementar um modelo de mercado pleno para a indústria de energia, especialmente devido às incertezas regulatórias que levaram a um arrefecimento no processo de reestruturação do setor e ao racionamento de 2001/2002.

2.3. Processo de Liberalização do Setor Elétrico

2.3.1. Breve Histórico

A primeira experiência mundial em mercados competitivos em eletricidade ocorreu no Chile, no início da década de 80, introduzindo competição na geração

³ O poder de mercado pode ser definido como “a habilidade dos agentes individualmente influenciarem os preços de mercado através de seus próprios comportamentos (via lances de preços)” (Bunn, 2001:III). Dois estudos sobre o poder de mercado em sistemas hidrotérmicos são Kelman et al (2001) e Barroso (2000).

⁴ Detalhes do NETA, e.g., em Macatangay, 2001 e Bunn & Oliveira, 2001.

através de um ambiente onde preços, qualidade e nível de investimento pudessem ser determinados pela “força do mercado” (Del Sol, 2002; Moya, 2002; Hudnick, 1999).

Para atingir estes objetivos, o Chile construiu uma estrutura regulatória segmentando os setores de geração, transmissão e distribuição local. Enquanto os setores de transmissão e distribuição foram considerados como monopólios naturais pela dificuldade de aí se implantar competição, as companhias geradoras passaram a vender energia (Wh) e potência (W) para grandes compradores (consumidores com capacidade maior que 2 MW) a um preço livremente determinado por elas. No entanto, para os pequenos consumidores – que compravam sua energia das concessionárias locais – os preços não deixaram de ser regulados. Tais preços, segundo Del Sol (2002), deveriam ser o mais próximos possíveis dos custos marginais de operação, calculados usando um modelo de programação dinâmica e o despacho realizado por um grupo de companhias geradoras (CDEC)⁵. Se os preços regulados diferissem em mais de 10% dos preços competitivos, eles seriam reajustados, sempre ancorados aos preços de mercado.

O processo de reformas no Chile incluiu ainda privatizações de empresas de distribuição e pequenas geradoras. Porém, apesar de todo o pioneirismo, não avançou em relação a outros países como Inglaterra, Estados Unidos e Noruega, apresentando um mercado ainda muito concentrado, onde 94% da capacidade instalada pertence a apenas três geradores (id, ibid: 439).

A reforma do setor elétrico da Inglaterra e País de Gales em 1990 talvez seja a de maior repercussão, estabelecendo a concorrência nos níveis de geração de energia elétrica e suprimento, através da criação de um mercado atacadista onde todos os geradores pudessem vender e todos os consumidores pudessem comprar energia sem discriminação no acesso ao sistema de transmissão (*common carrier*) [Green (1999); Krause (1995) e Brunekreeft (2001)]. Um “Pool” de eletricidade centralizado foi criado para coordenar a competição na geração, cujo propósito

⁵ Em cada estágio, o custo marginal de curto prazo é definido por um programa de otimização, mas os preços de quarto de hora são obtidos *ex post* considerando as máquinas que foram despachadas no intervalo de tempo considerado. Usualmente, a unidade marginal é a unidade mais cara despachada (Moya, 2002).

principal é despachar a geração e determinar os preços spot (Brunekreeft, 2001:101).

Com a experiência relativamente bem sucedida de reforma do setor elétrico no Reino Unido, inclusive com a queda dos preços para a maioria dos consumidores em aproximadamente 30% nos primeiros anos após o início de sua reforma (Green, 1999), os mais importantes países do mundo foram motivados a iniciar processos de liberalização e desregulamentação do setor. Pode-se citar, por exemplo, em 1991 a Noruega (Johnsen, 2001; Fosso et al 1999); em 1994 a Espanha (Arocena et al, 1999); em 1995 a Finlândia (Laitinen et al, 2000; Koreneff et al, 1998) e a Suécia (Keppo & Räsänen, 1999); em 1998 a Califórnia (Borenstein et al, 2001; Borenstein, 2001; e Borenstein & Bushnell, 1997) e a Alemanha (Bower et al, 2001); em 1997 a Espanha (León & Rubia, 2001); em 1999 a Dinamarca (Hauch, 2001) e, em 2001 alguns países do continente africano (Turkson, 2001), entre tantos outros, incluindo aí o Brasil que a partir de 1993 iniciou efetivamente seu processo (Mendonça & Dahl, 1999). Recorde-se que os modelos que foram surgindo buscavam criar um ambiente especial onde a energia elétrica pudesse ser comercializada como uma “commodity” qualquer⁶.

2.3.2. A Experiência Brasileira

A partir do início da década de 90, seguindo em parte o receituário inglês, o Brasil iniciou seu processo de desverticalização comercial das atividades de geração, transmissão e distribuição, criando o papel do comercializador de energia, com o intuito de introduzir competitividade no setor.

Enquanto as atividades de transmissão e distribuição ficaram enquadradas, por definição, como monopólios naturais, as atividades de geração e comercialização passaram a ser enxergadas sob a ótica da concorrência. Empreendeu-se um processo de segmentação do setor elétrico e privatização de grande parte das empresas de distribuição e uma parte das empresas de geração.

⁶ Alguns países, como a Islândia, discutem a viabilidade de aplicação de mercados competitivos em sistemas hidrotérmicos predominantemente hidroelétrico, como o islandês (Johannsson & Eliasson, 2002).

Na prática, o processo de reformas no Brasil se iniciou com uma série de mudanças na legislação (Mendonça & Dahl, 1999:77), no sentido de transferir do Estado para a iniciativa privada a responsabilidade de operação e investimentos, continuando com as tarefas fiscalizadora e reguladora⁷.

A Lei nº 8.631/93 e o Decreto nº 774 de março de 1993 são apontados como os primeiros atos para se reformar o sistema no Brasil, estabelecendo a desqualificação tarifária; a criação de conselhos de consumidores e programas de conservação de energia elétrica e eletrificação; entre outras medidas (Abreu, 1999:11; Santana & Gomes, 1999:80).

Essas medidas, entretanto, não foram suficientes para sanear as empresas e superar todos os problemas do setor, como escassez de capital e o endividamento. Segundo Kligerman (1999), a Lei nº 9.074 de julho de 1995 (Lei das Concessões) e o Decreto nº 2003 de setembro de 1996 avançaram no processo de reestruturação através da criação da figura do produtor independente de energia que diferentemente do concessionário de serviço público, passou a assumir os riscos de comercialização de sua energia ou parte dela, introduzindo assim um caráter mais competitivo no setor.

Coordenado pelo Ministério das Minas e Energia (MME), entre agosto de 1996 e novembro de 1998, executou-se um extenso projeto para a reestruturação do setor elétrico brasileiro (SEB), com a participação de consultores da Coopers & Lybrand, denominado RE-SEB (Eletrobrás, 1998). Diversos relatórios foram produzidos emitindo uma série de sugestões práticas para a reestruturação no Brasil, inclusive a criação de um mercado atacadista de energia, substituindo o sistema de preços regulamentados de geração e contratos renováveis de suprimento.

Assim, as empresas passariam a negociar a maior parcela de seu mercado através de contratos bilaterais que especificam o valor e o montante acordado durante sua vigência. O objetivo desses contratos é o de proteger as partes contra a

⁷ O governo federal acreditava que seria difícil continuar investindo no setor o necessário para que a oferta acompanhasse a crescente demanda. Uma outra motivação para que o governo brasileiro optasse pela privatização de seus ativos do setor foi que as ações das empresas do setor elétrico figurarem entre as mais rentáveis (Brown, 2002).

exposição ao risco representado pela potencial volatilidade do preço “spot” de energia do MAE (e não o de garantir entrega efetiva de energia)⁸.

Em substituição ao DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica), a Lei nº 9.427, de 26/12/1996, criou, e o Decreto nº 2.335, de 06/10/1997, instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), agente regulador e fiscalizador do mercado, cujas principais atividades são a de definir normas e procedimentos para o funcionamento do SEB.

Em maio de 1998, a Lei nº 9.648 criou o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – instituição pública de direito privado sem fins lucrativos, cujas principais atividades são a da coordenação e controle da operação das usinas de geração e transmissão de energia elétrica dos sistemas interligados brasileiros.

Ainda com respeito a essa lei, ela determinava que as empresas privatizadas ganhassem o caráter de produtor independente de energia e instituíam a livre negociação da energia (excetuando-se as parcelas cobertas pelos “contratos iniciais” em vigência até o fim de 2002), estabelecendo um prazo para a criação, através do acordo de mercado⁹, do MAE, entre outras medidas. Tanto o ONS quanto o MAE foram regulamentados pelo Decreto nº 2.655, de julho de 1998.

Em 1998 e 1999, foram criados pelo MME, respectivamente, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE). O primeiro tem por objetivos, entre outros, promover o aproveitamento racional da energia, a livre concorrência e a competitividade do setor, bem como a atração de capitais para a produção de energia. O CCPE, por sua vez, é a entidade responsável pelo planejamento da expansão do sistema elétrico.

Desde então, diversas regulamentações e portarias, tanto do MME quanto do agente regulador (ANEEL), vêm buscando organizar uma estrutura de mercado no país; pode-se destacar as Resoluções nos. 281, 282 e 286, de outubro de 1999, que regulamentam o acesso e uso do sistema de transmissão e distribuição, e a

⁸ Visando proteger as partes contra a exposição ao preço spot de energia, as empresas geradoras e concessionárias de distribuição continuariam a negociar a maior parte do mercado via contratos bilaterais até o fim de 2002 quando, a partir de então, 25% da energia contratada seria liberada para possíveis negociações no mercado de pequenos volumes (spot). Isso não ocorreu até a finalização deste trabalho, em fevereiro de 2003, e possivelmente não ocorrerá nos próximos anos, de acordo com as novas diretrizes do MME.

⁹ O Acordo de Mercado, assinado em agosto de 1998, estabelece os processos do MAE. Atualmente é conhecido como “Convenção de Mercado”.

Resolução no. 278, de julho de 2000, que estabelece os limites e condições para participação dos agentes econômicos nas atividades do setor de energia elétrica.

Por fim, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determina que no mínimo 50% da energia elétrica comercializada pelas concessionárias geradoras de serviço público sob controle federal, inclusive o montante reduzido dos contratos iniciais, deverá ser negociada em leilões públicos, conforme disciplina estabelecida em resolução da Aneel. Essa lei também determina que os riscos hidrológicos ou de não cumprimento do contrato serão assumidos pela concessionária e a geradora vendedora da energia elétrica¹⁰.

2.4. Tipos de Mercado de Eletricidade

Resumidamente, no Brasil, existem atualmente basicamente os seguintes tipos de mercado de energia elétrica:

- *Mercado spot*: Os agentes de mercado realizam aqui seus negócios e transações energéticas. Também denominado mercado atacadista;
- *Mercado de longo prazo*: Geradoras e suas cargas (concessionárias de distribuição e/ou consumidores livres) ou geradoras e *brokers* realizam aqui os chamados "contratos bilaterais" (paralelamente ao mercado spot), também denominados "contratos de longo prazo". Nestes contratos são alocados riscos financeiros associados à compra e venda de energia pela cobertura do preço do mercado spot de energia (id, ibid:44);
- *Mercado de serviços ancilares*¹¹: Os agentes de mercado realizam aqui transações de serviços ancilares no curto prazo através de contratos denominados "contratos de prestação de serviços ancilares" (Vieira, 2000);
- *Outros tipos*: Além dos citados acima, outros tipos de mercados são possíveis, como o mercado de derivativos; contratos de prestação de serviços de transmissão; contratos de conexão à transmissão ou à distribuição etc.

¹⁰ O referido disposto nesta lei não se aplica à Itaipu Binacional e à Eletronuclear.

¹¹ Serviços ancilares são aqueles necessários para garantir a operação eficiente e segura do sistema elétrico, englobando o controle de frequência e tensão, o supervisionamento da estabilidade e confiabilidade, manutenção e controle de falhas das linhas de transmissão etc.

2.5. Modelos Teóricos de Mercados

2.5.1. Classificações Usuais

Nos diversos processos de reformas do setor de eletricidade ao redor do mundo, cada país adotou um modelo específico que se adequasse às suas próprias características e, por isso, não existe uma fórmula única para todos. Na década de 1990, surgiram alguns autores que estabeleceram critérios para classificar os modelos de reformas em andamento na tentativa de entender e comparar as estruturas. Tais critérios foram baseados, por exemplo, no nível de verticalização ou mesmo no nível de competição. Duas importantes contribuições nesse sentido são Tenenbaum et al (1992) e Hunt & Shuttleworth (1996).

Tenenbaum et al (1992) apresentam quatro alternativas básicas de estruturação do setor elétrico, partindo do modelo clássico verticalmente integrado (modelo 1), como a estrutura tradicional dos EUA, até o modelo totalmente desverticalizado (modelo 4), como o inglês¹². Abaixo estão as principais características de cada um dos modelos.

- *Modelo 1:* Estrutura verticalmente integrada. Companhias de eletricidade (privadas) com uma região de concessão bem definida. Pode ocorrer que o bloco geração-transmissão-distribuição pertença a uma única empresa (verticalização total) ou os blocos geração-transmissão e distribuição pertençam a duas empresas distintas (verticalização parcial);
- *Modelo 2:* Este modelo mantém uma estrutura próxima do modelo 1, mas permite competição na geração. Os EUA seguiram nesta direção quando criaram o PURPA (*Public Utilities Regulatory Policy Act*), em 1978, que obrigava as concessionárias (*utilities*) a comprarem energia de geradores independentes (produtores independentes de energia ou PIE);
- *Modelo 3:* Modelo que expande o modelo 2, pois determina livre acesso às linhas de transmissão (*common carriage*) de alta tensão aos geradores ou comercializadores (compradores e vendedores);

¹² Detalhes dos modelos são descritos também em Mendonça & Dahl (1999).

- *Modelo 4*: Modelo proposto à época pela Inglaterra que requer total separação entre geração, transmissão e distribuição. Difere do modelo 3, basicamente porque aqui uma companhia independente possui o sistema de transmissão e o sistema de despacho tem que garantir que a energia chegue aos compradores e vendedores.

Outros quatro modelos teóricos de reestruturação foram propostos por Hunt & Shuttleworth (1996), que se diferenciam basicamente segundo o nível de competição entre geradores, partindo do modelo monopolista com nenhuma competição na geração e sem escolha para varejistas e consumidores finais (modelo 1) até aquele com total competição na geração e com escolha para o varejista e o consumidor final (modelo 4). Note-se ainda que os modelos não são função do tipo de propriedade (pública ou privada) (Cf. Mendonça & Dahl, 1999:74). A Tabela 1 mostra um resumo dos modelos propostos por Hunt & Shuttleworth (1996), seguida por uma sucinta descrição de cada modelo.

Tabela 1. Modelos estruturais de Hunt & Shuttleworth

Características*	Modelo 1 (monopólio)	Modelo 2 (agência compradora)	Modelo 3 (competição no atacado)	Modelo 4 (competição no varejo)
Definição	Monopólio em todos os níveis	Competição na geração e comprador único	Competição na geração e escolha para distribuidoras	Competição na geração e escolha para consumidor final
Competição na geração	Não	Sim	Sim	Sim
Escolha para varejistas	Não	Não	Sim	Sim
Escolha para consumidor final	Não	Não	Não	Sim

* Cf. Abreu (1999).

As principais características de cada modelo da Tabela 1 são:

- *Modelo 1*: Modelo sem qualquer tipo de competição. Neste caso, existe monopólio nos blocos geração-transmissão-distribuição;
- *Modelo 2*: Este modelo permite ou requer um único comprador ou agência compradora, responsável pela compra e venda de energia no mercado spot e pelos contratos de longo prazo. Este modelo incentiva a competição na geração pela escolha dos geradores que serão despachados;

- *Modelo 3:* Permite que qualquer gerador (independente) venda sua energia a qualquer distribuidora com livre acesso às linhas. Tem-se aqui a “competição atacadista”, comercializando grandes blocos de energia. Aqui, apenas os grandes consumidores, como as concessionárias de distribuição e grandes clientes, podem escolher seus fornecedores;
- *Modelo 4:* Permite que qualquer gerador (independente) venda sua energia a qualquer consumidor final, ou seja, aqui todos os consumidores escolhem seus fornecedores, o que implica uma total “competição varejista”, sem monopólio de qualquer tipo.

Cada um desses modelos exige diferentes tipos de arranjos de negócios e de exigências regulatórias, diferentes arranjos contratuais de propriedade para as operações das companhias no setor e diferentes soluções quanto às implicações com os ativos encaixados (Cf. Abreu, 1999).

Hunt & Shuttleworth (1996) recomendam a estrutura do modelo 4 somente em países com um sistema varejista de eletricidade bem estabelecido e com instituições de mercados maduras. Mendonça & Dahl (1999) sugerem questionam a aplicação do modelo 4 no Brasil, país onde a geração é baseada em hidroeletricidade e as linhas de transmissão têm grandes extensões.

Em relação ao Brasil, com a criação do MAE a partir de 2000, o país adotou um modelo próximo ao modelo 3 de Hunt & Shuttleworth (1996). Porém, algumas mudanças no processo de reestruturação ainda estão sendo consideradas neste início de 2003, como a possibilidade de se adotar um modelo híbrido entre o modelo atacadista e o da agência compradora (modelo 2).

2.5.2. Correntes Mercadológicas

No que concerne ao despacho, formação do preço e nível de operação das atividades comerciais dos agentes de mercado, existem basicamente duas correntes “mercadológicas”: a “pool”, mais centralista (adotada pelo Reino Unido), e a “bilateral”, mais liberal (adotado por alguns estados dos EUA, como a Califórnia). Segundo Silva (2001a:33), não é factível a adoção de um mercado

puramente bilateral, pois a eficiência econômica estaria exclusivamente nas mãos dos agentes de mercado; modelos mistos são, no entanto, comuns.

No mercado Pool, o despacho dos geradores se dá por ordem de mérito, isto é, unidades com menores custos ganham preferência para o despacho, o que leva ao mínimo custo de operação. Note-se que esse sistema traz grandes semelhanças com a estrutura de mercado monopolista; a diferença é que as curvas de custos são substituídas pelos preços de oferta.

Os geradores no mercado Pool podem fazer suas ofertas livremente, seguindo estratégias próprias; para que seus lances se aproximem dos verdadeiros custos de produção, existem dois mecanismos: o preço marginal do sistema (PMS) e os preços nodais (PN) (id, *ibid*:31).

Nos sistemas baseados no PMS, todos os geradores despachados por ordem de mérito são remunerados ao preço marginal do último recurso despachado. Obviamente, os geradores com ofertas de preços mais altas que seus verdadeiros custos de produção correrão o risco de não serem despachados no mercado spot.

No enfoque PN, “os valores de energia em cada ponto do sistema devem refletir os impactos causados pelo sistema de transmissão” (id, *ibid*:32) e o preço spot (neste caso, também denominado preço marginal locacional) baseia-se no princípio que uma unidade de potência tem diferentes preços em diferentes pontos na rede (Bastian, 1999:40). Assim, neste esquema, os geradores são remunerados a diferentes preços, dependendo de sua localização no sistema de transmissão, devido às perdas e aos congestionamentos nas linhas.

No mercado teórico bilateral “vendedores e compradores estabelecem contratos visando a realização de transações físicas de energia” (id, *ibid*: 32). Aqui, coordenadores de despacho (CDs) são encarregados de fechar o balanço entre oferta e demanda, fazendo mínimas modificações nos contratos já fixados no caso de congestionamentos no sistema.

O Brasil possui um sistema baseado em geração hidráulica, apresentando reservatórios com regulação plurianual. Em sistemas como esse, existe a necessidade de arranjos no sistema de despacho, no planejamento da operação e formação do preço do mercado atacadista (Cf. Hammons et al, 1999).

Note-se que não é possível a adoção do modelo Pool puro no país. Um modelo baseado em ofertas de preços dos geradores é difícil devido à acentuada dispersão dos preços, bem como a existência de vínculos hidráulicos entre usinas

de uma mesma cascata pertencentes a distintos proprietários (Silva, 2001a:40). Desse modo, adotou-se no Brasil um modelo que ficou conhecido na literatura como “*Tigh Pool*”, onde o despacho é realizado por um operador do sistema com base nas ofertas de preços apenas dos geradores termelétricos e no custo de déficit (id, ibid:41), utilizando sistemas de otimização (Born, 1998). Neste modelo, os geradores hidráulicos não fazem oferta de preços. Ainda, no modelo *Tigh Pool*, o preço no mercado atacadista (spot), conhecido também como PMAE ou preço spot, é determinado na maioria das vezes pelo valor da água e eventualmente pelo preço de uma termelétrica ou pelo custo do déficit.

2.6. Modelagem e Simulação da Política e do Mercado

Como se tem visto até agora, a partir da década de 1980 um novo e pouco familiar ambiente competitivo de mercado se formou para as empresas do setor elétrico, forçando-as a empregar ferramentas que as ajudassem a entender as possíveis conseqüências de suas decisões e que pudessem investigar, por exemplo, estratégias competitivas; as novas políticas regulatórias; e os impactos da privatização no setor elétrico, tudo isso em um ambiente de simulação construído para tal.

A modelagem da política de energia e do mercado tem recebido uma atenção crescente nos últimos anos, com diversos modelos de sistemas propostos [Pandley (2002); Bunn & Oliveira (2001); Tesfatsion (2000a e 2000b); Gary & Larsen (2000); Larsen & Bunn (1999), Lomi & Larsen 1999); Day & Bunn (1999); Bunn & Larsen (1997 e 1992); Bunn & Vlahos (1989)].

Nota-se que diversas técnicas baseadas em modelos econométricos e de otimização em larga escala são utilizados para a política e planejamento do setor, porém, segundo Bunn & Dyner (1996), os mesmos possuem limitações metodológicas importantes, incluindo:

- i. *Determinístico*: Neste caso, não existe nenhuma consideração explícita quanto às incertezas dos parâmetros e um (único) ponto ótimo é encontrado – embora muitas vezes exista na prática um “plano ótimo” em problemas de larga escala (id, ibid:106);

- ii. *Estacionariedade*: Os tipos de problemas que se deseja modelar geralmente possuem muitas quebras estruturais, impossível de serem tratados adequadamente em modelos que pressupõem estacionariedade;
- iii. *Falta de retroalimentação (feedback)*: Neste caso, o retardo (*delays*) nas decisões e conseqüentes reações por parte dos agentes não podem ser analisados;

Para contornar os problemas acima na modelagem da política e mercado é utilizado o modelo de sistemas dinâmicos (SD) (Randers, 1980; Vlahos, 2002). Estes modelos foram usados inicialmente nos anos 70 numa tentativa de se modelar a dinâmica mundial, incluindo fatores como o crescimento populacional e econômico, exaustão de recursos e poluição (Naill, 1977; Dyner & Bunn, 1997). Na Inglaterra, por exemplo, os SD têm sido usados desde o início da década de 1990 para explorar uma diversidade de assuntos relacionados à privatização do setor elétrico (Bunn & Dyner, 1996).

Em geral, os SD tentam capturar a estrutura de um problema através de geração de hipóteses sobre ele, e, então, buscam entender seu padrão de comportamento através de simulações e diagramas de causa e efeito (influências) com a possibilidade de retroalimentação.

Apesar de não existir um processo universalmente aceito para a construção de um modelo de SD, em geral eles obedecem aos seguintes passos (Ventana Systems, Inc, 2002):

1. *Definição do problema*: Inicialmente, definem-se o problema e os objetivos de forma clara. Este passo é essencial para se obter um modelo eficaz;
2. *Identificação de variáveis*: Identificam-se algumas variáveis-chave que deverão fazer parte do modelo. Geralmente, algumas delas são bastante óbvias. Pode ser útil nesta etapa levantar todas as variáveis que possam ser relevantes, tentando listá-las em ordem de importância;
3. *Modos de referência*: Um modelo de referência é um padrão de comportamento das variáveis-chave no tempo (gráficos), mas não necessariamente gráficos do comportamento observado (série temporal), podendo representar comportamentos passados ou futuros. Aqui, busca-se capturar apenas os “altos e baixos” das variáveis e as expectativas com relação a essas variáveis, o que pode acontecer, etc;

4. *Checagem com a realidade*: Este passo inclui um entendimento básico sobre as variáveis envolvidas e como elas interagem entre si. Faz-se, também, um estudo de possíveis conseqüências em determinadas variáveis caso mudanças significativas ocorram em outras variáveis;
5. *Hipóteses dinâmicas*: É uma teoria sobre a estrutura que gera os modos de referência. Uma hipótese dinâmica pode ser definida verbalmente, como um diagrama causal em malha fechada ou como um diagrama de fluxos (*stock and flow diagram*). Estas hipóteses, evidentemente, passarão por processos de refinamento e revisão para que se possa chegar a bons modelos;
6. *Modelos de simulação*: Um modelo de simulação é o refinamento e o fechamento de um conjunto de hipóteses dinâmicas para um conjunto explícito de relações matemáticas. Nesta última etapa, pode-se experimentar como os diferentes elementos da estrutura determinam seus comportamentos.

O processo acima é iterativo e flexível. À medida que se vai construindo o modelo, ganha-se entendimento e muda-se a maneira de pensar sobre o processo até então.

Exemplificando, a Figura 1 (de Vlahos, 2002) mostra um diagrama de influências que permite, por exemplo, auxiliar um gerador na avaliação de sua capacidade e conseqüentemente no valor de seus lances de curto prazo (*bidding decision*).

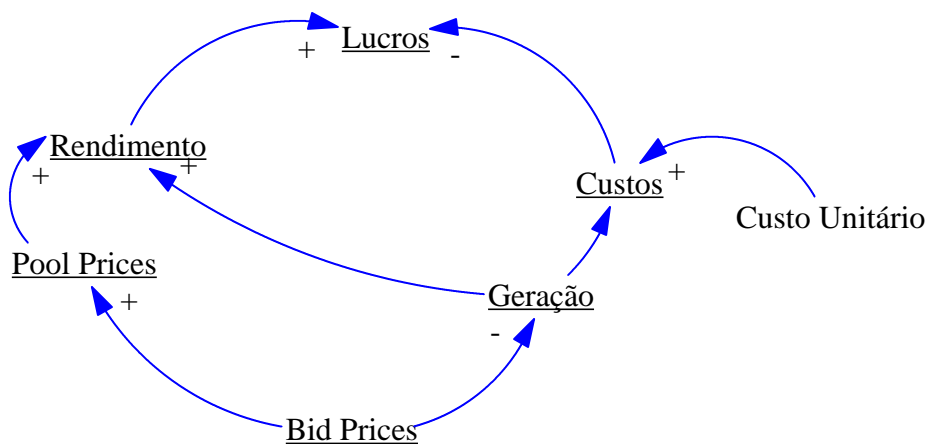


Figura 1. Estratégia de lances via modelos dinâmicos

Sob o ponto de vista deste gerador, aumentar os preços dos seus lances (*bid price*) aumentaria também o preço do Pool (*Pool price*); esta estratégia reduziria, por outro lado, a quantidade de energia gerada. Do ponto de vista de um produtor independente (*independent power producers*), aumentar os preços dos lances não parece ser, em geral, uma estratégia adequada. Mas, para os geradores já estabelecidos (*incumbents*), pode ser uma estratégia de lances bem rentável no curto prazo.

O que está faltando no diagrama acima analisado é o impacto dos lances altos no longo prazo. Verifica-se pela estrutura com retroalimentação mostrada na Figura 2 que o estímulo para o crescimento da capacidade vem de duas maneiras: com o crescimento do lucro dos competidores e pela expectativa sobre o nível dos preços do Pool no futuro.

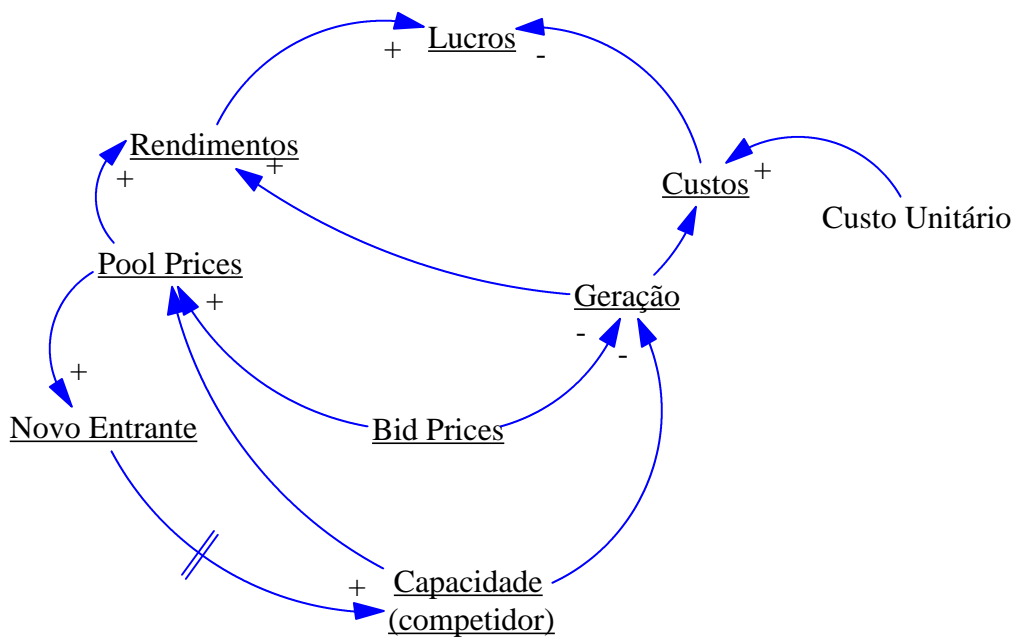


Figura 2. Estratégia de lances (curto e longo prazos)

Observe-se que é possível, através da modelagem SD, simular retardos. Esse retardo é mostrado na Figura 2 por duas barras paralelas, indicando que um aumento no preço do Pool incentiva novos geradores, mas essa nova capacidade não estará disponível imediatamente.

Da mesma forma como se criou uma estratégia de lances (*bidding strategy*) é possível definir outros tipos de estratégias utilizando SD, como, por exemplo, estratégias de decisão de construção de novas capacidades. Elas podem incluir,

por exemplo, diversos agentes como o gerador estabelecido, novos entrantes e o regulador, além de variáveis como demanda, expectativa do preço, rentabilidade, participação no mercado (*market share*), etc.