

1 INTRODUÇÃO

1.1 O processo de Reforma no Setor Elétrico e a garantia de expansão da oferta

O desenho institucional do modelo do setor elétrico de qualquer país tem como objetivo principal induzir um fornecimento de energia elétrica que seja *confiável*, garantindo a “segurança” do atendimento à demanda e a expansão da oferta de energia; e que seja *eficiente*, o que é traduzido em tarifas módicas para o consumidor final [20][58] . Visando atingir estes objetivos, desde o início dos anos 90 a indústria de eletricidade em muitos países vem passando por um processo de reestruturação com ênfase na introdução de competição em seus segmentos, e, com isso, buscando uma maior eficiência para o consumidor final.

Embora os detalhes do processo de reforma e o desenho institucional sejam diferentes em cada país [20], a organização geral, na maioria dos casos, passa pela substituição do planejamento centralizado, tanto da operação quanto da expansão do sistema, por procedimentos de mercado, onde os agentes geradores são livres para tomar suas decisões de investimento (longo-prazo) e produção (curto-prazo), sendo também responsáveis pelos riscos decorrentes destas decisões. Um dos componentes básicos do processo de reestruturação é o mercado atacadista de energia de curto prazo, ou *mercado spot*, onde ocorrem todas as transações “a vista” de compra e venda de energia elétrica no atacado. O preço spot de energia, resultante do equilíbrio oferta x demanda de eletricidade é o mais importante subproduto do mercado spot, e fornece o valor (preço) da energia no mercado “a vista”. Desta forma, aplicam-se ao Setor Elétrico os fundamentos básicos da teoria econômica [58], onde o preço de qualquer mercadoria num ambiente de mercado resulta do equilíbrio entre a oferta e demanda do produto subjacente.

1.1.1 Sinais do Mercado de Curto Prazo e a Expansão da Oferta

Com a criação do mercado spot, os sinais para a necessidade de novos investimentos para a expansão da oferta de energia seriam baseados nos preços spot: um aumento na demanda de energia ao longo do tempo resultaria num aumento nos preços spot de energia, que motivariam a entrada de novos investidores e projetos. Com isso, o equilíbrio do mercado elétrico seria restaurado.

Embora com detalhes de implementação diferentes, muitos países, incluindo o Brasil, reformaram seus setores elétricos baseados nestes princípios durante a década de 90. Embora algumas experiências positivas tenham sido reportadas [55][20][50], verificou-se que a utilização “pura” da remuneração “spot” para garantir a expansão da oferta pode ser muito arriscada. A razão é que o sinal econômico fornecido pelo preço spot pode ser bastante volátil para induzir corretamente a entrada de nova capacidade. Isto é especialmente verdadeiro em sistemas com forte participação hidroelétrica como o Brasil, onde a ocorrência de condições hidrológicas favoráveis pode baixar temporariamente os preços spot ainda que existam problemas estruturais na oferta. Também foi observado que em sistemas hídricos os preços spot aumentam substancialmente somente quando se está muito próximo de uma crise de suprimento, quando não há mais tempo para fazer investimentos [50] e aumenta a chance de haver crises de suprimento de energia¹. Adicionalmente, observou-se que a remuneração spot pode ser igualmente volátil resultando em um fluxo de caixa muito variável para o projeto e dificultando assim a obtenção do financiamento², o que por sua vez dificulta a implantação do projeto.

¹ Por exemplo, um estudo recente preparado pelo Banco Mundial [27] indica que aproximadamente 20 países, incluindo o Brasil, passaram por problemas de racionamento ou blackouts durante 1995 – 2001. Foi identificado que o sinal econômico do preço spot não foi forte o suficiente para induzir novos investimentos para a expansão da oferta em muitos casos.

² Muitos geradores são viabilizados economicamente através de estruturas de financiamento concedidas na modalidade “project finance”, onde o projeto é o único responsável pelas receitas para pagar os custos de financiamento

1.1.2 Contratação “forward” de Energia e a Expansão da Oferta

Reconhecendo as dificuldades anteriores, muitos países realizaram ajustes em seus marcos regulatórios [50] com o objetivo de elevar a importância dos instrumentos financeiros para a segurança e estabilidade do fluxo de caixa do investidor. Em particular, foi observado que os contratos bilaterais a termo (ou contratos “forward”) são instrumentos financeiros com grande importância na atração de investimento: em um contrato forward, o gerador recebe um pagamento fixo (\$/MWh) das distribuidoras pelo montante contratado e realiza uma contabilização de diferenças entre o montante efetivamente produzido / contratado no mercado *spot*. Com isso, o contrato fornece um fluxo de receitas estável ao gerador, requerido pelas entidades financiadoras, e elimina os riscos do investimento “merchant” (aqueles baseados na remuneração spot pura).

Desta forma, muitos países passaram a estimular o uso de contratos forward como instrumentos para a expansão da oferta de energia elétrica. Isto ocorreu, sobretudo, devido à inserção da “obrigação de contratar” para as demandas: parte (ou totalidade) do consumo das distribuidoras (e consumidores livres) era “obrigada” a estar “contratada” com geradores e estes contratos necessitavam de respaldo físico, ou seja, garantia de produção sustentável por algum projeto específico. Com isso, a projeção de consumo de distribuidores (ou consumidores livres) precisa ser coberta por contratos que por sua vez fornecem aos novos geradores a garantia financeira necessária ao seu “project finance” e permite a entrada destes geradores no sistema. Em outras palavras, a importância do sinal de preço spot de curto prazo como principal instrumento para a expansão da oferta é reduzida e, se a demanda estiver 100% contratada e os contratos tiverem respaldo físico, a segurança de atendimento está garantida. No caso do Brasil este esquema foi acoplado ao uso de leilões como principais mecanismos de compra e venda de energia.

1.1.3 Contratação de “opções” de energia e a Expansão da Oferta

Os contratos a termo (*forward*) têm sido utilizados amplamente como eficientes mecanismos para gerência de risco e vêm tendo importante papel na garantia da expansão da oferta. Por outro lado, outros tipos de instrumentos

financeiros mais flexíveis também vêm sendo utilizados para gerência de riscos de geradores e consumidores. Dentre os diversos tipos, destacam-se as opções financeiras.

Enquanto num contrato forward o comprador efetua (obrigatoriamente) um pagamento fixo pela energia independentemente do preço do mercado de curto prazo, em uma opção de compra (*call*) o comprador possui o direito (e não a obrigação) de comprar energia no mercado spot todas as vezes que o preço spot estiver abaixo do preço de contrato. Quando o preço spot estiver acima, o comprador “exerce” a opção de comprar energia ao preço do contrato estabelecido. Para ter este direito, o comprador paga um prêmio (\$) ao vendedor.

Com isto, uma opção de compra fornece mais flexibilidade ao comprador do que um contrato forward: no contrato de opção existe o benefício de adquirir energia no mercado spot por um preço abaixo do preço do contrato sempre que possível.

Desta forma, alguns autores [57][39][40][41] vêm recentemente propondo cada vez mais a utilização de contratos de opção como um instrumento financeiro que possa aumentar os benefícios e a eficiência para o consumidor final. Observa-se que este benefício existe no caso do contrato forward (compensação financeira no mercado spot por diferenças entre produção física e contrato), porém é de propriedade do vendedor e nem é sempre transferido ao comprador do contrato.

Assim, estes autores visualizam no contrato de opção um produto no qual são transferidos para o consumidor os benefícios e, ao mesmo tempo, mantem-se a característica de “garantir” um preço fixo, o prêmio da opção, ao vendedor (de forma a viabilizar seu “project finance”). Para manter a confiabilidade de atendimento do sistema, também se exige que os contratos de opção possuam cobertura física (respaldo físico). Neste tipo de instrumento, o gerador é “alugado” pelo consumidor. Enquanto não for solicitado o despacho do gerador, a distribuidora compra energia no curto prazo para cumprir suas obrigações contratuais, beneficiando-se assim de um baixo preço spot. Quando o gerador é despachado a distribuidora cobre os seus custos variáveis de operação e em contrapartida recebe a receita de geração. Com isso o custo variável do gerador passa a ser o máximo valor pelo qual a distribuidora adquire energia no curto prazo, ou seja, o custo variável é o preço de exercício do contrato de opção e estabelece um “teto” no valor a ser desembolsado. Para a distribuidora ter o

direito a um teto no preço do curto prazo ela paga um prêmio, que é utilizado para cobrir os custos fixos e de investimento do projeto de geração.

Observe que para o gerador, o prêmio da opção corresponde ao pagamento fixo necessário para se obter a estabilidade do fluxo de caixa para viabilizar seu “project finance”. Como o requisito de respaldo físico permanece, a confiabilidade de atendimento é garantida.

Os contratos de opção foram recentemente propostos como instrumentos para garantir a expansão da oferta, e ainda têm sido intensivamente estudados para implementação em diversos mercados, como o mercado ERCOT no Texas, na Colômbia, entre outros. Como será visto adiante, o Brasil foi o primeiro país a implementar o esquema de contratação de opções de compra de energia, também conhecidas como contratos por disponibilidade, para garantir a expansão da oferta através de leilões.

1.2 Contratação de energia e expansão da oferta no Brasil

No caso do Brasil, a utilização da remuneração exclusivamente no spot para garantir a expansão da oferta de energia também apresentou as dificuldades anteriores: devido à predominância hidroelétrica, os preços *spot* são muito influenciados pelas condições hidrológicas. O sistema possui grandes reservatórios, o que leva o preço *spot* a ser bastante baixo ao longo de muitos anos (refletindo condições hidrológicas úmidas) e com picos durante alguns meses (refletindo condições hidrológicas secas) antes de voltar aos níveis “normais”. Com isso, o “ruído” hidrológico não permite que o preço spot forneça os sinais econômicos adequados para indicar a necessidade da expansão da oferta. Adicionalmente, o fluxo de caixa resultante de uma remuneração spot é extremamente variável o que dificulta a garantia de “project finance”.

Visando restaurar os sinais para a entrada de novos investimentos, o novo marco regulatório brasileiro, aprovado em março de 2004 e regulamentado pelo Decreto 5.163 de Julho 2004 [9], utiliza duas regras básicas para estimular a expansão da oferta de energia de modo eficiente:

(i) toda a demanda deve estar 100% contratada. O racional reside no fato dos contratos, apesar de serem instrumentos financeiros, terem que ser respaldados por capacidade física efetiva (o chamado “lastro” de contratos). Se a demanda está

100% contratada, isto significa que há capacidade física de respaldo suficiente para atendê-la [31].

(ii) visando uma contratação eficiente de energia, o novo modelo brasileiro determinou que as distribuidoras devam contratar sua energia através de leilões anuais de mínimo preço, onde são oferecidos contratos padronizados com duração variada de 5 a 30 anos e com antecedência de entrega de 1, 3 e 5 anos. Esta antecedência no prazo de entrega permite a construção de novas usinas.

Posteriormente os leilões de energia foram segregados em leilões separados para energia “existente” e “nova”. Com isso, os leilões de contratos de longo prazo oferecidos com antecedência em relação à entrega de energia permitem que o vencedor da licitação consiga financiamento para a construção da usina (“project finance”).

Finalmente, de forma a assegurar da melhor maneira possível a confiabilidade de atendimento do sistema, cada projeto tem uma determinada “garantia física”, que é um valor em MW refletindo a quantidade máxima de energia que este projeto consegue suprir em base sustentável e que define o montante de energia a ser comercializado em contratos bilaterais.

1.2.1 Modalidades de contratação

Visando definir o melhor portfólio de contratos a ser oferecido para o consumidor final, o novo modelo do setor contempla as duas modalidades de contratação anteriormente descritas:

- Contratos “a termo” ou *forward* ou contratos por *quantidade de energia* – como mencionado anteriormente, neste tipo de contrato todos os custos variáveis de geração e os ganhos ou perdas financeiras (riscos hidrológicos) referentes à operação energética integrada ficam alocados aos agentes geradores.
- Contratos de “opção” de energia ou contratos *por disponibilidade de energia* - neste caso o contrato é similar a uma opção de compra: a distribuidora compra energia no mercado spot, assume os ganhos ou perdas referentes à operação energética integrada, limitando o preço de compra superiormente por um teto, que é o custo variável de operação do gerador. Quando a opção for exercida (preço spot superior ao custo variável), a distribuidora ressarcir o custo

variável do agente gerador. Com isso, os riscos hidrológicos são alocados aos distribuidores, que podem repassar para a tarifa do consumidor final. Adicionalmente, a distribuidora paga ao gerador um prêmio pela opção.

Durante o ano de 2004 – 2005 foram realizados os primeiros leilões de energia no Brasil sob a ótica do novo modelo setorial. Estes leilões fizeram uso destas distintas modalidades de contratação, como descrito a seguir.

1.2.2 Contratos a termo e o leilão de energia existente

O primeiro de leilão de energia existente foi realizado em Dezembro de 2004. Este foi um leilão de transição para o novo modelo, visando pré-contratar toda energia existente com um conjunto de contratos iniciando em 2005, 2006 e 2007. Para este leilão, foram oferecidos contratos padronizados a termo (“forward”) com 8 anos de duração. O leilão envolveu um volume total de vendas de 17.000 MW médios com os três contratos. Cerca de 98% da demanda do leilão foi contratada, totalizando um volume de negócios da ordem de R\$ 60 bilhões.

Em Abril do mesmo ano um segundo leilão foi realizado, onde foram oferecidos contratos com duração de 8 anos para início em 2008 e 2009. Foram vendidos 1.300 MW médios para 2008, o que corresponde a cerca de 40% da demanda pelo produto. Nenhum contrato foi vendido para entrega em 2009. Outros leilões foram ainda realizados em Outubro de 2005, onde novamente contratos a termo foram licitados.

Nos leilões de energia existente, os distintos contratos a termo candidatos foram escolhidos segundo o critério de menor preço. Em outras palavras, dadas às ofertas de preço e quantidade dos agentes, as mesmas eram ordenadas em ordem crescente de preços e se escolhiam os contratos mais baratos até atender a demanda. O desafio para um agente gerador neste tipo de leilão consiste em determinar a sua curva de disposição a contratar que fornece, para cada quantidade ofertada, o mínimo preço de contrato que o gerador estaria disposto a vender sua energia. Este problema foi estudado em [51], aplicado justamente ao leilão de energia existente.

1.2.3 Contratos de opção e o leilão de energia nova

No dia 16 dezembro de 2005 foi realizado o primeiro leilão para contratação de energia nova, conforme os moldes da nova regulação do setor elétrico. Foi um leilão multi-produto, onde foram ofertados simultaneamente contratos com duração de 15 e 30 anos iniciando em 2008, 2009 e 2010. Os geradores participantes totalizaram uma oferta de cerca de 6.000 MW médios para cobrir uma demanda em torno de 4.000 MW médios. Dentre os ofertantes candidatos, cerca de 60% são novos projetos hidroelétricos, sendo a diferença proveniente de térmicas a gás, carvão, óleo diesel e biomassa. A grande diferença deste leilão em relação ao de energia existente foi a adoção das opções de compra de energia como tipo de contrato oferecido para as termelétricas. A adoção desta modalidade de contratos para os geradores térmicos permitiu a participação de uma grande diversidade de tecnologias (usinas a gás, óleo diesel, óleo combustível, biomassa, carvão, etc).

Um aspecto interessante no leilão de opções de energia do Brasil diz respeito ao critério para selecionar as ofertas vencedoras. Nos modelos de leilões de opções propostos na literatura [57][39][40][41] os participantes ofertam apenas o prêmio de risco da opção, sendo o preço de exercício (*strike*) igual para todos os participantes (fixado previamente pelo regulador). O motivo para isso é a dificuldade existente em comparar diferentes ofertas do binômio prêmio e *strike*. Por exemplo, o que seria melhor para o consumidor final: uma opção de compra com alto prêmio (fixo) e baixo *strike* (variável) ou uma opção de compra com um baixo prêmio com alto *strike*? No Brasil foi proposta uma abordagem de solução para comparar ofertas com diferentes preços de exercício.

1.2.4 Comparação das ofertas em leilões de opções

Devido às diferentes características que envolvem contratos de opção com diferentes preços de exercício e prêmios, houve a necessidade de se adotar um método capaz de precificar estes contratos, tornando-os passíveis de comparação. O método adotado foi o estabelecimento de um índice custo (\$)/benefício (MWh) (ICB), que representa o custo da aquisição desta energia sob a ótica do consumidor final. O custo (\$) representa a soma do prêmio da opção e do valor

esperado dos gastos de combustível com o projeto. Por sua vez, o “benefício” corresponde à garantia física (MWh) aportada pelo projeto. Uma vez calculados os índices para cada projeto, o critério decisório consiste em se investir nos projetos por ordem decrescente de mérito, ou seja, do menor para o maior ICB.

1.3 Estratégias de ofertas em leilões de opções de compra de energia

O desafio de um agente gerador atuando em um leilão de opções de compra de energia elétrica nos moldes anteriores consiste em determinar uma estratégia de oferta (prêmio e preço de exercício) que maximize sua receita (com restrições de risco) e ao mesmo tempo minimize seu ICB, de forma a garantir a competitividade da oferta no leilão. No caso de uma termoelétrica, foco deste trabalho, as parcelas que compõe este índice são: (i) custos fixos (prêmio de risco) e (ii) custo variável, ou preço de exercício. Os custos fixos contêm o *ship or pay* e o *take or pay* do combustível, O&M da usina e o retorno sobre investimento. O custo variável contém o custo de combustível e custo de O&M variável. Adicionalmente, o custo variável de operação é utilizado junto com a declaração de inflexibilidade (geração mínima do gerador) para o cálculo da “garantia física” que respalda os contratos de opção.

1.3.1 Ofertas simultâneas de strike e prêmio

Como mencionado, no leilão proposto para o caso Brasileiro, o agente oferta o prêmio da opção e seu preço de exercício. O prêmio da opção corresponde a um valor monetário fixo (\$) que o gerador receberá por vender o produto “opção de compra” à distribuidora e o preço de exercício corresponde ao “teto” de preço de compra da distribuidora no mercado spot.

Observe que o preço de exercício declarado por um agente térmico no leilão não precisa ser o seu custo *real* de operação (O&M + custo de combustível) da usina³. Em outras palavras, pode haver um descompasso entre o custo variável de

³ O contrato por disponibilidade possui cláusulas que ajustam o custo declarado de operação conforme um índice pré-determinado (IPCA/IGPM), o que leva o empreendedor a ter

operação (preço de exercício) declarado no leilão para o cálculo do ICB e o custo de operação “real” da usina. Isto poderia criar um incentivo para se ofertar preços de exercício maiores que o custo variável de operação, o que resultaria em um “upside” no fluxo de caixa da usina toda vez que despachada (reembolso superior ao custo de operação real). Sendo assim, um agente cuja estratégia seja aumentar sua competitividade no leilão poderia abater este “upside” dos custos fixos, o que implicaria em uma redução no prêmio da opção (também ofertado).

Entretanto, a transferência deste “upside” não é trivial: a alta volatilidade do despacho faz com que os benefícios dessa estratégia sejam fortemente influenciados pelo perfil de aversão a risco de cada gerador. Além disso, o preço de exercício também é utilizado no cálculo da garantia física no ICB e seu incremento pode diminuir esta parcela, o que acarreta em uma perda de competitividade da usina no leilão (o que iria de encontro com a estratégia inicial). Surge então a primeira pergunta desta dissertação: *qual seria a oferta do binômio preço de exercício e prêmio que maximiza a competitividade do agente termoeletrico no leilão?*

1.3.2 Incerteza no suprimento de combustível

O problema fica ainda mais complexo quando existe incerteza quanto ao suprimento de combustível, que resulta em uma incerteza no custo “real” de operação da usina. Um exemplo são as térmicas a gás natural que em uma situação de escassez de combustível possuem a alternativa de operar com óleo diesel. Como o custo do gás natural é cerca de 20% do valor do combustível alternativo e o preço de exercício é fixo durante todo o período do contrato, a disponibilidade do recurso acrescenta ainda mais volatilidade ao fluxo de caixa da usina. Este fato nos leva à segunda pergunta desta dissertação: *qual seria o preço de exercício que maximiza a competitividade do agente no leilão em um ambiente de incerteza nos custos de operação?*

uma estimativa de seus custos reais de operação ao longo do horizonte do contrato na hora de ofertar o strike. Entretanto, uma diferença entre o índice de reajuste e o aumento real dos custos de operação da usina resulta em despesas ou receitas adicionais para o empreendedor. Este tema não será abordado nesta dissertação.

1.4 Objetivo desta dissertação

O objetivo desta dissertação é desenvolver uma metodologia para a estratégia de termelétricas em leilões de contratos de opção de compra de energia elétrica que determine o prêmio de risco e o preço de exercício que devem ser ofertados, visando maximizar a competitividade e levando em consideração as incertezas nos custos variáveis do gerador e o perfil de risco do agente. Em particular será analisada a incerteza quanto à disponibilidade de gás natural para as térmicas bicomcombustível (que podem gerar a gás ou a um combustível alternativo – usualmente mais caro, como o óleo diesel).

1.5 Organização da Tese

Este trabalho está organizado nos seguintes capítulos:

O capítulo 2 discute a metodologia para o cálculo do despacho hidrotérmico em sistemas centralizados como o do Brasil, a formação do preço no mercado de curto prazo e a volatilidade do despacho térmico.

O capítulo 3 discute a importância dos contratos de energia como mecanismos que asseguram a confiabilidade do sistema, garantindo a estabilidade do fluxo de caixa dos geradores e proporcionando atratividade para novos empreendimentos. Os temas discutidos neste capítulo incluem a utilização de contratos a termo e contratos de opção no setor elétrico e as principais características destes instrumentos financeiros.

O capítulo 4 ilustra a utilização de leilões de contratos de opção como mecanismo para garantir a expansão da oferta. Será discutido como precificar opções em leilões de prêmio-quantidade e o problema de comparação de ofertas em leilões prêmio-strike-quantidade.

No capítulo 5 é apresentada a cadeia de modelos utilizada para “alimentar” o modelo de otimização que será visto em detalhes no capítulo 6, onde se apresenta uma metodologia para a definição da estratégia de oferta do preço de exercício e do prêmio de risco, levando em consideração o perfil de aversão a risco do gerador. Este capítulo apresenta um exemplo simplificado de aplicação da metodologia proposta.

No capítulo 7 um estudo de caso para o Leilão de Energia Nova será ilustrado com a metodologia apresentada nesta tese para uma térmica bicom bustível.

O capítulo 8 apresenta as principais conclusões do trabalho e sugestões para pesquisas posteriores.