

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Dimitri Melo Rodrigues Martins

**Setor Elétrico Brasileiro:
Análise do Investimento de Capital em Usinas Termelétricas**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-
Graduação em Economia da PUC-Rio.

Orientadores: João Manoel Pinho de Mello
Leonardo Rezende

Rio de Janeiro
Março de 2008

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.



Dimitri Melo Rodrigues Martins

**Setor Elétrico Brasileiro:
Análise do Investimento de Capital em Usinas Termelétricas**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Economia da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

João Manoel Pinho de Mello

Orientador
PUC-Rio

Leonardo Bandeira Rezende

PUC-Rio

Rogério Ladeira Furquim Werneck

PUC-Rio

Mário Veiga Ferraz Pereira

PSR Consultoria Ltda

Nizar Messari

Coordenador setorial do centro de Ciências Sociais - Puc Rio

Rio de Janeiro, 07 de março de 2008

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Dimitri Melo Rodrigues Martins

Graduou-se em Economia Pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) em 2005. Kursou no período de 2006 a 2007 o mestrado em Economia da PUC-Rio.

Ficha Catalográfica

Martins, Dimitri Melo Rodrigues

Setor elétrico brasileiro : análise do investimento de capital em usinas termelétricas / Dimitri Melo Rodrigues Martins ; orientadores: João Manoel Pinho de Mello, Leonardo Rezende. – 2008.

86 f. ; 30 cm

Dissertação (Mestrado em Economia)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

Inclui bibliografia

1. Economia – Teses. 2. Energia elétrica. 3. Investimentos em usinas termelétricas. I. Mello, João Manoel Pinho de. II. Rezende, Leonardo. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Economia. IV. Título.

CDD:330

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço ao meu orientador João Manoel Pinho de Mello. Sua orientação e incentivo, mais do que importantes para a conclusão deste trabalho, foram exemplos de amizade, empenho e profissionalismo.

Agradeço enormemente, também, ao meu co-orientador, Leonardo Rezende, pelas inúmeras idéias, pela dedicação e, principalmente, pelas longas discussões que certamente contribuíram para enriquecer este trabalho.

Agradeço a todos os professores do Departamento de Economia da PUC-Rio que tornaram esta jornada no mestrado extremamente proveitosa e, principalmente, aos membros de minha banca examinadora pelas valiosas sugestões.

A todos os meus colegas do mestrado pelo convívio, pelas discussões e, principalmente, pelas amizades que fizeram destes dois anos uma experiência mais prazerosa. Em especial, agradeço ao Fabrício que colaborou com excelentes sugestões para esta pesquisa, além de ser um excelente amigo.

Aos meus amigos de Belo Horizonte, em especial, Rodrigo e Júlio, que sempre me apoiaram e ajudaram a enfrentar os desafios e a vencer os obstáculos. Agradeço-os também pelos excelentes momentos de convívio e por toda a amizade.

Aos meus familiares, pelo amor e pela compreensão em saber que nem sempre pude estar presente. Agradeço pelo incentivo e torcida. Em especial, agradeço à minha mãe pelo carinho e pelas inúmeras contribuições e comentários que tanto acrescentaram a este trabalho. Também ao meu pai por todo o suporte e pelo ótimo convívio durante este período.

À minha avó, Izabel, pelo carinho e pela acolhida no Rio de Janeiro durante este mestrado.

Em especial, agradeço à Bárbara cujo carinho e amor tornaram todos estes anos muito mais prazerosos e cujo suporte e compreensão foram fundamentais para o alcance de meus objetivos. Agradeço a sua família e aos amigos Sérgio e Lucas pelos ótimos momentos de convivência durante todos estes anos.

Resumo

Martins, Dimitri Melo Rodrigues; Mello, João Manoel Pinho de; Rezende, Leonardo Bandeira. **Setor Elétrico Brasileiro: Análise do Investimento de Capital em Usinas Termelétricas**. Rio de Janeiro, 2008, 86p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Economia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Desde que o novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro passou a vigorar em 2004, a oferta de energia termelétrica, nos leilões de energia nova, vem se mostrando muito concentrada em tecnologias de alto custo variável (unitário), principalmente, em usinas movidas a óleo combustível e a diesel. Desta maneira, esta dissertação tem como objetivo inicial compreender de que forma os aspectos institucionais do novo marco regulatório se interagem com as características físicas e tecnológicas das usinas, de modo a propiciar uma provável vantagem competitiva em favor das usinas de alto custo variável. Este estudo tem ainda o objetivo de investigar o mecanismo do Índice de Custo Benefício (ICB), utilizado pelas entidades governamentais como critério de eficiência para a seleção, nos leilões de energia nova, dos projetos termelétricos mais competitivos. Deseja-se averiguar se este mecanismo gera os incentivos corretos sobre os empreendedores termelétricos, de modo que seja uma estratégia ótima para o empreendedor reportar o verdadeiro valor de seu custo variável à Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Os resultados teóricos encontrados e os resultados obtidos pelos procedimentos de simulação indicam que a estratégia ótima para o empreendedor não é, em geral, reportar seu custo variável verdadeiro à EPE. Mais ainda, os resultados mostram que esta estratégia ótima é dependente das expectativas dos investidores acerca dos preços futuros de energia. Quanto mais elevados forem os preços futuros esperados, maior tenderá a ser o custo variável declarado pelo empreendedor.

Palavras-chave

Setor Elétrico Brasileiro, Usinas termelétricas, Investimento em termoeletricidade

Abstract

Martins, Dimitri Melo Rodrigues; Mello, João Manoel Pinho de; Rezende, Leonardo Bandeira. **Brazilian Electrical Sector: Analysis of Investment in Thermo Electrical Plants**. Rio de Janeiro, 2008, 86p. MSc Dissertation – Departamento de Economia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Since the implementation of the new regulatory framework of the Brazilian electrical sector in 2004, the supply of thermo electrical power in the ‘new energy’ auctions has been very concentrated in high (unitary) variable costs technologies, mainly, in plants powered by fuel oil and diesel. In this way, this dissertation has as initial objective to understand how the institutional aspects of the new regulatory framework interact with the physical and technological characteristics of the power plants in a way to create a likely competitive advantage in favor of the high variable cost power plants. This study has also as an objective to investigate the Index of Cost Benefit (ICB) which is used by the government entities as criterion of efficiency to select, in the ‘new energy’ auctions, the most competitive thermo electrical projects. The study aims to verify if this mechanism induces the right incentives on the thermo power entrepreneurs, in a way that it would be an optimal strategy for the entrepreneur to report the actual value of his variable cost to the Empresa de Pesquisa Energética (EPE). The theoretical results and the simulation proceedings results both indicate that the optimal strategy to the entrepreneur is not in general to report the truthful variable cost to EPE. Moreover, the results show that the optimal reporting strategy is dependent of the beliefs the investors have concerning the future energy prices. The higher the expectations regarding the future prices, the higher will tend to be the entrepreneur reported variable cost.

Keywords

Brazilian Electrical Sector, Thermo electrical plants, Investment in thermo power generation

Sumário

1	Introdução	10
2	O Sistema Elétrico Brasileiro	13
2.1	Modelo simplificado de geração hidro-térmica com despacho centralizado	15
3	Os Leilões de Energia	21
4	Os Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado	32
5	A Escolha de Tecnologias Termelétricas	38
5.1	O ICB e seus componentes	38
5.2	Seleção de tecnologias termelétricas	47
6	Os Leilões de Energia: os incentivos estão alinhados?	59
6.1	Modelagem teórica dos leilões de energia nova	60
6.2	Simulações com o lucro esperado nos leilões de energia nova	66
7	Conclusão	77
8	Referências Bibliográficas	79
9	Apêndice	81
9.1	Tabelas	81
9.2	Gráficos	82
9.3	Desenvolvimento de Expressões	83

Lista de Tabelas

Tabela 1: Preços de Venda do 2º Leilão de Energia Nova (A-3)	24
Tabela 2: Preços de Venda do 3º Leilão de Energia Nova (A-5)	26
Tabela 3: Preços de Venda do 4º Leilão de Energia Nova (A-3)	27
Tabela 4: Preços de Venda do 5º Leilão de Energia Nova (A-5)	28
Tabela 5: Relação entre $(GF/Disp)$ e o Custo Variável das Usinas	41
Tabela 6: Caracterização dos Pontos de Máximo	75
Tabela A1: Dados Técnicos das Usinas Termelétricas	81

Lista de Gráficos

Gráfico 1: ICB como Função do Custo Variável das Usinas	42
Gráfico 2: Curva de Índice ICB Constante	44
Gráfico 3: Garantia Física Estimada e Potência Média Despachada	46
Gráfico 4: Superfície do Lucro Esperado	69
Gráfico 5: Imagem do Lucro Esperado	70
Gráfico 6: Imagem do Lucro Esperado (fator 1.75)	74
Gráfico A1: Custo Esperado de Operação (COP)	82
Gráfico A2: Custo Esperado de Operação (CEC)	83
Gráfico A3: Lucro Esperado (Fator 1.000)	84
Gráfico A4: Lucro Esperado (Fator 1.125)	84
Gráfico A5: Lucro Esperado (Fator 1.250)	84
Gráfico A6: Lucro Esperado (Fator 1.375)	84
Gráfico A7: Lucro Esperado (Fator 1.500)	85
Gráfico A8: Lucro Esperado (Fator 1.625)	85
Gráfico A9: Lucro Esperado (Fator 1.750)	85

1 Introdução

O novo modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro que passou a vigorar em 2004, disciplinado pela Lei nº 10.848/2004 e pelo Decreto nº 5.163/2004, estabeleceu que as concessionárias, as permissionárias, e as autorizadas do serviço público de distribuição de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) devem garantir, por meio de licitação na modalidade de leilões, o atendimento à totalidade de seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Estes leilões de energia ocorrem com periodicidade anual e são subdivididos em duas categorias principais: leilões de energia existente e leilões de energia nova. Os leilões de energia nova são organizados anualmente e se destinam ao atendimento das necessidades futuras de energia das distribuidoras, estimadas por elas próprias com três a cinco anos de antecedência, dependendo da modalidade do leilão. A oferta desta energia é constituída, usualmente, por usinas hidrelétricas ou termelétricas que ainda se encontram em fase de projeto, isto é, que ainda não tiveram suas obras de construção iniciadas. Os leilões de energia hidrelétrica e termelétrica são organizados em separado, desta maneira, usinas termelétricas competem exclusivamente entre si. No entanto, existe uma diversidade considerável de fontes de combustível que podem ser utilizadas para abastecer uma usina termelétrica. Dentre as principais se destacam: gás natural, gás de processo, carvão mineral, bagaço de cana de açúcar, urânio, óleo diesel e óleo combustível. Esta diversidade de tecnologias de geração termelétrica vem acompanhada de custos marginais de operação muito distintos entre si, que vão desde R\$ 10,00/MWh, no caso das usinas nucleares Angra 1 e Angra 2, chegando até mesmo a R\$ 820,00/MWh para algumas usinas movidas a óleo diesel.

Desde a realização do Primeiro Leilão de Energia Nova em 2005 até o presente momento, diversos tipos de tecnologia termelétrica, com custos variáveis igualmente distintos, já figuraram entre os ganhadores dos leilões de energia nova. Entretanto, esta oferta de energia nova se mostrou bem mais concentrada em usinas de alto custo variável (unitário), principalmente, em usinas movidas a óleo combustível e a diesel.

Assim, este estudo, primeiramente, busca a compreensão das seguintes questões: como tipos distintos de tecnologia de geração termelétrica, com custos marginais de operação que podem diferir significativamente entre si, podem ser “igualmente” competitivos? Isto é, como podem termelétricas com custo variável (unitário) muito elevado coexistir em equilíbrio com termelétricas de custo variável muito inferior? Seria um menor custo fixo ou custo de capital a única explicação para compensar as diferenças observadas entre os custos variáveis das usinas? Ou existem fatores institucionais no novo modelo do setor elétrico que “beneficiam” as usinas de custo variável alto? Mais ainda, as usinas de custo variável alto são de alguma maneira desejáveis? Por que? E por fim, poder-se-ia indagar se o novo arcabouço institucional do Setor Elétrico Brasileiro está produzindo uma oferta de energia nova que seja socialmente desejável.

Este estudo tem ainda o objetivo de investigar o mecanismo do Índice de Custo Benefício (ICB), que é utilizado pelas entidades governamentais como critério de eficiência para a seleção, nos leilões de energia nova, dos projetos termelétricos mais competitivos. Mais especificamente, deseja-se averiguar se este mecanismo gera os incentivos corretos sobre os empreendedores termelétricos, de modo que seja uma estratégia ótima para o empreendedor reportar o verdadeiro valor de seu custo variável à Empresa de Pesquisa Energética (EPE)¹. Os custos variáveis reportados pelos empreendedores são utilizados diretamente pela EPE no cálculo dos índices de competitividade e, desta maneira, talvez os investidores se defrontem com incentivos no sentido de não declarar o verdadeiro valor de seu custo variável.

Por fim, deseja-se avaliar como se modifica a estratégia ótima de um investidor termelétrico, principalmente no que se refere à escolha ótima do custo variável a ser declarado à EPE, mediante alterações nas expectativas deste investidor acerca dos preços futuros de energia. Para tanto, realizam-se diversos procedimentos de simulação que mapeiam a superfície de lucro esperado do empreendedor (antes da

¹ Esta entidade governamental é a responsável, dentre outras atribuições, pelo cálculo do índice ICB dos empreendimentos termelétricos habilitados para participar de um leilão de energia nova.

realização do leilão). Estes procedimentos são realizados para cenários de preços futuros de energia esperados pelos empreendedores que vão desde um cenário de referência em que os preços esperados pelos agentes são idênticos às estimativas do governo, até um cenário mais extremo em que os investidores possuem expectativas sobre preços futuros de energia que são, em média, 75% mais elevadas que as estimativas do governo.

Esta dissertação está estruturada em mais seis seções além desta introdução. A Seção 2 descreve em linhas gerais o Sistema Elétrico Brasileiro e apresenta um modelo teórico simplificado que ilustra os aspectos mais relevantes do sistema, principalmente, no que diz respeito à operação centralizada coordenada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e às regras que regem a entrada em operação das usinas termelétricas. A Seção 3 relaciona os aspectos institucionais dos leilões de energia nova e apresenta os resultados dos quatro últimos leilões de energia. A Seção 4 descreve, resumidamente, os Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR). A Seção 5 realiza uma discussão mais profunda sobre a competitividade das usinas termelétricas e apresenta alguns procedimentos de simulação que contribuem para o entendimento dessa questão. A Seção 6, por sua vez, investiga com que tipos de incentivos – proporcionados pela metodologia do índice ICB – se deparam os empreendedores em um leilão de energia nova, principalmente, no que diz respeito à escolha do custo variável ótimo a ser declarado à EPE e à escolha do lance ótimo para a receita fixa anual requisitada pelo empreendedor em um leilão de energia. A Seção 7 tece as considerações finais.

2

O Sistema Elétrico Brasileiro

O Sistema Elétrico Brasileiro é constituído pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), que detém cerca de 96,6% da capacidade total de produção de energia elétrica do país, e por sistemas independentes, localizados principalmente na Região Amazônica, que atendem a demanda residual. O SIN, por sua vez, é um sistema hidrotérmico de grande porte, com 85.950 MW de potência instalada, que conta com 26 agentes geradores cadastrados, cada qual operando múltiplas instalações hidrelétricas e termelétricas. Ademais, o SIN é um sistema predominantemente hidrelétrico, sendo que mais de 79% de sua capacidade total de oferta é advinda de geração hídrica¹. Devido à magnitude deste sistema interligado e à existência de restrições físicas associadas à transmissão de energia elétrica por longas distâncias, o SIN foi dividido em quatro subsistemas, cada qual com seu respectivo mercado *spot* de energia: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Dentro de cada subsistema as restrições físicas ao transporte de energia elétrica são desprezíveis e, desta forma, cada submercado opera com um único preço *spot* de energia, que pode ou não diferir dos outros submercados dependendo das condições hidrológicas e de mercado.

No Sistema Elétrico Brasileiro, a decisão sobre o despacho e a transmissão de energia elétrica é feita de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), baseada em um critério de custo mínimo de operação. Isto é, a decisão sobre a quantidade a ser ofertada de energia por cada usina, em cada instante do tempo, não cabe ao proprietário desta, e sim ao ONS que libera o despacho de cada usina seguindo uma ordem de mínimo custo marginal de operação até que a demanda seja plenamente atendida. No caso das termelétricas, a principal componente deste custo marginal de operação (CMO) é o gasto com o combustível a ser utilizado (gás natural, carvão, urânio, óleo combustível, diesel, biomassa, dentre outros). Além do gasto com combustível, os custos de depreciação do equipamento em uso, de operação e de manutenção também compõem o CMO. No caso das

¹ Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 – disponível em <http://www.epe.gov.br>

hidrelétricas o CMO não é calculado de maneira tão trivial. Os custos associados à manutenção e operação das instalações hidrelétricas são considerados extremamente baixos, algo em torno de R\$ 7,00/MWh. O despacho das hidrelétricas, contudo, não pode ser feito apenas com base nestes custos operacionais, uma vez que se deve levar em conta o valor da água contida nos reservatórios. Devido ao fato de estes recursos hídricos não serem ilimitados, o despacho indiscriminado das hidrelétricas reduziria sobremaneira o nível dos reservatórios para o próximo período e, desta forma, acabaria levando o sistema como um todo a níveis críticos de risco de racionamento. Sendo assim, o despacho das hidrelétricas é realizado com base no custo de oportunidade esperado da água (valor da água) que é computado por complexos algoritmos de programação dinâmica estocástica de múltiplos estágios², que levam em consideração uma série de variáveis representativas das atuais condições hidrológicas do sistema, bem como as condições da trajetória de demanda e de expansão física do sistema.

Neste sistema de despacho centralizado, não existe um “verdadeiro” preço *spot* de energia determinado em um ambiente de mercado, dado pela interação entre a oferta e a demanda de curto prazo. De fato, os custos marginais de curto prazo, que são calculados a partir das restrições impostas pelos multiplicadores de Lagrange do problema estocástico de otimização dinâmica, são utilizados como os preços no mercado à vista de eletricidade. Estes preços *spot* são atualizados uma única vez por semana e correspondem aos novos valores de CMO (um para cada subsistema) imputados pelo algoritmo de otimização a partir das novas informações disponíveis. A única diferença entre o preço à vista e o custo marginal do programa de otimização é que o preço à vista é limitado por um valor mínimo e um valor máximo estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – para o ano de 2007 estes valores foram fixados em R\$ 17,60/MWh e R\$ 534,30/MWh, respectivamente, em todos os submercados – com o intuito de proteger os

² Modelo NEWAVE para planejamento de médio prazo (até 5 anos) com discretização mensal. O Modelo DECOMP para otimização a curto prazo (até 12 meses) com discretização semanal/mensal. E por fim, o Modelo DESSEM para otimização a curtíssimo prazo (até 1 semana) com discretização com intervalos de ½ hora.

participantes do mercado de flutuações excessivas dos preços. Estes limites mínimo e máximo atuam somente na liquidação financeira entre os participantes de mercado, mas os valores cheios dos preços continuam sendo utilizados para a otimização do despacho de energia do sistema interligado.

Além disso, a ANEEL é a responsável pelo estabelecimento dos limites de risco do sistema. Atualmente, o nível de risco sistêmico determinado pela agência reguladora é de no máximo 5% em cada um dos subsistemas, isto é, o ONS coordena os despachos das usinas hidrelétricas e termelétricas de tal forma a assegurar que a demanda seja plenamente atendida em pelo menos 95% dos cenários hidrológicos. Ademais, a agência reguladora estipula um outro parâmetro importante: o custo do déficit de energia no SIN. Este custo varia em função do montante de carga não atendida. No ano de 2007, ele variou de R\$ 886,00/MWh, em caso de redução de carga de até 5%, até R\$ 4.538,94/MWh, nas ocasiões em que o déficit for superior a 20% da carga de energia.

2.1 Modelo simplificado de geração hidro-térmica com despacho centralizado

Tal como exposto, o algoritmo de otimização dinâmica do SIN é bastante complexo, envolvendo uma ampla gama de variáveis e distintos parâmetros pré-estabelecidos pela ANEEL, tais como os diversos patamares de custo de déficit do sistema mencionados anteriormente. Esta seção visa construir um modelo simplificado nos moldes de Matsumura (2003) ou de Moreira *et al.* (2004) que ignora uma série de características do sistema elétrico brasileiro, mas que ilustra seus aspectos mais relevantes, principalmente, no que diz respeito ao despacho centralizado orientado pela minimização do custo esperado do sistema, assim como as regras que regem a entrada em operação das usinas termelétricas.

Este modelo consiste em um sistema hidrotérmico simples. Devido à existência

de externalidades positivas no gerenciamento dos reservatórios de uma mesma bacia (Moita, 2006) e à necessidade associada em se ajustar o programa de otimização diante de tais externalidades, optou-se por agregar, para efeito de simplificação, todas as hidrelétricas em uma única hidrelétrica representativa (H), cujo custo de operação e manutenção é suposto igual a zero, de tal forma que o único custo relevante é o custo de oportunidade da água. Também supõe-se que a hidrelétrica seja dotada de um reservatório cuja capacidade máxima é \bar{K} e que no período t esteja produzindo q_t^H unidades de energia e armazenando K_t unidades de energia (por simplificação, supõe-se que a hidrelétrica transforme água em energia de forma linear, de tal sorte que a quantidade de água nos reservatórios possa ser medida em seu equivalente de energia). A escolha ótima q_t^{H*} de quantidade de produção hídrica deve, em cada período, respeitar a restrição dinâmica imposta pelo influxo corrente de água f_t e a variação do estoque de água de um período para outro:

$$K_{t+1} \leq K_t + f_t - q_t^H, \quad \forall t \quad (2.1)$$

O sinal de desigualdade acima é utilizado devido à possibilidade de transbordamento do reservatório quando o volume de água ultrapassar sua capacidade máxima \bar{K} .

As usinas termelétricas, por sua vez, foram separadas e agregadas em duas classes de ativos representativos: as termelétricas de base (TB) e as termelétricas complementares (TC). As termelétricas de base operam normalmente utilizando gás natural, carvão mineral, biomassa ou energia nuclear. São usinas cujo custo marginal de operação é substancialmente mais baixo se comparado com as térmicas complementares, porém, exigem investimentos iniciais em capital mais elevados e demandam também um maior tempo para construção. Já as térmicas complementares demandam menores investimentos para a construção e utilizam combustíveis mais caros, usualmente óleo combustível ou óleo diesel e, ao contrário das térmicas de base, ficam inoperantes na maior parte do tempo e não auxiliam no armazenamento dos reservatórios. As térmicas complementares são usinas emergenciais e pouco

contribuem para a redução do risco de déficit no médio e longo prazo. Cada usina térmica do sistema declara seu custo marginal de operação para a agência reguladora e para o ONS. Este custo é chamado de custo variável (CV) e é único por usina, não variando, portanto, de acordo com a quantidade produzida. Porém, como as usinas declaram distintos custos variáveis ao ONS, ao se agregar todas as térmicas de base do sistema na usina representativa TB, pode-se supor, por simplificação, a existência de uma função custo $c_t^{TB}(q_t^{TB})$ crescente ($c_t^{TB\prime}(q_t^{TB}) > 0$) e estritamente convexa ($c_t^{TB\prime\prime}(q_t^{TB}) > 0$). De maneira análoga, pode-se construir a função custo $c_t^{TC}(q_t^{TC})$ crescente e estritamente convexa da usina representativa TC.

Além disso, define-se uma função $\gamma(r_t)$ que representa o custo social de uma dada quantidade de energia racionada r_t . Sendo assim, neste modelo, o operador do sistema escolhe a seqüência ótima de produção $\{q_t^{H*}, q_t^{TB*}, q_t^{TC*}, r_t^*\}$ que minimiza o somatório do custo esperado, descontado por um fator ρ , das usinas termelétricas TB, TC e do custo social do déficit de energia (uma vez que o custo operacional da usina hidrelétrica H é nulo). Para tanto, o operador do sistema deve observar as restrições impostas pelo volume de água armazenada nos reservatórios, a restrição de pleno atendimento da demanda D_t ³, as condições de não negatividade da produção de cada usina e da quantidade racionada e, por fim, a restrição sobre a capacidade máxima do reservatório da usina H.

$$\{q_t^H, q_t^{TB}, q_t^{TC}, r_t\} \underset{\text{Min}}{E_{t_0}} \left[\sum_{t=t_0}^{\infty} \rho^{t-t_0} \left(c_t^{TB}(q_t^{TB}) + c_t^{TC}(q_t^{TC}) + \gamma(r_t) \right) \right]$$

³ Como a quantidade racionada é uma variável de escolha do operador do sistema, pode-se supor que a demanda D_t seja plenamente atendida em todos os períodos. A escolha da “produção” de energia r_t ocorrerá sempre que a quantidade racionada for a fonte mais barata de produção dentre as alternativas disponíveis.

$$s.a \left\{ \begin{array}{ll} q_t^H + K_{t+1} - K_t - f_t \leq 0 & (\phi_t) \\ q_t^H + q_t^{TB} + q_t^{TC} + r_t = D_t & (\lambda_t) \\ K_{t+1} \geq 0 & (\mu_{kt+1}) \quad \forall t \\ K_{t+1} \leq \bar{K} & (\mu_{kk+1}) \\ q_t^H \geq 0, q_t^{TB} \geq 0, q_t^{TC} \geq 0, r_t \geq 0 & (\mu_t^H), (\mu_t^{TB}), (\mu_t^{TC}), (\mu_t^R) \end{array} \right.$$

Este problema de minimização pode ser mais facilmente resolvido utilizando-se a técnica de programação dinâmica, a qual redefine um problema de otimização em sua forma análoga recursiva. Substituindo-se a segunda restrição na primeira para q_t^H e reescrevendo-se o problema de minimização como um problema de maximização recursivo obtém-se:

$$V(K_t + f_t) = \underset{\{q_t^H, q_t^{TB}, q_t^{TC}, r_t\}}{\text{Max}} - \left[c_t^{TB}(q_t^{TB}) + c_t^{TC}(q_t^{TC}) + \gamma(r_t) \right] + \rho E_t[V(K_{t+1} + f_{t+1})]$$

$$s.a \left\{ \begin{array}{ll} D_t - q_t^{TB} - q_t^{TC} - r_t + K_{t+1} - K_t - f_t \leq 0 & (\phi_t) \\ K_{t+1} \geq 0 & (\mu_{kt+1}) \quad \forall t \\ K_{t+1} \leq \bar{K} & (\mu_{kk+1}) \\ q_t^H \geq 0, q_t^{TB} \geq 0, q_t^{TC} \geq 0, r_t \geq 0 & (\mu_t^H), (\mu_t^{TB}), (\mu_t^{TC}), (\mu_t^R) \end{array} \right.$$

onde $V(K_t + f_t)$ é a função valor do problema do operador. Isto é, $V(K_t + f_t)$ é o maior *payoff* factível esperado em t, quando o estado da natureza é $(K_t + f_t)$. As CPOs do problema são as seguintes:

$$q_t^{Ti} : -c_t^{Ti} \cdot (q_t^{Ti}) + \phi_t + u_t^{Ti} = 0 \quad i \in (B, C) \quad (1)$$

$$K_{t+1} : \rho E_t[V'(K_{t+1} + f_{t+1})] - \phi_t + \mu_{kt+1} - \mu_{kkt+1} = 0 \quad (2)$$

$$r_t : -\gamma'(r_t) + \phi_t + u_t^R = 0 \quad (3)$$

$$u_t^{Ti} \cdot q_t^{Ti} = 0 \quad (4)$$

$$\mu_t^R \cdot r_t = 0 \quad (5)$$

$$\mu_{kt+1} \cdot K_{t+1} = 0 \quad (6) \quad + \text{as restrições de desigualdade}$$

$$\mu_{kkt+1} \cdot [K_{t+1} - \bar{K}] = 0 \quad (7)$$

Reescrevendo (1) e (2) de maneira apropriada obtém-se:

$$c_t^{Ti} \cdot (q_t^{Ti}) = \phi_t + \mu_t^{Ti} \quad (1')$$

$$\rho E_t[V'(K_{t+1} + f_{t+1})] = \phi_t - \mu_{kt+1} + \mu_{kkt+1} \quad (2')$$

Do Teorema do Envelope segue que: $V'(K_t + f_t) = \phi_t \Rightarrow V'(K_{t+1} + f_{t+1}) = \phi_{t+1}$

E substituindo-se em (2') temos: $\rho E_t[\phi_{t+1}] = \phi_t - \mu_{kt+1} + \mu_{kkt+1} \quad (*)$

A equação (1') em t+1 revela que: $c_{t+1}^{Ti} \cdot (q_{t+1}^{Ti}) - \mu_{t+1}^{Ti} = \phi_{t+1} \quad (**)$

Substituindo-se (**) e (1') em (*) segue:

$$c_t^{Ti} \cdot (q_t^{Ti}) - \mu_t^{Ti} - \mu_{kt+1} + \mu_{kkt+1} = \rho E_t[c_{t+1}^{Ti} \cdot (q_{t+1}^{Ti}) - \mu_{t+1}^{Ti}] \quad (***)$$

Uma solução simplificada do problema ocorre quando q_t^{TB} e q_t^{TC} são positivos para todo t e quando $0 \leq K_{t+1} \leq \bar{K}$, isto é, o reservatório opera sempre com quantidade positiva de água, embora nunca exceda sua capacidade máxima. Neste caso, a solução é dada por:

$$\begin{cases} c_t^{Ti} \prime(q_t^{Ti}) = \rho E_t[c_{t+1}^{Ti} \prime(q_{t+1}^{Ti})] & (1'') \\ c_t^{TB} \prime(q_t^{TB}) = c_t^{TC} \prime(q_t^{TC}) = \phi_t & (2'') \\ \gamma \prime(r_t) = \phi_t + u_t^R & (3'') \end{cases}$$

$$q_t^{TB} + q_t^{TC} + q_t^H + r_t = D_t \quad (4'')$$

$$K_{t+1} \leq K_t + f_t - q_t^H \quad (5'')$$

$$\mu_t^R \cdot r_t = 0 \quad (6'')$$

$$q_t^H \geq 0, q_t^{TB} > 0, q_t^{TC} > 0, r_t \geq 0 \quad (7'')$$

$$0 < K_{t+1} < \bar{K} \quad (8'')$$

Desta maneira, o procedimento de despacho do ONS estabelece a igualdade entre os custos marginais das usinas, bem como sua igualdade com a constante ϕ_t .

Tal como consta nas derivações do modelo, $\phi_t = \frac{\partial V(K_t + f_t)}{\partial K_t}$, isto é, ϕ_t é igual ao

valor incremental de uma unidade adicional de água nos reservatórios. Sendo assim, as termelétricas são acionadas sempre que tiverem custo marginal de geração inferior ao valor da água contida nos reservatórios. No ótimo, o ONS estabelece a igualdade entre os custos marginais das termelétricas com o custo marginal do fornecimento de uma unidade incremental de água, isto é, com o valor da água. Portanto, este custo de oportunidade da água – calculado pelo programa de otimização do ONS – é exatamente igual ao custo marginal da termelétrica mais cara em operação, e por isso, é também equivalente ao custo marginal de operação do sistema. Este custo marginal, por sua vez, é o próprio preço *spot* da eletricidade a menos das limitações estipuladas pela ANEEL de preço máximo e de preço mínimo.

3 Os Leilões de Energia

O novo modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro que passou a vigorar em 2004, disciplinado pela Lei nº 10.848/2004 e pelo Decreto nº 5.163/2004, estabeleceu que as concessionárias, as permissionárias, e as autorizadas do serviço público de distribuição de energia do SIN devem garantir, por meio de licitação na modalidade de leilões, o atendimento à totalidade de seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). À ANEEL cabe a regulação das licitações para contratação de energia elétrica e a realização do leilão diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)¹. Os leilões de energia ocorrem com periodicidade anual e são subdivididos em duas categorias principais: os leilões de energia existente e os leilões de energia nova. Os leilões de energia existente têm por objetivo a venda de energia de empreendimentos existentes cujo investimento inicial em sua construção já tenha sido plenamente amortizado. Estes leilões são usualmente classificados como leilões do tipo “A-1”. Isto é, são leilões organizados no ano anterior ao ano de entrega física de energia (“A”), e esta, por sua vez, deverá ser inicialmente fornecida sempre a partir do primeiro dia do ano contratado. O prazo destes contratos de energia existente é, usualmente, estabelecido em oito anos de duração.

Os leilões de energia nova, por sua vez, se destinam ao atendimento das necessidades de mercado das distribuidoras mediante a venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos que, em geral, ainda não iniciaram sua etapa de construção. Estes leilões são organizados sob a formatação do tipo “A-5” e “A-3”, também ocorrem com periodicidade anual, e os contratos têm vigência de 15 anos para a energia advinda de empreendimentos termelétricos e de 30 anos para os empreendimentos hidrelétricos. O objetivo de tais leilões é propiciar a possibilidade, por parte das distribuidoras, de contratação antecipada de energia para o atendimento pleno de sua demanda estimada três a cinco anos à frente. Devido ao fato de a energia

¹ Disponível em <http://www.ccee.org.br>

existente total do país ser insuficiente para atender ao total de carga demandada pelas distribuidoras, a estimação precisa da quantidade de energia nova necessária para atender ao crescimento de sua demanda ao longo destes cinco anos é de vital importância para o desempenho operacional da distribuidora. No novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro, as distribuidoras estão autorizadas pela ANEEL a repassarem para as tarifas de energia os montantes contratados até o limite máximo de 103% de sua carga futura efetiva. Este limite aumenta a segurança do sistema, pois reconhece a impossibilidade de uma previsão perfeita da demanda e estabelece um limite de tolerância para o erro da previsão dos agentes distribuidores. Este sistema também assegura, com alta probabilidade, que o montante contratado de energia seja no mínimo igual à carga futura efetiva, pois dada a assimetria da tolerância do repasse automático às tarifas, os agentes distribuidores preferirão estritamente errar a contratação de energia para mais do que para menos, já que se contratarem menos energia que o necessário para o pleno atendimento da carga efetiva, os distribuidores terão de arcar com os custos da aquisição de energia no mercado *spot*.²

Antes da realização dos leilões, as distribuidoras registram inicialmente a quantidade de energia que necessitam contratar. As demandas individuais são agregadas constituindo-se o *pool* comprador de energia elétrica. Desta forma, todas as distribuidoras são representadas por esse *pool* de energia que irá, por sua vez, adquirir em leilão o somatório das quantidades solicitadas de energia por cada distribuidora. Os custos advindos da compra de energia elétrica em leilão são representados por um único custo médio ponderado de aquisição que é único para cada participante do *pool*. Desta maneira, as distribuidoras desembolsarão uma quantia equivalente à quantidade de energia solicitada, multiplicada pelo preço médio de aquisição do *pool* de energia.

² De fato, ainda existe um mecanismo atenuante para aquelas distribuidoras que estiverem fora de sua trajetória ótima de contratação. Um ano antes da entrega de energia, são realizados os leilões de ajuste, momento no qual as distribuidoras descontratadas estão autorizadas a adquirir a energia faltante. Contudo, a contratação máxima permitida por distribuidora nos leilões de ajuste está limitada em 1% de sua carga efetiva e o direito de repasse do custo às tarifas de energia está limitado ao menor dentre os custos de contratação relativos a “A-5” e “A-3”.

Este mecanismo socializa os ganhos de comercialização entre as distribuidoras garantindo, por exemplo, que todas as distribuidoras, independentemente da região de atuação ou da escala de produção, se deparem exatamente com os mesmos custos de contratação por unidade de energia. Sendo assim, todo o processo competitivo do leilão é transferido para o lado da oferta. Os empreendedores com seus respectivos projetos de geração térmica ou hídrica são classificados em ordem crescente de acordo com o preço a que estão dispostos a fornecer energia no futuro. Cabe ressaltar, que este procedimento é feito separadamente de acordo com o tipo de empreendimento: se termelétrico ou hidrelétrico. O fator que distingue a quantidade de energia a ser demandada de fonte termelétrica ou hidrelétrica não é aquele ditado pelos preços relativos de mercado entre estas duas fontes, mas sim, um parâmetro estabelecido pelo Ministério de Minas e Energia (MME), que fixa uma fração de energia elétrica mínima a ser demandada de fontes de geração termelétrica, com o intuito de diversificar a matriz energética nacional no longo prazo de tal maneira a atingir os objetivos de diversificação estabelecidos no Plano Decenal de Energia Elétrica. Sendo assim, dentro de cada categoria de geração, são selecionados aqueles projetos cujas propostas de preço de venda de energia elétrica futura sejam as menores possíveis, mas sempre respeitando o percentual mínimo de energia advinda de fonte termelétrica estabelecido pelo MME. Estes projetos vão sendo gradativamente selecionados até que o montante de oferta agregada de energia seja exatamente suficiente para atender à demanda do *pool* comprador.

Para os geradores, os leilões de energia nova representam uma oportunidade de venda garantida de energia – assegurada pelos contratos futuros de longo prazo – antes mesmo que o empreendimento tenha saído do papel. Isto implica em uma redução dos riscos e incertezas associadas ao projeto e, contribui, conseqüentemente, para a redução dos custos de geração de energia elétrica, uma vez que os investidores exigirão uma taxa interna de retorno proporcionalmente mais baixa para a construção do projeto. É exatamente por este motivo que os leilões de energia nova são organizados com bastante antecedência. Como mencionado, os leilões seguem a formatação “A-5” e “A-3”, ou seja, são realizados cinco ou três anos antes do primeiro ano de entrega física de energia. Essa escolha de formatação não se dá por

acaso. Estes são os prazos médios de construção de usinas hidrelétricas de grande porte (5 anos) e de usinas termelétricas (3 anos). Desta maneira, as distribuidoras, via o *pool* comprador, podem cobrir a maior parte de suas necessidades de contratação de energia nova com 5 anos de antecedência, adquirindo energia em um leilão cujo preço é teoricamente inferior, uma vez que espera-se uma maior concentração de energia hidrelétrica em leilões do tipo “A-5”. Posteriormente, nos leilões “A-3”, as distribuidoras podem realizar um ajuste mais fino de suas necessidades contratuais, dado que as informações disponíveis em “A-3” contribuirão para uma estimativa mais precisa da demanda das distribuidoras, se comparada com aquelas estimativas realizadas em “A-5”. Este mecanismo coloca as distribuidoras diante de um *trade-off* entre os custos de aquisição mais baixos em leilões “A-5” (controlando-se para os demais fatores) e o maior nível de previsibilidade da demanda em “A-3” com seu conseqüente benefício, que se dá via a redução do risco de perdas econômicas advindas de um nível de contratação ineficiente. Desta forma, a decisão ótima das distribuidoras no que diz respeito aos níveis de contratação em cada leilão afetam, em última instância, a maneira como se dá a expansão física do sistema. A sinalização advinda da demanda das distribuidoras é a responsável no SIN pela decisão da alocação de capital gerador de energia elétrica entre os distintos períodos de tempo, além é claro, dos parâmetros estabelecidos pelo MME que determinam a quantidade mínima de investimento em fontes termelétricas de geração e em fontes advindas de energia alternativa (solar, eólica, dentre outras).

Como mencionado, existe uma diversidade considerável de fontes de combustível que podem ser utilizadas para abastecer uma usina termelétrica. Dentre as principais se destacam: gás natural, carvão mineral, bagaço de cana de açúcar, urânio, óleo diesel e óleo combustível. A TABELA 1, abaixo, reporta o preço de venda de energia e o combustível utilizado (ou nome do rio, caso seja um empreendimento hidrelétrico) dos empreendimentos vencedores do 2º Leilão de Energia Nova “A-5” realizado em junho de 2006.

TABELA 1 – Preços de Venda do 2º Leilão de Energia Nova (A-3)

Empreendimento Termelétrico	Preço de Lance (ICB em R\$)	Receita (R\$/ano)	MW médio contratado	CV (R\$)	Combustível
Colorado	134,21	9.502.510	8	36,00	Cana de Açúcar
São José	134,20	32.993.000	28	0,01	Cana de Açúcar
Camaçari Polo De Apoio I	134,30	54.346.000	101	429,05	Óleo Combustível

Camaçari Muricy I	134,42	54.452.000	101	429,05	Óleo Combustível
Camaçari Muricy II	134,39	31.603.000	58	812,46	Óleo Diesel
Pecém II	134,21	31.508.000	58	820,91	Óleo Diesel
Petrolina	134,15	45.416.000	84	470,73	Óleo combustível
Cisframa	133,92	1.476.000	2	150,00	Cavaco de Maneira
Santa Isabel	134,25	13.216.475	11	0,01	Cana de Açucar
São João Biogás	132,02	11.565.000	10	0,01	Biogás
Potiguar	134,25	14.603.536	27	635,90	Óleo Diesel
Potiguar III	134,25	15.788.124	29	635,89	Óleo Diesel
Pau Ferro I	134,31	25.110.000	46	705,00	Óleo Diesel
Termomananus	134,31	38.200.000	70	705,00	Óleo Diesel
Quirinópolis	134,12	13.190.000	11	0,01	Cana de Açucar
TOTAL			644		
<i>Desvio_Padrão</i>	0,5841				

Empreendimento Hidrelétrico	Preço de Lance	Preço de Venda	MW médio contratado	Rio
Barra Grande	124,00	127,73	10	--- Pelotas
Cana Brava	124,97	131,05	273	--- Tocantins
Aimorés	125,00	125,00	84	--- Doce
Irape	125,00	125,00	206	--- Jequitinhonha
Porto Estrela	118,00	134,42	18	--- Santo Antônio
Queimado	125,00	125,00	47	--- Preto
Santa Fé	124,99	124,99	16	--- Itapemirim
Engenheiro Sergio Motta	124,97	124,97	82	--- Paraná
Porto das Pedras	124,70	124,70	21	--- Sucuriú
Pedra do Garrafão	124,99	124,99	11	--- Itabapoana
Pirapetinga	124,99	124,99	11	--- Itabapoana
Piedade	125,00	125,00	7	--- Piedade
Barra Escondida	124,99	124,99	1	--- Saudades
São Domingos II	124,00	124,00	21	--- São Domingos
Ita	124,99	124,99	220	--- Uruguai
TOTAL			1028	
<i>Desvio_Padrão</i>	1,7966			

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da CCEE. (www.ccee.org.br) e da EPE (www.epe.gov.br)

A TAB. 1 reporta o preço de lance, ou o Índice de Custo Benefício (ICB) no caso de usinas termelétricas, a quantidade de megawatts médios contratados por usina, o custo variável por MWh gerado, a receita fixa anual do empreendimento (aplicável apenas para as termelétricas) e o preço de venda do MWh (para os empreendimentos hidrelétricos). A receita fixa anual será explicada de maneira mais detalhada na Seção 3 deste artigo. O preço de venda de energia hidrelétrica é diferente do preço de lance. Isso ocorre porque os empreendimentos hidráulicos –

principalmente aqueles licitados ainda sob o arcabouço do “antigo” modelo do setor elétrico – tiveram de desembolsar recursos vultuosos para comprar os direitos de outorga pelo uso do bem público. Com a implantação do “novo” modelo de regulação do setor elétrico – que diminuiu significativamente a cobrança das outorgas pelo uso do bem público (tarifas UBP) – os empreendimentos hidrelétricos que no passado arcaram com tarifas de outorga muito mais pesadas passaram a ter o direito de vender energia com um prêmio sobre o preço de lance realizado no leilão. Este adicional cobrado foi calculado de tal forma a permitir que as pesadas tarifas de outorga fossem amortizadas ao longo da vida útil do empreendimento, permitindo assim uma equalização da competição com os novos empreendimentos hidrelétricos que são chamados a pagar uma tarifa anual de UBP bastante menor, que se situa em torno de 0,5% a 1% da receita anual do empreendimento dependendo da “qualidade” do potencial hidrelétrico.

As TABELAS 2, 3 e 4 mostram, respectivamente, dados semelhantes para o 3º Leilão de Energia Nova ocorrido em outubro de 2006, para o 4º Leilão de Energia Nova de julho de 2007, e para o último e mais recente 5º Leilão de Energia Nova realizado em outubro de 2007.

TABELA 2 – Preços de Venda do 3º Leilão de Energia Nova (A-5)

Empreendimento Termelétrico	Preço de Lance (ICB em R\$)	Receita (R\$/ano)	MW médio contratados	CV (R\$)	Combustível
Quata	137,00	12.365.900	10	0,00	Cana de Açúcar
Usian Bonfim	137,60	25.921.216	21	0,00	Cana de Açúcar
Palmeiras De Goiás	137,70	30.657.000	69	515,79	Óleo Diesel
Ferrari	138,00	9.856.900	8	0,00	Cana de Açúcar
Macaé Merchant	138,00	110.586.240	200	281,27	Gás Natural
					Gás de Processo e Vapor
Do Atlântico	136,88	239.813.760	200	94,00	
Boa Vista	134,99	13.400.776	11	0,00	Cana de Açúcar
Bahia I	138,00	2.547.408	5	430,19	Óleo Combustível
Baía Formosa	137,70	14.063.154	11	0,00	Cana de Açúcar
TOTAL			535		
<i>Desvio_Padrão</i>	0,9669				

Empreendimento Hidrelétrico	Preço de Lance	Preço de Venda	MW médio contratados		Rio
Dardanelos	113,09	112,68	147	---	Aripuanã
Salto Pilão - Camargo Correa	107,45	135,98	20	---	Itajaí-Açu
São Salvador	112,90	135,01	148	---	Tocantins
Mauá	113,15	112,96	192	---	Tibagi
Salto Pilão - DME	104,80	133,34	20	---	Itajaí-Açu
Monjolinho	113,15	122,63	42	---	Passo Fundo
TOTAL			569		
<i>Desvio_Padrão</i>	3,6854				

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da CCEE. (www.ccee.org.br) e da EPE (www.epe.gov.br)

TABELA 3 – Preços de Venda do 4º Leilão de Energia Nova (A-3)

Empreendimento Termelétrico	Preço de Lance (ICB em R\$)	Receita (R\$/ano)	MW médio contratado	CV (R\$)	Combustível
Campina Grande	132,83	64.889.490	119	267,15	Óleo Combustível
Global I	135,90	60.094.603	105	267,14	Óleo Combustível
Global II	135,90	62.343.626	109	267,14	Óleo Combustível
Nova Olinda	136,00	68.213.341	120	267,14	Óleo Combustível
Tocantinópolis	135,90	68.108.221	120	267,14	Óleo Combustível
Itapebi	133,60	56.650.527	103	266,21	Óleo Combustível
Monte Pascoal	132,80	56.724.258	104	260,83	Óleo Combustível
Termocabo	134,80	21.292.232	38	264,00	Óleo Combustível
Termonordeste	135,97	70.255.263	123	267,00	Óleo Combustível
Termeparaíba	135,92	70.189.043	123	267,00	Óleo Combustível
Maracanau I	133,13	65.360.962	119	256,91	Óleo Combustível
Viana	133,21	63.500.000	121	267,15	Óleo Combustível
TOTAL			1304		

Desvio_Padrão 1,4177

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da CCEE. (www.ccee.org.br) e da EPE (www.epe.gov.br)

Obs: Não houve oferta hidrelétrica no 4º Leilão de Energia Nova.

TABELA 4 – Preços de Venda do 5º Leilão de Energia Nova (A-5)

Empreendimento Termelétrico	Preço de Lance (ICB em R\$)	Receita (R\$/ano)	MW médio contratado	CV (R\$)	Combustível
Termomaranhão	128,95	220.677.303	315	N.D*	Carvão
Santa Cruz Nova – 1 e 2	129,34	180.599.282	351	N.D	Gás natural
MPX	125,95	417.424.381	615	N.D	Carvão
Suape II	131,49	141.700.000	265	N.D	Óleo combustível
Maracanau II	130,95	27.209.797	51	N.D	Óleo combustível
TOTAL			1597		
<i>Desvio_Padrão</i>	2,1713				

Empreendimento Hidrelétrico	Preço de Lance	Preço de Venda	Mwm médio contratado	Rio
Funil	125,90	125,90	43	--- Grande
São Domingos	126,00	126,57	36	--- Verde
Foz do Chapeco	125,49	131,49	259	--- Uruguai
Serra do Facao	115,00	131,49	121	--- São Marcos
Estreito	126,00	126,57	256	--- Tocantins
TOTAL			715	
<i>Desvio_Padrão</i>	4,8557			

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da CCEE. (www.ccee.org.br) e da EPE (www.epe.gov.br)

* Custos variáveis não disponíveis até a presente data.

As tabelas acima evidenciam que os preços de lance das usinas vencedoras, nos leilões de energia termelétrica, não apresentam grandes variações entre si mesmo quando estes são oriundos de empreendimentos termelétricos que utilizam diferentes tipos de combustível. Este fato ocorre devido à sistemática escolhida para a realização destes leilões. Em geral, estes leilões são divididos em duas etapas. De modo simplificado³, a primeira etapa do leilão é organizada no formato *descending price clock auction*. O leilão se inicia com um preço de ICB elevado que vai sendo gradualmente reduzido a cada rodada do leilão. O empreendedor ao observar o preço corrente em uma dada rodada do leilão ajusta a sua quantidade de energia ótima a ser ofertada àquele preço, podendo esta ser igual a zero caso o empreendedor fique insatisfeito com a rentabilidade esperada do empreendimento. Este processo só

³ Para um detalhamento completo sobre as regras e mecanismos adotados nos leilões de energia nova ver o documento “Detalhamento da Sistemática” – disponível em www.ccee.org.br, na seção Leilões de Energia Elétrica.

termina quando o somatório das ofertas for menor ou igual a uma oferta de referência. Neste momento, inicia-se a segunda etapa do leilão. Na segunda etapa os empreendedores não mais podem alterar a quantidade a ser ofertada que ficou estabelecida na última rodada da primeira etapa do leilão. Nesta segunda etapa, chamada de rodada discriminatória, os empreendedores submetem lances de ICB em envelope fechado. O sistema organizará estes lances em ordem crescente de valor. As respectivas quantidades de energia ofertada são então somadas nesta ordem até que atendam a quantidade demandada pelo MME (que não é perfeitamente previsível). A energia excedente é então desclassificada do leilão. A baixa variabilidade dos preços de lance vencedores é, em última instância, consequência desta sistemática específica destes leilões. Ela pode ser em boa parte explicada pela primeira etapa do leilão em que os preços de energia são gradualmente reduzidos, mas são comuns a todos os empreendedores termelétricos em cada rodada do leilão. Dependendo da agressividade dos empreendedores na segunda etapa do leilão, os preços de lance final podem vir a ser muito similar ao preço de encerramento da primeira etapa do leilão.

Os custos marginais de operação das usinas termelétricas são, por sua vez, muito distintos entre si. As usinas termelétricas de base que utilizam gás natural, bagaço de cana, ou carvão mineral apresentam, usualmente, um custo marginal de operação que varia entre R\$ 10,00/MWh⁴ e R\$ 200,00/MWh. Por outro lado, as usinas termelétricas complementares possuem custos marginais médios de operação muito mais elevados, custos estes que normalmente situam-se entre R\$ 200,00/MWh e R\$ 850,00/MWh. A partir das tabelas acima, pode-se averiguar que não existe uma tecnologia dominante única. Ao contrário disso, as tabelas demonstram que os

⁴ Porém, tal como consta nas tabelas acima, o custo variável dos empreendimentos cujo combustível é o bagaço de cana de açúcar é reportado como sendo próximo ou igual a zero. Isto ocorre porque estas usinas possuem energia do tipo inflexível, isto é, possuem contratos que as obrigam a gerar sua capacidade máxima ao longo do período de safra e zero no período de entressafra. Ou seja, sua geração não é determinada pela regra de despacho ótimo do ONS descrita na Seção 1 deste artigo, mas sim, por contratos que especificam *a priori* todo o montante de energia a ser produzido ao longo do ano. Desta forma, não existe incerteza sobre as quantidades a serem produzidas e, sendo assim, toda a remuneração do empreendimento é advinda da receita fixa anual e por isso os custos variáveis são reportados como sendo igual a zero.

empreendedores apresentam projetos vencedores que utilizam diversos tipos de combustível e têm, conseqüentemente, custos marginais de operação igualmente distintos.

No entanto, uma análise mais criteriosa das tabelas acima revela ainda que à exceção do 5º Leilão de Energia Nova, todos os demais leilões apresentaram uma oferta de energia termelétrica concentrada em dois subgrupos, a saber: energia proveniente de rejeitos industriais (bagaço de cana de açúcar, cavaco de madeira, biogás, e gás de processo / vapor) ou energia “suja” e com custo variável de produção bastante elevado (óleo combustível e diesel). Em particular, o 4º Leilão de Energia Nova (realizado em 2007) apresentou uma oferta termelétrica nada diversificada com todos os doze empreendimentos vencedores ofertando energia advinda da queima de óleo combustível. Os empreendimentos do primeiro subgrupo, cuja energia é gerada a partir de rejeitos industriais, embora sejam muito importantes do ponto de vista ambiental, não podem ser avaliados sob o mesmo prisma aplicado aos demais empreendimentos de geração termelétrica. Isso porque estas usinas são construídas, em geral, com o intuito de aumentar a eficiência energética de empreendimentos cuja atividade principal não é a geração de energia elétrica e, desta maneira, atuam somente de maneira complementar⁵. O caso clássico é o do bagaço de cana de açúcar que seria naturalmente desperdiçado após a moagem da cana e, desta forma, é natural o seu aproveitamento para a geração auxiliar de eletricidade. Estes empreendimentos termelétricos possuem uma dinâmica própria em que as decisões relativas à quantidade ofertada de energia são muito mais baseadas no conceito de aproveitamento dos resíduos de um outro processo produtivo do que dependentes dos preços *spot* de energia ou do marco regulatório do setor. Sendo assim, a oferta de energia proveniente daqueles empreendimentos cujo objetivo central é o de geração de eletricidade ficou muito restrita às fontes térmicas cujo custo variável de produção

⁵ O termo complementar diz respeito apenas à relação de dependência deste processo de geração de energia para com sua fonte térmica, e não complementar no sentido de diminuto, uma vez que o agregado de todas estas usinas – principalmente das usinas cuja energia é proveniente do bagaço de cana de açúcar – deve vir a compor uma parcela expressiva da oferta de energia nova tão logo os inúmeros projetos de usinas para a produção de etanol estejam concluídos.

é bastante elevado, isto é, ao óleo combustível e ao diesel⁶. Desta maneira, seria natural indagar até que ponto os fatores institucionais do novo marco regulatório do setor estariam interagindo com as características tecnológicas das usinas e contribuindo, assim, para a formação desta oferta concentrada nas tecnologias de custo variável mais elevado.

A Seção 4, a seguir, discorre sobre os contratos de comercialização de energia em ambiente regulado que são, de certa maneira, o ponto de partida para se compreender como se dá esta interação entre os fatores institucionais do setor com as características físicas e tecnológicas das usinas termelétricas, uma vez que é a partir destes contratos de comercialização que os empreendedores têm seu fluxo de receitas estipulado e assegurado. Posteriormente, a Seção 5, por meio de alguns procedimentos de simulação, expõe de maneira mais clara os *trade offs* entre os custos fixos e custos variáveis com os quais os investidores se defrontam e as conseqüências destas escolhas sobre o Índice de Custo Benéfico (ICB) de seu empreendimento.

⁶ Todavia, faz-se necessário mencionar que este viés em direção às tecnologias de alto custo variável que vem sendo observado desde o Primeiro Leilão de Energia Nova foi atenuado neste quinto e mais recente leilão, tal como demonstra a TAB 4.

4

Os Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado

A escolha de um determinado tipo de projeto ou tecnologia termelétrica está intimamente relacionada com os contratos de comercialização de energia em ambiente regulado (CCEAR¹). Tal como mencionado na Seção 3, a venda de energia nova é realizada mediante contratos futuros de longo prazo (15 anos para energia termelétrica) que são estabelecidos entre os distribuidores que compõem o *pool* comprador de energia e cada um dos empreendimentos vencedores do leilão. São estes contratos que estabelecem os parâmetros da remuneração de um empreendedor termelétrico e, por conseqüência, constituem um elemento relevante na escolha de um determinado tipo de empreendimento. A seguir, apresenta-se de forma sucinta os aspectos mais relevantes destes contratos.

Os CCEAR para as termelétricas são realizados na modalidade intitulada “contratos por disponibilidade de energia”. Nesta modalidade de contratação, os agentes geradores de energia são pagos de acordo com sua quantidade de energia assegurada² e não com base na energia efetivamente gerada. Os agentes geradores termelétricos estão autorizados a vender, nos leilões de energia, um montante máximo de energia dado pela quantidade total de energia assegurada da usina. Um empreendedor termelétrico pode optar por atender simultaneamente o mercado livre de energia, assim como o mercado regulado. Se este for o caso, tudo se procede como se a usina principal estivesse subdividida em duas usinas secundárias. O empreendedor declara a fração de sua usina comprometida com o mercado regulado

¹ Os contratos de comercialização de energia nova estão disponíveis, na íntegra, em www.ccee.org.br.

² A energia assegurada, conhecida também como energia firme ou garantia física da usina, é calculada e estabelecida pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que leva em consideração a potência total da usina, as taxas de indisponibilidade forçada e programada declaradas pelo empreendedor, o custo variável unitário do empreendimento declarado também pelo empreendedor, dentre outros fatores. Quanto maior for o custo variável menor será a garantia física da usina atribuída pela EPE como proporção de sua potência total instalada, uma vez que quanto maior for o custo variável menor será a probabilidade desta usina vir a ser despachada pelo ONS. Por outro lado, quanto maior for a potência total, maior será a disponibilidade total de energia, líquida das taxas de indisponibilidade forçada ou programada, e maior será o montante atribuído de energia firme.

e, a partir disso, será calculada sua energia assegurada disponível para comercialização nos leilões de energia nova. A outra fração da usina pode comercializar energia no ambiente livre da forma como bem entender o empreendedor e a outra parte signatária do contrato bilateral, isto é, o consumidor livre, desde que respeitadas as regras e procedimentos de comercialização da CCEE. Porém, os novos empreendimentos termelétricos que atendem ao mercado cativo têm o feito de forma exclusiva até este 5º Leilão de Energia. Por isso, doravante, sempre que houver referência neste artigo à venda ou comercialização de energia, supõe-se que esta seja feita exclusivamente para o mercado regulado.

O empreendedor, em contrapartida à oferta de energia firme que adicionará ao sistema caso seja um dos vencedores, faz um lance no leilão que é um pedido de uma renda fixa anual. Esta renda anual solicitada pelo empreendedor deverá financiar todos os custos fixos da usina incluindo as despesas de depreciação e os fluxos de remuneração do capital investido³. Os custos variáveis de geração de energia elétrica, por sua vez, não são arcados pelo investidor. Os CCEARs na modalidade “disponibilidade de energia” estabelecem que as despesas relativas aos custos (variáveis) de manutenção e operação, assim como os custos variáveis com combustível são de responsabilidade da parte contratante, ou seja, das distribuidoras que compõem o *pool* comprador de energia elétrica. O acionamento destas usinas para a geração de energia elétrica é feito em consoante com a regra de despacho do ONS detalhada na Seção 1 do artigo. As usinas são chamadas a gerar, se necessário o for, seguindo a ordem de mérito, isto é, do menor custo variável de operação para o maior custo variável. As despesas variáveis incorridas pelo empreendedor quando

³ Esta mesma renda fixa anual também deverá remunerar todos os gastos (de combustível inclusive) relativos à parte inflexível da usina. A inflexibilidade da usina é o montante de potência mínima que deve ser obrigatoriamente despendido e que não está sujeito, portanto, à regra de despacho do ONS. A inflexibilidade da usina pode ser oriunda de razões tecnológicas como, por exemplo, um reator nuclear pode não ter uma flexibilidade operacional elevada de tal forma que seja exigida uma carga mínima de potência para seu funcionamento adequado, ou proveniente de motivos econômicos como, por exemplo, uma usina de gás natural que possui um contrato de fornecimento do tipo “*take or pay*” de tal maneira que seja economicamente inviável mantê-la desligada. Nestes casos, o investidor deve declarar à EPE a proporção de sua potência que é inflexível e deve cobrar os gastos relativos à inflexibilidade na sua receita fixa anual.

este é chamado a operar pelo ONS são ressarcidas pelas distribuidoras (participantes do *pool*) em bases mensais, de acordo com a quantidade de energia gerada no mês e do valor do custo variável (unitário) declarado pelo empreendedor a EPE⁴. A princípio, toda a remuneração do investidor advém de sua receita fixa anual estipulada nos momentos que antecedem a realização do leilão de energia. Porém, quanto maior for o pedido de receita fixa anual menor será o índice de competitividade do empreendimento e menor, portanto, a probabilidade de vencer o leilão. O critério para a escolha dos projetos vencedores do leilão é dado pelo Índice de Custo Benefício (ICB). Os projetos são selecionados em ordem crescente de ICB até que o somatório das ofertas de energia se iguale à demanda total do *pool* de energia. O ICB é definido da seguinte forma:

$$ICB = \frac{Receita\ Fixa + COP + CEC}{8760 * GF}$$

O termo COP é definido como sendo a esperança do Custo de Operação. O Custo de Operação, por sua vez, é uma função do custo variável de operação declarado pelo empreendedor e da quantidade de energia efetivamente gerada pela usina que depende, por sua vez, dos Custos Marginais de Operação (CMOs) futuros observados no SIN. Desta maneira, o Custo de Operação é uma variável aleatória cujo valor esperado é calculado com base em uma amostra de CMOs divulgados pela EPE⁵. Em termos matemáticos, o COP é definido da seguinte forma:

⁴ Na realidade, as cláusulas de remuneração das despesas variáveis incorridas no mês são um pouco mais complexas. Envolvem questões relacionadas ao reajuste periódico (anual) pelo índice IGP-M dos custos variáveis não relacionados diretamente com as despesas de combustível e um reajuste do valor do custo médio de combustível de acordo com uma média do preço de mercado do combustível – apurada em índices de referência internacionais bem definidos nos contratos – nos dias úteis do mês “M-1”, onde “M” é o mês em que ocorreu o último despacho da usina. Para mais detalhes, ver o contrato na íntegra na seção Leilões, disponível em www.ccee.org.br. Porém, a menos de questões relacionadas à defasagem dos reajustes e de efeitos da inflação, pode-se supor que tudo se passa como se o investidor declarasse diretamente a EPE seu custo variável.

⁵ Esta amostra de preços spot futuros de energia da EPE é construída a partir de uma simulação realizada no programa NEWAVE que recebe como *input* 2.000 cenários hidrológicos distintos e retorna como *output* uma série de 2.000 preços *spot* de energia para cada mês ao longo de um período de dez anos.

$$COP = \frac{\sum_{i=1}^{120} \sum_{j=1}^{2000} COP_{i,j}}{i \times j} \times 12, \quad \text{onde } COP_{i,j} = CV \times (Gera_{i,j} - Inflex) \times nhoras$$

Com a inflexibilidade igual a zero, o termo $COP_{i,j}$ é equivalente ao produto do custo variável declarado pelo empreendedor pela quantidade de energia gerada em um dado mês e em um determinado cenário hidrológico⁶ (termo $Gera_{i,j}$). O COP, tal como definido, é apenas uma média anualizada destes gastos mensais futuros com a operação da usina, realizados a partir dos 2.000 distintos cenários hidrológicos e ao longo dos próximos 120 meses.

De forma semelhante, o termo CEC é definido como sendo a esperança do Custo Econômico de Curto Prazo que é função das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física (energia firme vendida ao *pool* quando da realização do leilão). Tais diferenças energéticas são avaliadas ao preço *spot* do sistema e compõem, desta forma, o chamado Custo Econômico de Curto Prazo. Em termos matemáticos:

$$CEC = \frac{\sum_{i=1}^{120} \sum_{j=1}^{2000} CEC_{i,j}}{i \times j} \times 12, \quad \text{onde } CEC_{i,j} = CMO \times (GF - Gera_{i,j}) \times nhoras$$

Deve-se observar que o termo $CEC_{i,j}$ pode inclusive assumir valores negativos já que a Garantia Física das usinas é usualmente menor que a capacidade de geração máxima. Logo, em alguns cenários, o termo $Gera_{i,j}$ será maior que o termo GF. Basicamente, o termo CEC computa o gasto esperado anual com a compra de energia (avaliada ao preço *spot*) que o *pool* deverá desembolsar sempre quando a usina apresentar geração de energia inferior àquela vendida no leilão de energia, isto é, a

⁶ Lembrando aqui que uma determinada usina é chamada a gerar energia somente quando o preço *spot* do sistema superar seu custo variável.

sua garantia física.

Por fim, no denominador aparece o termo Garantia Física multiplicado por 8.760. Como a GF é estipulada em MW, isto é, em uma medida de potência, faz-se necessária sua multiplicação pelo número de horas do ano a fim de transformar a GF em uma grandeza de energia (MWh). Assim, o ICB tenta medir o custo total anual médio de um dado projeto (do ponto de vista do *pool* comprador de energia) *vis-à-vis* à quantidade total de energia assegurada (Garantia Física) adicionada ao sistema.

Neste ponto surge uma outra indagação relevante: seria esta regra de remuneração do empreendedor – isto é, um pedido no leilão de uma certa receita fixa anual – associada a esta regra de escolha de um determinado projeto (pelo menor ICB), com o custo variável deste sendo diretamente reportado pelo empreendedor, uma regra compatível em incentivos? Isto é, será que ao maximizar o lucro esperado do projeto, o empreendedor tem incentivo a reportar para à EPE seu custo variável verdadeiro? A Seção 6 desta dissertação analisa este ponto.

A exposição acima auxilia a compreensão de como se dá a interação dos fatores tecnológicos dos distintos projetos com o desenho institucional do SIN. Tipicamente, o investidor termelétrico se depara com o seguinte *trade off*: as usinas que possuem um custo marginal de operação mais elevado, usualmente aquelas que operam com tecnologia a diesel ou óleo combustível, são aquelas que apresentam os menores custos com investimento em capital, menor custo em termos de tempo de construção, e não menos importante, apresentam probabilidade mais baixa de serem chamadas a operar pelo ONS. Exatamente o contrário disso ocorre com as usinas que possuem custos marginais mais baixos. Estas usinas utilizam, normalmente, o gás natural ou o carvão mineral e por isso, possuem instalações mais sofisticadas que demandam mais investimento em capital e mais investimento em tempo de construção e ainda são chamadas a operar com probabilidade mais elevada. A necessidade de realização de maiores desembolsos de capital acaba refletindo em uma despesa de depreciação mais elevada e, conseqüentemente, na cobrança de uma receita fixa anual mais alta o que

acaba aumentando o ICB tornando-o, portanto, menos competitivo. Ademais, se por um lado o menor custo variável reduz o gasto por unidade de energia gerada – o que teoricamente permitiria reduções no COP – por outro lado, este menor custo variável acaba levando a usina a ser acionada com mais frequência, contribuindo, assim, com um efeito no sentido de aumentar o COP do projeto. Devido ao fato de o SIN trabalhar, sob condições hidrológicas regulares, com preços *spot* de energia muito baixos, as usinas de custo operacional elevado acabam sendo “beneficiadas” exatamente pela possibilidade de não operarem. Ao não despacharem a energia assegurada que fora vendida ao *pool* quando da realização do leilão, estas usinas não têm adicionado ao seu ICB o valor de seu custo marginal de operação, mas sim, adiciona-se ao seu ICB (via o termo CEC) o valor do custo marginal da energia comprada no mercado *spot*, isto é, adiciona-se o custo marginal do sistema como um todo que é normalmente muito inferior ao custo operacional destas usinas.

Desta maneira, há indícios de que esta concentração de projetos termelétricos com custos variáveis elevados, nos leilões de energia nova, é proveniente desta metodologia de cálculo aplicada pela EPE que estaria tornando mais competitivas as usinas que apresentam uma tecnologia de geração de energia com alto custo variável, mas com menor custo fixo. Entretanto, existem muitos outros fatores que podem estar contribuindo no sentido de limitar a oferta de outras fontes térmicas. Por exemplo, a dificuldade para contratar, atualmente, um fornecimento constante e seguro de gás natural pode estar contribuindo também para esta escassez relativa de projetos termelétricos que queimam este combustível.

5

A Escolha de Tecnologias Termelétricas

Esta seção busca aprofundar a investigação sobre como alguns dos componentes do índice ICB se comportam mediante variações no custo variável das usinas. Além disso, é objetivo desta seção estabelecer uma crítica a respeito da metodologia do ICB como critério para seleção de projetos termelétricos. Para tanto, apresenta-se um modelo teórico que estabelece a regra ótima de decisão de qual tipo de usina (supondo a existência de apenas dois tipos de tecnologia) deve ser adicionada ao sistema, dada uma função da distribuição de probabilidade sobre a demanda por energia termelétrica que pode ser derivada do algoritmo de otimização do ONS.

5.1

O ICB e seus componentes

Como mencionado na Seção 4, existem evidências preliminares de que a metodologia de cálculo do ICB pode estar gerando um “viés” de competitividade significativo em favor das usinas que possuem tecnologia do tipo alto custo variável e baixo custo fixo¹. Esta subseção visa mensurar, por meio de simulações, a sensibilidade do ICB e de seus componentes mediante variações no custo variável das usinas. Para os cálculos e gráficos apresentados a seguir utilizou-se uma base de dados da EPE contendo 2.000 previsões de preços *spot* futuro (uma para cada cenário hidrológico) para cada mês do ano ao longo do período que compreende os anos de

¹ O termo viés ou beneficiadas vêm sempre aparecendo entre aspas neste artigo pois até o momento não foi discutido o quão desejável é esta oferta termelétrica de energia nova. Mesmo que a metodologia do ICB favoreça a competitividade da usina de alto custo variável, isto por si só não constitui um viés propriamente dito em relação a uma condição de ótimo. A oferta deste tipo de tecnologia pode ser desejável e um cálculo de ICB que favoreça este tipo de tecnologia pode ser até mesmo benéfico. Isto porque dependendo da distribuição de preços *spot* futuros de energia, a tecnologia de baixo custo fixo e de elevado custo variável pode ser tecnicamente a mais competitiva. Em particular, em um cenário de preços médios de energia muito baixos, a tecnologia dominante é aquela que apresenta custos fixos baixos, uma vez que a usina em questão será raramente chamada a entrar em operação pelo ONS.

2006 a 2015². Isto é, cada mês do ano pertencente ao período em questão possui 2.000 previsões distintas de preços médios que são função, em última instância, da série de cenário hidrológico subjacente para o período. É esta a mesma base de dados utilizada pela EPE para o cálculo dos ICBs das usinas.

Como exposto anteriormente, o índice ICB é definido como:

$$ICB = \frac{Receita\ Fixa + COP + CEC}{8760 * GF} \quad (5.1.1)$$

A Seção 4 deste artigo apresenta as definições dos termos Receita Fixa, Garantia Física (GF) e a metodologia de cálculo para os termos COP e CEC. O comportamento dos termos COP e CEC, como função do custo variável (CV) das usinas, pode ser facilmente simulado utilizando-se a matriz dos CMOs futuros esperados pelo EPE. Para tanto, necessita-se construir uma matriz contendo os valores da variável $Gera_{ij}$. Esta variável segue a regra de despacho ótimo detalhada na Seção 2. A usina é chamada pelo ONS a gerar sua disponibilidade máxima de energia sempre quando o preço *spot* superar o CV da usina e é chamada a gerar sua inflexibilidade caso contrário. Como as simulações a seguir são feitas apenas para as usinas 100% flexíveis, sempre quando o preço *spot* for inferior ao CV das usinas, elas permanecerão desligadas naquele mês em questão. Depois de construída a matriz contendo os valores de geração para cada mês do período analisado e para cada possível cenário, as funções COP e CEC podem ser construídas de imediato apenas aplicando-se as fórmulas apresentadas na Seção 4.

Porém, o termo GF é um pouco mais complexo. As entidades governamentais não disponibilizam ao público os parâmetros utilizados para o cálculo da GF. Este termo é estabelecido pela ANEEL em acordo com a Portaria MME N° 303, de 18 de novembro de 2004, a partir da metodologia de cálculo da variável Fator Térmico (FT) detalhada nesta portaria e do somatório do total de energia crítica do submercado em

² Base de dados “CMOs para os Leilões de Energia Nova A-3 e A-5” disponível em www.epe.gov.br.

questão³. No entanto, embora as fórmulas utilizadas sejam de domínio público, as entidades governamentais não divulgam os parâmetros utilizados para a simulação do FT realizada com o programa NEWAVE. Sendo assim, não é de conhecimento público a série de preços *spot* futuros utilizados para o cálculo do FT nem mesmo as quantidades de energia produzidas por cada termelétrica. A metodologia utilizada pelas entidades governamentais para o cálculo do FT é distinta daquela utilizada pela EPE para o cálculo do índice ICB. Ao se utilizar a matriz de preços *spot* da EPE e a mesma suposição implícita no cálculo do ICB⁴, os resultados encontrados para a GF são distintos daqueles estabelecidos pela ANEEL.

Desta maneira, devido às dificuldades de se proceder com um cálculo direto da GF tal como fora realizado com os termos COP e CEC, a solução adotada neste artigo para a simulação do termo GF como função do CV das usinas foi a de realizar uma regressão linear utilizando-se os dados disponíveis nas TAB 1, TAB 2, TAB 3 e TAB 4 da Seção 3 e dados sobre a disponibilidade total de energia (Disp) e Garantia Física de cada usina⁵. A regressão analisa a associação existente entre o CV das usinas e a razão $GF/Disp$. Seria de se esperar que quanto maior fosse o CV de uma dada usina, menor seria a GF atribuída a esta usina como percentual de sua disponibilidade total de energia⁶. A equação estimada foi a seguinte:

³ Para mais detalhes ver Portaria MME Nº 303, de 18 de novembro de 2004, disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2004303mme.pdf>

⁴ No cálculo do ICB existe a suposição implícita de que uma usina térmica ao ser chamada a operar em um determinado mês (cenário hidrológico com preço *spot* médio mais elevado que o CV da usina) ficará em operação ininterrupta ao longo de todo o mês em questão. Isto é uma simplificação advinda do fato de que a matriz da EPE de preços esperados futuros só apresenta um único valor por mês. Na prática, o preço *spot* pode iniciar o mês com valores menores que o CV da usina e sofrer elevação severa apenas na última semana do mês, de tal modo que a usina só entraria em operação ao final daquele mês mesmo com o preço *spot* médio do mês sendo superior ao CV da usina devido à súbita elevação da última semana.

⁵ A TABELA A1, no apêndice deste artigo, apresenta de forma consolidada os dados utilizados na regressão. Foram considerados todos os empreendimentos termelétricos vencedores de um dos quatro últimos leilões de energia, exceto aqueles que apresentaram inflexibilidade diferente de zero e daqueles com CV igual ou muito próximo a zero, isto é, das usinas que utilizam resíduos como combustível térmico.

⁶ A disponibilidade de energia de uma usina é dada por sua potência máxima multiplicada pelas taxas de indisponibilidade forçada e indisponibilidade programada declaradas pelo empreendedor. Isto é, a

$$GF/Disp = \beta_0 + \beta_1.CV + \varepsilon \quad (5.1.2)$$

A TAB. 5, abaixo, reporta os resultados da regressão.

TABELA 5 – Relação entre ($GF/Disp$) e o Custo Variável das Usinas

Variável Dependente:	GF/Disp
Custo Variável (CV)	-0,000668 (-9,06)
Constante	0,964935 -28,31
Observações	24
R ²	0,84

Notas: Estatística t (*robust*) entre parênteses.
* Significante a 5% ; ** Significante a 1%

Desta maneira, o termo GF pode ser estimado a partir do CV da usina e de sua disponibilidade total de energia, tal como consta na equação (5.3) abaixo:

$$\hat{GF} = (\hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1.CV) \times Disp \quad (5.1.3)$$

Metodologia utilizada para simular o comportamento do ICB

- Foram escolhidos como parâmetros referenciais os dados técnicos da usina Global 1 do 4º Leilão de Energia Nova. Esta usina utiliza o óleo combustível como fonte térmica e apresenta uma potência instalada padrão para este tipo de combustível (140 MW).
- A matriz de preços *spot* utilizada é a do submercado Nordeste, o que está

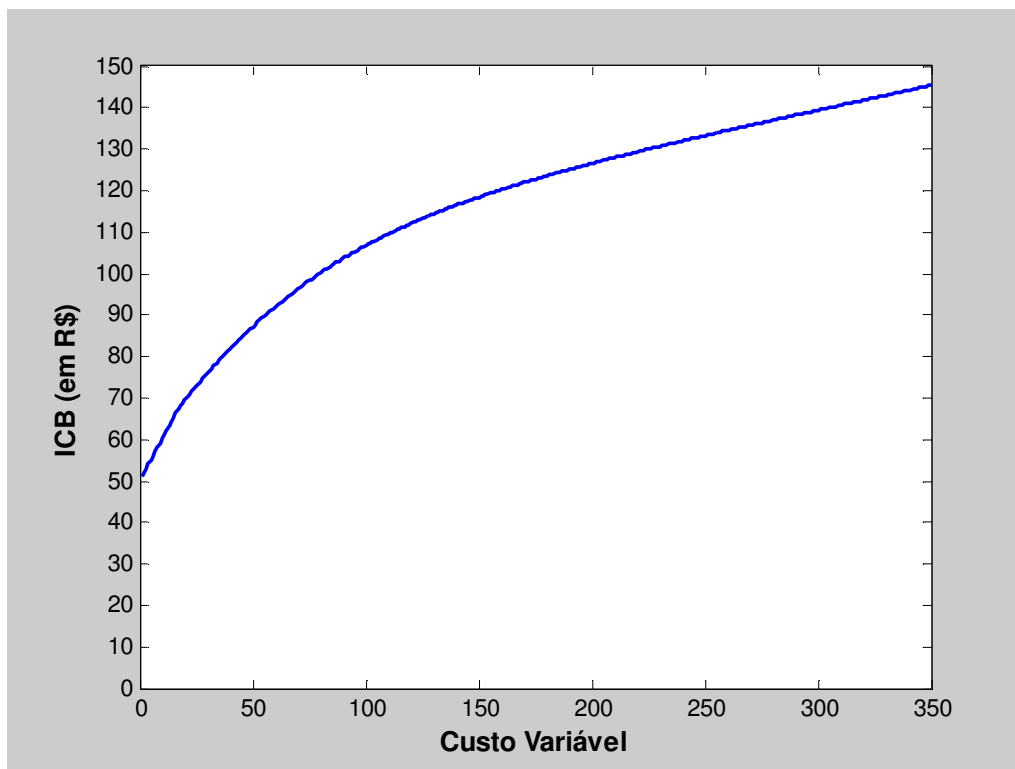
disponibilidade de energia é, em última instância, o percentual de potência máxima que pode ser fornecido de forma contínua pela usina já levando-se em consideração as perdas com as paradas programadas e não programadas para a manutenção dos equipamentos.

condizente com a localidade da usina Global 1.

- O ICB é calculado a partir da fórmula (5.1.1), mas na ausência da verdadeira função de GF, utiliza-se a GF predita pela equação (5.1.3).
- Um índice ICB é calculado para cada valor (inteiro) de CV pertencente ao intervalo [1,350]. A receita fixa utilizada para este cálculo dos ICBs foi fixada em um patamar idêntico àquele cobrado pela usina Global 1 (R\$ 60.094.603,00), independentemente do CV em questão. Os parâmetros de disponibilidade de energia também se mantiveram constantes e iguais aos da usina Global 1 na simulação.

O GRÁFICO 1, abaixo, apresenta o ICB como uma função crescente do CV das usinas quando se mantém constante a receita fixa cobrada em leilão e os dados técnicos de potência e disponibilidade de energia.

GRÁFICO 1 – ICB como Função do Custo Variável das Usinas



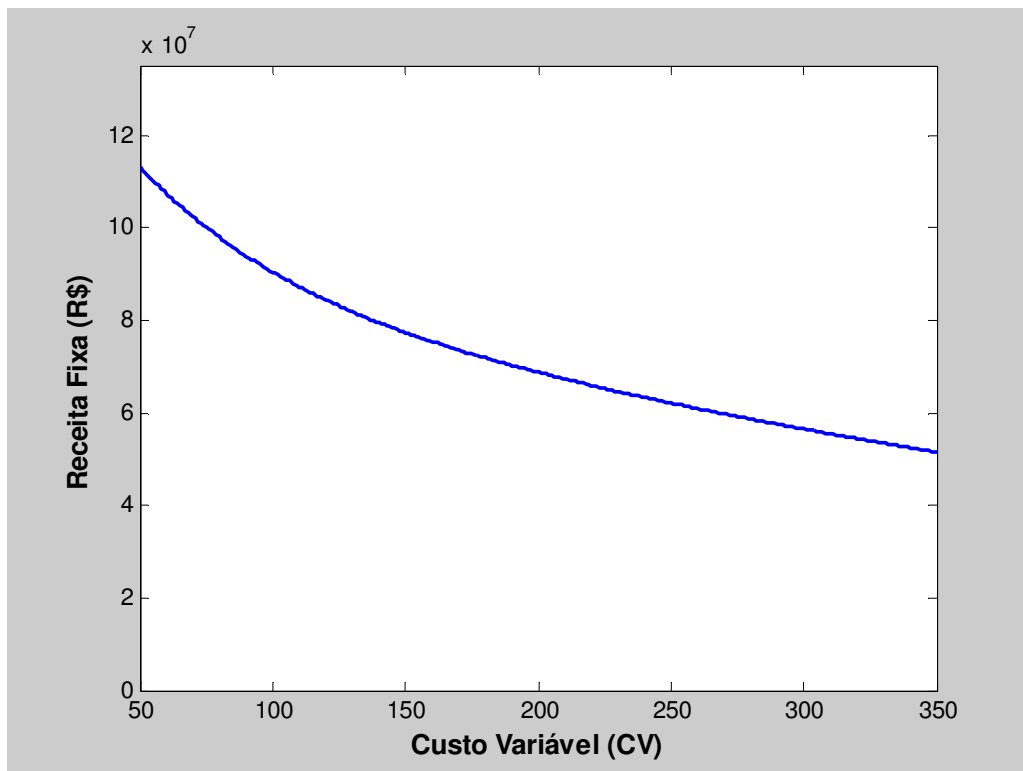
Como pode ser observado no GRAF. 1, o ICB não reage de forma expressiva a mudanças no CV das usinas⁷. Por exemplo, uma usina cujo custo variável fosse de R\$ 200,00/MWh e que requisitasse no leilão uma renda fixa equivalente àquela solicitada pela Global 1, teria seu ICB calculado em R\$ 126,54, ao passo que se esta mesma usina apresentasse um CV bem maior, equivalente a R\$ 300/MWh, teria seu ICB calculado em R\$ 139,37.

Esta concavidade da curva ICB é advinda, principalmente, do termo COP, pois este não é uma função estritamente crescente no CV. Embora o CV da usina esteja contribuindo linearmente para o aumento do termo COP, o menor despacho médio de energia das usinas que possuem CV alto acaba tendo um efeito prevalecente quando o CV já é relativamente alto. Os GRÁFICOS A1 e A2, no apêndice (9.2), apresentam o comportamento dos termos COP e CEC do índice ICB.

Uma maneira mais interessante para visualizar o efeito que o aumento do CV acarreta sobre a competitividade das usinas termelétricas, sob o atual marco regulatório, poderia ser vista traçando-se uma curva de receita fixa versus CV que mantivesse o índice ICB constante. Para a construção desta curva fixou-se o índice ICB e a disponibilidade de energia em valores idênticos aos da usina Global 1. O GRAF. 2, abaixo, apresenta os resultados encontrados.

⁷ Deve-se observar que a escala do eixo das ordenadas é mais compacta que a escala do eixo das abscissas.

GRÁFICO 2 – Curva de Índice ICB Constante



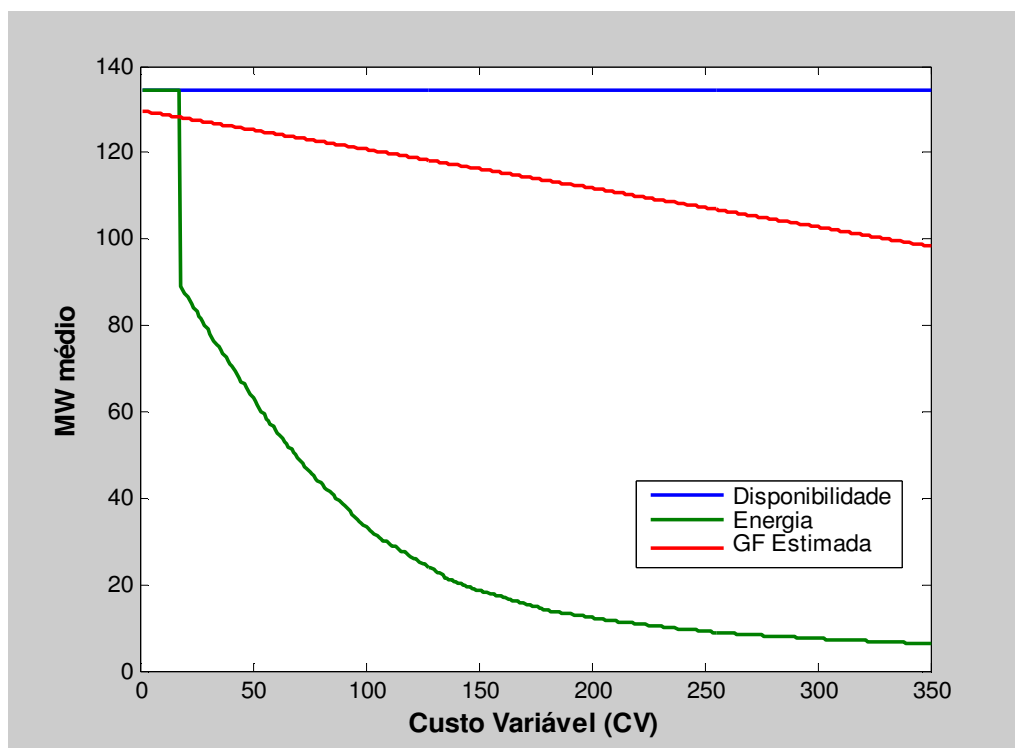
Todos os pontos da curva do GRAF. 2 apresentam o mesmo índice ICB e, conseqüentemente, teriam a mesma competitividade em um leilão de energia nova. Qualquer usina que tivesse tecnologia mais competitiva que a usina Global 1 estaria situada abaixo (ou à esquerda) da curva de ICB constante. É possível notar a partir do GRAF. 2 que usinas de CV baixo não podem apresentar custos fixos (receita fixa) muito mais elevados que usinas com CV alto. Uma usina hipotética com potência e disponibilidade de energia similar à Global 1 e com CV igual a R\$ 150/MWh poderia requisitar no leilão uma receita fixa anual de R\$ 77,3 milhões. Com esta configuração, a usina apresentaria um índice ICB de R\$ 135,90 que é o mesmo da usina Global 1. No entanto, a termelétrica Global 1 alcança este mesmo ICB com um CV bem maior (de R\$ 267,14) e com um receita fixa anual de R\$ 60,1 milhões. Conforme mencionado, as termelétricas de base (gás natural, carvão mineral e atômica) apresentam custos marginais de operação relativamente reduzidos, ao passo que demandam, em geral, pesados investimentos de capital e requerem um tempo de construção também relativamente maior devido à complexidade dos projetos. Estes

investimentos mais pesados de capital (e de tempo) acabam se refletindo em um pedido proporcionalmente mais elevado de receita fixa anual. Porém, conforme mostra o GRAF. 2, a margem para pedidos de receita fixa anual mais elevada é um tanto limitada, ainda que este pedido seja acompanhado de uma redução considerável no CV da usina. Esta pode ser então uma das razões que contribuíram para a formação de uma oferta de energia nova extremamente concentrada nas tecnologias sujas e de alto CV.

Tendo discutido a existência de um possível “viés” a favor das usinas de alto CV, resta agora analisar a origem de tal “viés”. O ICB procura medir o custo anual de um dado empreendimento termelétrico do ponto de vista do *pool* comprador de energia. Por isso, são contabilizadas as despesas com a receita fixa da usina, com os custos operacionais previstos, e com os gastos esperados com a compra de energia no mercado *spot* (em função do período em que a termelétrica ficará inoperante). Tendo sido feita a contabilidade das despesas, é escolhida a termelétrica que gera os menores custos ao *pool* de energia. Entretanto, estas despesas são ponderadas pela quantidade de Garantia Física (GF) atribuída a cada usina. O índice calcula o valor das despesas por unidade de GF que a usina agrega ao sistema. E esta atribuição de GF às usinas é o que de fato altera o perfil de competitividade perante os demais projetos. Uma nova termelétrica agrega valores ao SIN em duas dimensões: potência instalada e produção efetiva de energia. Uma usina cujo CV é demasiadamente alto vai ser despachada somente em cenários críticos de escassez de chuvas e, conseqüentemente, vai agregar pouco ao SIN na dimensão de produção efetiva de energia elétrica. Porém, esta nova usina termelétrica agrega mais capacidade instalada ao sistema, tornando-o mais seguro. Por conseqüência, este aumento de capacidade emergencial gera uma externalidade positiva que possibilita ao ONS operar os reservatórios das hidrelétricas com maior nível de “agressividade” consumindo, em média, um volume maior de água, o que acaba contribuindo para uma redução no custo médio de energia. Sendo assim, ambas as qualidades – capacidade e fornecimento efetivo de energia – são de grande importância para o SIN. O que a GF faz, em última instância, é sintetizar estas duas grandezas em um só número.

Atualmente, a metodologia utilizada pelas entidades governamentais para o cálculo da GF das termelétricas pondera com muito mais peso as características relacionadas à capacidade instalada do que as características relacionadas à geração efetiva de energia. O GRAF. 3, abaixo, compara o comportamento da GF, estimada pela equação linear (5.3), com a geração média (esperada) de energia⁸ como função do CV das usinas termelétricas. Apresenta ainda a disponibilidade de energia da usina referencial em questão (134,5 MW).

GRÁFICO 3 – Garantia Física Estimada e Potência Média Despachada



⁸ A curva de geração média (esperada) de energia pode ser construída a partir da matriz dos elementos $Gera_{ij}$ utilizando-se metodologia similar à aplicada para o cálculo do ICB. O salto discreto observado na curva de geração média de energia é proveniente da existência do PLD mínimo (atualmente em R\$ 17,60) discutido na Seção 2. Como o preço *spot* nunca é inferior ao PLD mínimo, a geração das usinas cujo CV é inferior ao PLD mínimo é equivalente a sua disponibilidade total, uma vez que sempre serão chamadas pelo ONS a despachar energia. O salto decorre em virtude da massa de probabilidade no preço PLD mínimo.

Deve-se notar que a curva de GF estimada como função do CV das usinas está muito mais próxima à disponibilidade total de energia da usina do que da geração média esperada de energia. Desta forma, usinas com CV demasiadamente alto recebem uma quantidade de GF apenas ligeiramente inferior às usinas cujo CV é baixo. Por exemplo, uma usina cujo CV fosse de R\$ 270,00 contribuiria com um despacho médio efetivo de energia de apenas 6,20% de sua disponibilidade total de energia, ao passo que ganharia uma GF correspondente a 78,45% de sua disponibilidade total. Portanto, a maneira como se dá a ponderação das grandezas relacionadas à capacidade e produção efetiva de energia é determinante para o sucesso competitivo de uma ou de outra tecnologia termelétrica. Desta forma, é bastante provável que as metodologias de cálculo aplicadas à seleção de projetos termelétricos, principalmente dos que tratam da GF, realizados sob o atual marco regulatório, estejam gerando um “viés” no sentido de aumentar a rentabilidade relativa dos empreendimentos de alto CV.

Entretanto, conforme será discutido na Seção 5.2, este “viés” de rentabilidade pode ser desejável, uma vez que dependendo das condições de preços *spot* futuros (preços médios baixos), o investimento ótimo seria de fato aquele que apresentasse os menores custos fixos, pois ainda que o CV seja demasiadamente elevado, a usina em questão entraria em operação apenas nos períodos hidrológicos mais críticos de tal forma que seu elevado CV não viria a constituir uma despesa significativa ao *pool* de energia.

5.2

Seleção de tecnologias termelétricas

Esta subseção tem a finalidade de apresentar um modelo teórico simplificado para a seleção de tecnologias termelétricas e discutir, posteriormente, a metodologia que vem sendo utilizada pelas entidades governamentais para a seleção dos novos projetos termelétricos.

O modelo pressupõe a existência de apenas dois tipos de tecnologia termelétrica, a tecnologia de base (B) e a tecnologia emergencial (E):

- Tecnologia B: custo fixo alto (CF^B), mas com custo variável baixo (CV^B).
- Tecnologia E : custo fixo baixo (CF^E), mas com custo variável alto (CV^E).

O objetivo é fazer com que um planejador central escolha de maneira ótima quanto contratar de capacidade instalada de cada tipo de tecnologia, de tal forma a minimizar o gasto total esperado com a compra de energia pelos consumidores finais. O planejador central escolhe, antes da realização da demanda futura por energia termelétrica, o quanto prover de K^B (capacidade instalada de tecnologia de base) e K^E (capacidade instalada de tecnologia emergencial). O mercado de oferta de capacidade instalada é competitivo de tal forma que o aluguel de capacidade do tipo K^i , por um período de tempo, custa no mercado $CF^i.K^i$. A contratação de K^B e K^E é de longo prazo e só pode ser alterada no período seguinte. Tendo sido feita a contratação, o operador do sistema solicita o despacho de energia de acordo com a regra de despacho do ONS descrita na Seção 2 deste artigo.

A demanda total por energia (hídrica e térmica) é constante e normalizada em uma unidade. A incerteza está no regime de chuvas, de tal forma que a demanda por energia termelétrica (D) é uma variável aleatória com $D \in [0,1]$. D assume o valor 0 (zero) caso toda a energia seja suprida por hidrelétricas e assume o valor 1 (um) caso não exista disponibilidade alguma de água nos reservatórios. O planejador central não conhece de antemão a demanda por energia termelétrica, porém, sabe estimar sua distribuição de probabilidades $G(D)$. A distribuição $G(D)$ pode ser construída a partir das condições de ótimo do problema do operador do sistema derivado na Seção 2. De acordo com a equação (2"), tem-se:

$$c_t^B(q_t^B) = c_t^E(q_t^E) = \phi_t = \text{preço spot}_t$$

$$\text{Logo, } q_t^B = c_t^{B^{-1}}(\phi_t)$$

$$q_t^E = c_t^{E^{-1}}(\phi_t)$$

$$\text{Desta maneira, } D = q_t^B + q_t^E = c_t^{B^{-1}}(\phi_t) + c_t^{E^{-1}}(\phi_t)$$

A distribuição de D é então derivada a partir da distribuição dos preços *spot* ϕ_t que depende, por sua vez, da aleatoriedade dos cenários hidrológicos. Para a versão do problema do planejador central com custos marginais constantes, a metodologia é análoga embora as quantidades demandadas sejam obtidas de forma discreta:

$$\text{Se } \phi_t < CV^L < CV^H \Rightarrow q_t^B = 0 \text{ e } q_t^E = 0$$

$$CV^L < \phi_t < CV^H \Rightarrow q_t^B = K^B \text{ e } q_t^E = 0$$

$$CV^L < CV^H < \phi_t \Rightarrow q_t^B = K^B \text{ e } q_t^E = K^E$$

$$\text{e } D = q_t^B + q_t^E$$

O planejador central realiza suas escolhas de K^B e K^E fixando previamente um parâmetro de risco α para o sistema. Desta forma, $G(K^B + K^E) = 1 - \alpha$, isto é, existe uma probabilidade igual a α de a realização da variável aleatória D ser superior à capacidade máxima instalada ($K^B + K^E$) implicando em um racionamento de energia.

O planejador central minimiza então o custo total esperado pelos consumidores de energia:

$$\begin{array}{l} \text{Min}_{\substack{q^B, q^E \\ K^B, K^E}} \quad CV^B E_D[q^B] + CF^B K^B + CV^E E_D[q^E] + CF^E K^E \\ \text{s.a.} \quad \left\{ \begin{array}{l} G(K^B + K^E) = 1 - \alpha \\ q^B + q^E = \min(D, K^B + K^E) \\ q^B \leq K^B \\ q^E \leq K^E \end{array} \right. \end{array}$$

Resolvendo K^E como função de K^B :

$$\begin{aligned} G(K^B + K^E) = 1 - \alpha &\Rightarrow K^B + K^E = G^{-1}(1 - \alpha) \\ &\Rightarrow K^E = G^{-1}(1 - \alpha) - K^B \end{aligned}$$

As quantidades ótimas q^{*B} e q^{*E} são facilmente resolvidas como função das capacidades K^B , K^E e da demanda por energia termelétrica D :

$$\begin{aligned} q^{*B} &= \min(D, K^B) \\ q^{*E} &= \min(D, K^B + K^E) - \min(D, K^B) \end{aligned}$$

Como o custo marginal da usina com tecnologia B é mais baixo, caso a demanda D seja alta, esta usina despachará sua capacidade máxima de produção. Por outro lado, se a demanda for inferior à capacidade máxima da usina B, ela só necessita gerar energia suficiente para atender à demanda. A usina com tecnologia E, por sua vez, só é despachada quando a demanda exceder a capacidade máxima de produção da usina tipo B, ou seja, K^B .

Logo, substituindo-se as soluções q^{*B} e q^{*E} no problema de minimização, e

isolando-se K^E como uma função de K^B , o problema fica restrito à escolha de qual é a capacidade ótima K^{*B} :

$$\begin{aligned} \text{Min}_{K^B} \quad & CV^B E_D[\min(D, K^B)] + CF^B K^B + CV^E E_D[\min(D, K^B + K^E) - \min(D, K^B)] \\ & + CF^E [G^{-1}(1 - \alpha) - K^B] \end{aligned}$$

Coletando termos e simplificando obtém-se:

$$\begin{aligned} \text{Min}_{K^B} \quad & (CV^B - CV^E) E_D[\min(D, K^B)] + (CF^B - CF^E) K^B \\ & + CV^E E_D[\min[D, G^{-1}(1 - \alpha)]] + CF^E [G^{-1}(1 - \alpha)] \end{aligned}$$

A condição de primeira ordem é a seguinte:

$$(CV^B - CV^E) \frac{\partial}{\partial K^B} E_D[\min(D, K^B)] + CF^B - CF^E = 0$$

$$\Rightarrow \frac{\partial}{\partial K^B} E_D[\min(D, K^B)] = \frac{CF^B - CF^E}{CV^E - CV^B} \quad 5.2.1$$

O termo à esquerda da equação (5.2.1) é desenvolvido no apêndice e a equação simplifica para:

$$1 - G(K^{*B}) = \frac{CF^B - CF^E}{CV^E - CV^B} \quad 5.2.2$$

e K^E , tal como antes, é dado pela seguinte expressão:

$$K^E = G^{-1}(1 - \alpha) - K^B \quad 5.2.3$$

Sendo assim, a escolha de quanto contratar de capacidade instalada da tecnologia de base depende, fundamentalmente, da razão entre as diferenças nos custos fixos e as diferenças nos custos variáveis e também do formato da distribuição acumulada $G(\cdot)$. Dada a escolha de capacidade da tecnologia de base, o montante de contratação ótima de tecnologia emergencial depende do parâmetro de risco do sistema e da distribuição acumulada $G(\cdot)$. Quanto menor for o parâmetro de risco, maiores serão os desembolsos de capital destinados à contratação de capacidade emergencial.

O modelo acima, ainda que seja uma versão muito simplificada da realidade, fornece alguns *insights* relevantes. Devido ao fato de a demanda por energia termelétrica D ser uma variável aleatória, a presença de duas tecnologias distintas (e não apenas uma) de geração termelétrica contribui no sentido de reduzir o custo total esperado pelos consumidores de energia. Isso porque no ótimo, o planejador central escolhe contratar montantes positivos de ambas as tecnologias⁹ (vide equações 5.22 e 5.23). Obviamente, se a demanda D fosse conhecida *a priori* o ótimo seria contratar sempre a tecnologia de base no exato montante necessário. Desta maneira, a incerteza é um elemento importante que não só viabiliza, mas torna desejável (do ponto de vista da minimização de custos) a coexistência de tecnologias¹⁰. Isso evidencia que existe de fato um papel relevante (complementar) para as usinas emergenciais, ainda que estas usinas possuam custos marginais de operação que são aparentemente muito elevados. O modelo demonstra também a regra ótima para a seleção de capacidade termelétrica quando se conhece a distribuição da demanda por energia termelétrica.

Entretanto, o mecanismo de seleção de projetos termelétricos utilizado pelas entidades governamentais sob o atual marco regulatório não é um mecanismo de escolha direta. Tal como visto na Seção 4 e na Subseção 5.1, o mecanismo de escolha

⁹ Assumindo valores não superiores a unidade para o termo da razão de custos no lado direito da equação (5.22). Se o valor da razão for superior a unidade, o montante contratado de K^B será igual a zero.

¹⁰ É claro que a coexistência de tecnologias também resulta nos benefícios mais óbvios de diversificação das fontes térmicas e a conseqüente redução do risco de desabastecimento.

se dá por meio da regra do menor índice ICB. Os leilões de energia nova são concebidos com o intuito de selecionar os empreendimentos termelétricos por meio de um mecanismo de mercado em que, teoricamente, os agentes competiriam livremente, cada qual com sua respectiva tecnologia. A tecnologia ou o projeto mais competitivo seria naturalmente escolhido para compor a nova oferta de energia termelétrica. O problema do mecanismo é que a competição é endógena aos vários parâmetros previamente estabelecidos pelo regulador. Os investidores não recebem como sinal um preço de mercado efetivo que reflita a escassez relativa de uma determinada tecnologia. Ao contrário disso, o leilão é todo orientado pelo sinal advindo do índice ICB, que por sua vez, depende das inúmeras atribuições feitas pelas entidades governamentais. O governo, por intermédio das entidades relacionadas ao setor elétrico (MME, ONS, EPE, e etc), calcula o índice ICB das usinas utilizando sua esperança para os preços *spot* futuros. Também, como visto na subseção 5.1, a metodologia utilizada para a atribuição da Garantia Física para cada tipo de usina modifica substancialmente a competitividade dos projetos. É neste sentido que se pode dizer que a competição estabelecida nos leilões de energia nova é uma competição endógena às escolhas do regulador. Primeiro o regulador escolhe as características que, segundo sua metodologia e sua esperança sobre as condições de preços futuros, mais agregam valor ao sistema. Posteriormente, depois de feitas as devidas atribuições é realizado o leilão para a escolha dos projetos mais “competitivos”.

Desta maneira, a competição entre projetos acaba sendo mais “verdadeira” somente para aquelas usinas que possuem custos variáveis muito semelhantes. Nestes casos, a metodologia aplicada pelo governo interfere igualmente na competitividade destes projetos e o leilão, em última instância, seleciona aquele projeto que solicitar uma receita fixa anual mais baixa. No entanto, quanto maior for a discrepância entre os custos variáveis dos projetos concorrentes maior será o impacto da metodologia aplicada pelo governo na competitividade final dos empreendimentos. Sendo assim, quando se trata de escolhas tecnológicas (usualmente diferentes tecnologias são acompanhadas de CVs distintos) pode-se argumentar que a metodologia utilizada

pelo governo provavelmente gera um viés de seleção a favor de uma ou de outra tecnologia em relação àquilo que seria observado em um mercado livre, em que os investimentos seriam naturalmente orientados através do sinal emitido pelos preços *spot* formado pela interação entre a oferta e a demanda por energia. Sendo assim, passa a ser questionável a necessidade de se organizar um leilão para a escolha daquelas tecnologias que formarão a nova oferta de energia, quando o resultado deste mecanismo já é fortemente “contaminado” pelas crenças que o governo possui acerca do futuro e por suas preferências, explicitadas, principalmente, na metodologia de cálculo da GF.

O modelo teórico desta seção mostra que tecnologias com funções custo diferenciadas trabalham de modo complementar na presença de incerteza. Dessa forma, o benefício marginal da expansão da capacidade instalada com um determinado tipo tecnologia depende do formato da distribuição acumulada da demanda por energia termelétrica e da razão entre a capacidade já instalada desta tecnologia e a capacidade instalada das tecnologias que seriam complementares¹¹ a esta. Sendo assim, duas tecnologias diferenciadas, não são tecnologias perfeitamente substitutas e talvez não devessem estar no mesmo leilão de energia. É provável que o mais sensato em um sistema elétrico já altamente regulado como o é o SIN, em que o governo atua (utilizando o programa NEWAVE) como formador de preços no mercado *spot* e detém o monopólio da decisão sobre o despacho de energia sobre todas as usinas hidrelétricas e termelétricas, fosse selecionar as tecnologias que farão parte da oferta de energia nova por um mecanismo de seleção direta nos moldes do modelo desenvolvido nesta seção. As tecnologias seriam previamente escolhidas com base nas estimativas (atualizadas) do governo acerca da distribuição da demanda por energia termelétrica que depende, obviamente, do perfil do parque gerador (hidrelétrico e termelétrico) do período anterior e das expectativas do governo sobre o cenário hidrológico. Tendo sido escolhido o perfil tecnológico ótimo para a expansão da capacidade termelétrica, poder-se-ia realizar os leilões de energia com o intuito de

¹¹ Complementares no sentido de terem funções custo diferenciadas, isto é, com inversão de valores entre os custos fixos e os custos variáveis.

selecionar aqueles empreendedores que pudessem oferecer aquele tipo de tecnologia requerida pelo governo ao menor custo possível. Dessa forma, haveria uma demanda bem especificada pelo governo para cada tipo de tecnologia e seria organizado um leilão em separado para cada tecnologia. A organização de múltiplos leilões já ocorre hoje. Porém, o desenho atual contempla apenas a separação entre os grandes subgrupos: usinas hidrelétricas, usinas termelétricas e usinas de fonte alternativa (eólica, biomassa, solar e etc). Todavia, a importância do subgrupo das termelétricas será crescente ao longo do tempo na matriz energética brasileira, principalmente, em virtude da menor disponibilidade de grandes aproveitamentos hidráulicos próximos aos principais centros consumidores. O subgrupo das termelétricas é consideravelmente heterogêneo (custos variáveis muito díspares entre as várias tecnologias possíveis) para ser tratado em um único bloco. Este problema não é tão grave entre o subgrupo das hidrelétricas devido ao fato de os custos variáveis destas usinas serem todos muito semelhantes e muito próximos a zero. Conforme mencionado na Seção 2, o principal custo da geração hidrelétrica é o custo de oportunidade da água. Sendo assim, a questão da eficiência relativa entre projetos hidrelétricos é resolvida em um plano de análise mais simplificado.

Este mecanismo em dois passos, com escolha direta da tecnologia e a posterior realização de um leilão para selecionar o empreendimento mais competitivo parece ser mais eficaz no que diz respeito ao aproveitamento das complementaridades entre as distintas tecnologias do que a metodologia de seleção indireta via índice ICB. Esta solução proposta parece ter a princípio um viés estatizante, com mais interferência do governo sobre o setor. Porém, a realização de um leilão em que o governo define diversos parâmetros que interferem consideravelmente na competitividade dos projetos e as suas expectativas sobre as condições (preços, crescimento de demanda, crescimento de oferta, composição tecnológica da oferta de energia nova e etc.) futuras do mercado de energia (e não dos agentes) é que são determinantes para a seleção dos empreendimentos, também não é muito diferente disso. Entretanto, ambas as soluções são insatisfatórias para o longo prazo. A decisão ótima de quanto ofertar de capacidade instalada de cada tipo de tecnologia não é tarefa fácil. Como visto,

diferentes tecnologias contribuem de forma distinta para um sistema elétrico. A decisão de quanto oferecer de remuneração para as características relacionadas à oferta de capacidade instalada vis-à-vis aquelas relacionadas à geração efetiva de energia é uma tarefa bastante complexa para ser realizada de maneira centralizada. Muitos são os fatores a serem considerados nesta análise para que a oferta de energia contemple de maneira adequada as preferências dos consumidores de energia.

Este não é um problema particular do sistema elétrico brasileiro. Em alguns sistemas elétricos, tais como o PJM (Pennsylvania – New Jersey – Maryland), a liberalização do setor de energia foi seguida pela criação dos mercados de capacidade de energia. Em seu conjunto são conhecidos como *Installed Capacity Market* (ICAP). Nestes mercados são negociados direitos sobre a capacidade instalada de certas usinas. As usinas de custo marginal elevado também entram em operação com pouca frequência e, desta forma, ficam ociosas grande parte do tempo. Porém, obtém grande parte de suas receitas com a venda destes direitos sobre sua capacidade instalada no ICAP. As distribuidoras e outros participantes compradores de energia adquirem estes direitos que são equivalentes a opções de compra sobre a energia destas usinas. As usinas têm a liberdade de vender sua energia em outros mercados que por ventura estejam negociando energia a preços superiores ao PJM. Porém, os compradores destas opções podem exercê-las a qualquer momento e, desta forma, as usinas geradoras teriam que disponibilizar a energia requerida ao preço *spot* do mercado PJM, suspendendo a exportação para outros mercados. O fluxo financeiro proveniente da venda destas opções sobre a capacidade instalada remunera, em boa parte, a ociosidade destas usinas de custo marginal elevado (Stoft, 2000 ; Creti e Fabra, 2003).

No entanto, os sistemas que utilizam os mercados de capacidade o fazem impondo simultaneamente restrições sobre o preço máximo negociado nos mercados de energia (*price caps*). O regulador escolhe um teto para o preço da energia com o objetivo de diminuir o poder de mercado por parte das usinas geradoras, uma vez que a demanda por energia elétrica é fortemente inelástica. Outros sistemas adotam

soluções ainda mais liberais para orientar os investimentos em geração de energia. A título de exemplo, o sistema elétrico do Texas (ERCOT) nunca utilizou os mercados de capacidade de energia. A livre movimentação dos preços no mercado de energia é o principal *driver* para orientar o investimento em geração de capacidade. O mesmo ocorre com o sistema da Inglaterra e Wales, que abandonou os mercados de capacidade quando introduziu o New Electricity Trading Arrangements (Joskow, 2006). Nestes sistemas, os investimentos são orientados pelos price *spikes* do mercado de energia. A frequência e a amplitude destes picos de preço são importantes sinalizadores para os investidores de qual é o tipo de tecnologia mais adequada para atender às necessidades da demanda expressas no formato da curva de preços de energia. Os investidores, de posse de suas expectativas acerca das condições futuras do mercado de energia e do conseqüente formato da curva de preços, escolhem de maneira descentralizada aquelas tecnologias que maximizarão seus lucros esperados ponderados pelo risco de cada projeto. Foge do escopo deste trabalho realizar uma análise mais profunda dos prós e contras destes dois arranjos institucionais como mecanismos de indução do investimento na geração de capacidade instalada. Para uma discussão mais aprofundada sobre este assunto ver Stoft (2000), Creti e Fabra (2003) e Joskow (2006).

Desta maneira, a tarefa de valoração dos atributos de cada fonte tecnológica é um tema relevante em diversos sistemas e mercados de energia. No sistema elétrico brasileiro, as entidades governamentais procuram recriar as condições de um mercado através do cálculo do índice de ICB. No entanto, simular de maneira centralizada as condições de um mercado de energia, que reflita adequadamente as preferências dos consumidores de energia, dos agentes distribuidores, e dos geradores não é tarefa simples. As chances de se criar um mecanismo que não espelhe de maneira correta a verdadeira propensão a pagar dos distribuidores ou consumidores finais por cada tipo de energia (ou mesmo da quantidade ótima de racionamento) são elevadas. Neste sentido, o desenvolvimento do mercado livre de energia, que já responde atualmente por um quarto do consumo total de energia, provavelmente é a solução mais adequada para orientar a formação de uma matriz energética que de fato reflita as

preferências dos consumidores expressas em suas funções de demanda por energia e contemple as crenças e expectativas dos produtores de energia relativas às condições futuras do setor. O desenvolvimento de um bom mercado de energia livre pode ser a melhor ferramenta para realizar, por meio de seu sofisticado mecanismo de preços, o complexo trabalho de valoração dos atributos de cada tipo de tecnologia de geração de energia.

6

Os Leilões de Energia: os incentivos estão alinhados?

No decorrer deste artigo considerou-se que o custo variável (CV) que os empreendedores reportam à EPE é verdadeiro. Porém, isso só ocorreria de fato se os empreendedores tivessem incentivos para reportar seu verdadeiro CV, isto é, que ao reportarem o verdadeiro CV para a EPE estariam de fato maximizando o lucro esperado nos leilões de energia. Esta seção investiga este aspecto dos leilões de energia nova. Ademais, esta seção busca a compreensão sobre uma outra questão complementar a esta: como se modificaria a declaração do custo variável reportado pelos empreendedores à EPE mediante variações nas expectativas dos proprietários das usinas acerca do despacho médio esperado para o seu empreendimento *vis-à-vis* a expectativa de despacho do governo implícita no cálculo do ICB de cada projeto.

A subseção 6.1 desenvolve uma abordagem teórica sobre os incentivos nos leilões de energia e demonstra que estes não estão perfeitamente alinhados, existindo, assim, um incentivo para que os empreendedores reportem um CV diferente de seu CV verdadeiro. A subseção 6.2, por sua vez, descreve um procedimento de simulação que visa estudar o comportamento da função de lucro esperado do empreendedor e sua estratégia ótima subjacente, isto é, a escolha do CV a ser reportado à EPE e a escolha da receita fixa anual para a maximização de seu lucro. Os resultados do procedimento de simulação sugerem, no cenário em que os investidores termelétricos confiam nas estimativas realizadas pelas entidades governamentais, que a estratégia ótima a ser perseguida pelo investidor em um leilão de energia é a de reportar à EPE um CV inferior ao verdadeiro valor de seu CV e requisitar, paralelamente, uma receita fixa anual mais elevada do que o faria caso declarasse seu CV verdadeiro ao governo. A partir das simulações realizadas também fica evidente que esta estratégia ótima é completamente dependente das crenças que os investidores possuem acerca dos preços futuros de energia. Em particular, se estas crenças sobre os preços futuros de energia forem substancialmente elevadas, a estratégia ótima dos empreendedores se modifica completamente, de tal maneira que o ótimo passa a ser reportar à EPE um

CV acima do verdadeiro CV da usina e requisitar no leilão de energia uma receita fixa anual muito próxima ou até mesmo inferior ao seu custo fixo anual.

6.1 Modelagem teórica dos leilões de energia nova

O modelo teórico desta subseção apresenta o procedimento de maximização do lucro esperado em um leilão de energia nova, contemplando a possibilidade de que os agentes produtores de energia reportem um custo variável diferente do verdadeiro. Assim, um determinado empreendedor terá como variável de escolha, além da receita fixa anual requerida (como um lance) no leilão de energia, o custo variável a ser reportado para a EPE. A modelagem que se apresenta nesta seção é compatível apenas com a segunda etapa dos leilões de energia nova, isto é, com a chamada rodada discriminatória. Na primeira etapa do leilão, organizada de forma similar a um *descending price clock auction*, os agentes se deparam com um preço de lance ICB, comum a todos, que se inicia em um patamar elevado e vai sendo gradualmente reduzido a cada rodada do leilão até que o somatório total das ofertas seja equivalente a um parâmetro de oferta de referência. Neste momento inicia-se a segunda etapa do leilão, a rodada discriminatória, em que os empreendedores submetem lances únicos de receita fixa – que resultam em lances únicos de ICB – para a quantidade ofertada que ficou previamente estabelecida na primeira etapa do leilão. Alterações de quantidade não mais são possíveis de serem implementadas na segunda etapa do leilão. Sob esta forma específica de organização dos leilões de energia nova, os agentes econômicos não possuem incentivos ao desvio na primeira fase do leilão, uma vez que estes apenas decidem ao preço de ICB vigente se estão dispostos a ofertar alguma quantidade positiva de energia. Por isso, a análise que é feita deste ponto em diante no artigo é toda voltada para a etapa discriminatória dos leilões de energia na qual existe possibilidade para escolha estratégica do preço de lance.

O empreendedor termelétrico apresenta no leilão seu projeto θ cujo custo variável efetivo é igual a c e cuja disponibilidade máxima de energia é igual a D . O

custo fixo anual do projeto, que também inclui as despesas relativas ao custo de capital e a depreciação, é dado pelo termo $R(D, c, \theta)$. O investidor solicita no leilão a receita fixa anual \hat{R} e reporta para a EPE o custo variável \hat{c} que pode ou não diferir do verdadeiro custo variável c . De posse do custo variável reportado pelo investidor \hat{c} e da receita fixa requerida no leilão \hat{R} , a EPE calcula os termos $COP(D, \hat{c})$, $CEC(D, \hat{c})$, $GF(D, \hat{c})$, que em conjunto com \hat{R} , formarão o termo $ICB(\hat{R}, D, \hat{c})$, de acordo com a fórmula (5.1.1) da Seção 5.1. Desta maneira, o empreendedor maximiza em \hat{R} e \hat{c} o seu lucro esperado:

$$E(\pi) = \underset{\hat{R}, \hat{c}}{Max} [\hat{R} - R(D, c, \theta) + (\hat{c} - c)Q(D, \hat{c})] \times \Pr[ICB(D, \hat{R}, \hat{c}) \leq ICB_L]$$

6.1.1

onde ICB_L é o índice ICB da termelétrica menos eficiente (do ponto de vista do ICB) ainda classificada para ofertar energia ao *pool* dos distribuidores compradores e $Q(D, \hat{c})$ é a quantidade média de energia que o empreendedor espera gerar quando reporta à EPE um custo variável igual a \hat{c} . Sendo assim, o empreendedor pode auferir um ganho positivo de $(\hat{c} - c)$ (desde que reporte à EPE um $\hat{c} > c$) todas as vezes em que for chamado a operar pelo ONS. Também poderia optar por ter um prejuízo em cada quantidade de energia fornecida forjando artificialmente uma redução sobre seu custo variável. A racionalidade desta decisão se justifica devido ao fato de que um custo variável menor implica em um índice ICB mais competitivo, o que aumenta a probabilidade de vencer o leilão, ou alternativamente, possibilita que o empreendedor solicite uma receita fixa anual mais elevada, sem diminuir sua probabilidade de vencer o leilão. Supondo que a variável aleatória ICB_L possua a distribuição acumulada $F_L(\cdot)$, a equação 6.1.1 simplifica para:

$$E(\pi) = \underset{\hat{R}, \hat{c}}{Max} [\hat{R} - R(D, c, \theta) + (\hat{c} - c)Q(D, \hat{c})] \times [1 - F_L(ICB(D, \hat{R}, \hat{c}))]$$

6.1.2

A condição de primeira ordem para a variável \hat{R} é a seguinte:

$$\frac{\partial E(\pi)}{\partial \hat{R}} = 1 - \left[F_L(ICB(D, \hat{c}) + [\hat{R} - R(D, c, \theta)] \cdot f_L(ICB(D, \hat{R}, \hat{c})) \cdot \frac{1}{GF(D, \hat{c})} \right] - \left[(\hat{c} - c)Q(D, \hat{c})f_L(ICB(D, \hat{R}, \hat{c})) \cdot \frac{1}{GF(D, \hat{c})} \right] = 0$$

\Rightarrow

$$F_L(ICB(D, \hat{c}) + \frac{\hat{R} - R(D, c, \theta)f_L(ICB(D, \hat{R}, \hat{c}))}{GF(D, \hat{c})} + \frac{(\hat{c} - c)Q(D, \hat{c})f_L(ICB(D, \hat{R}, \hat{c}))}{GF(D, \hat{c})}) = 1$$

$$\frac{[\hat{R} - R(D, c, \theta)] \cdot f_L(ICB(D, \hat{R}, \hat{c}))}{GF(D, \hat{c})} + \frac{(\hat{c} - c)Q(D, \hat{c})f_L(ICB(D, \hat{R}, \hat{c}))}{GF(D, \hat{c})} = 1 - F_L(ICB(D, \hat{R}, \hat{c}))$$

$$\Rightarrow \frac{\hat{R} - R(D, c, \theta) + (\hat{c} - c)Q(D, \hat{c})}{GF(D, \hat{c})} = \frac{1 - F_L(ICB(D, \hat{R}, \hat{c}))}{f_L(ICB(D, \hat{R}, \hat{c}))},$$

6.1.3

onde $ICB(D, \hat{R}, \hat{c}) = \frac{\hat{R} + COP(D, \hat{c}) + CEC(D, \hat{c})}{8760 \times GF(D, \hat{c})}$, ou mais

detalhadamente:

6.1.4

$$ICB(D, \hat{R}, \hat{c}) = \frac{\hat{R} + \left[\hat{c} \frac{\sum_{ij} Gera_{ij}(D, \hat{c}) \times 12}{i \times j} \right] + \left[\frac{\sum_{ij} pspot_{ij} [GF(D, \hat{c}) - Gera_{ij}(D, \hat{c})] \times 12}{i \times j} \right]}{8760 \times GF(D, \hat{c})}$$

em que $Gera_{ij}$ é o despacho mensal médio esperado pelo governo no mês i e no cenário hidrológico j ¹. A multiplicação do despacho mensal pela constante 12, na expressão acima, normaliza todo o numerador para valores anuais.

Dessa maneira, \hat{R}^* pode ser encontrado como uma função implícita das variáveis D, c, θ e \hat{c} .

$$\Rightarrow \hat{R}^* = \Psi(D, c, \theta, \hat{c})$$

Deve-se observar que não necessariamente o empreendedor teria as mesmas expectativas que o governo a respeito do despacho futuro de sua usina, embora esta sempre seja acionada pela regra de despacho do ONS. Os investidores e o governo podem discordar a respeito das condições futuras do sistema elétrico e, conseqüentemente, da geração média de energia de uma usina em particular. Sendo assim, o termo $Q(D, \hat{c})$ que representa o despacho médio esperado pelo proprietário da usina, isto é, $Q(D, \hat{c}) = \sum_{ij} Q_{ij}(D, \hat{c}) / i \times j$ poderia perfeitamente diferir do despacho médio esperado pelo governo, ou seja, do termo $\sum_{ij} Gera_{ij}(D, \hat{c}) / i \times j$. Este desalinhamento das expectativas, tal como é analisado com mais detalhes na subseção 6.2, pode provocar mudanças relevantes no custo variável reportado pelo investidor à EPE.

A seguir, encontra-se a derivação da condição de primeira ordem para a variável \hat{c} , isto é, para o custo variável reportado à EPE:

¹ Atualmente, a EPE calcula os termos COP e CEC utilizando 2.000 cenários hidrológicos de referência em um intervalo temporal equivalente aos 120 meses posteriores à realização do leilão.

$$\begin{aligned} \frac{\partial E(\pi)}{\partial \hat{c}} = & -[\hat{R} - R(D, c, \theta)]. f_L(ICB(D, \hat{R}, \hat{c})). \frac{\partial ICB(D, \hat{R}, \hat{c})}{\partial \hat{c}} + \\ & + [Q(D, \hat{c}) + (\hat{c} - c). Q'(D, \hat{c})] \times [1 - F_L(ICB(D, \hat{R}, \hat{c}))] + \\ & + (\hat{c} - c). Q(D, \hat{c}). \left[-f_L(ICB(D, \hat{R}, \hat{c})). \frac{\partial ICB(D, \hat{R}, \hat{c})}{\partial \hat{c}} \right] = 0 \end{aligned}$$

6.1.5

onde o ICB é definido de acordo com a expressão 6.1.4.

De maneira análoga, pode-se encontrar \hat{c}^* como uma função implícita das variáveis D, c, θ e \hat{c} .

$$\Rightarrow \hat{c}^* = \lambda(D, c, \theta, \hat{c})$$

Com o intuito de averiguar a questão do alinhamento dos incentivos, avalia-se a derivada $\frac{\partial E(\pi)}{\partial \hat{c}}$ no ponto $\hat{c} = c$, isto é, no ponto em que o empreendedor reporta à

EPE um custo variável idêntico ao seu custo variável verdadeiro e obtém-se:

$$\begin{aligned} \frac{\partial E(\pi)}{\partial \hat{c}}(c) = & -[\hat{R} - R(D, c, \theta)]. f_L(ICB(D, \hat{R}, c)) \frac{\partial ICB(D, \hat{R}, c)}{\partial \hat{c}} + \\ & + [Q(D, c)] \times [1 - F_L(ICB(D, \hat{R}, c))] \end{aligned}$$

6.1.6

O primeiro termo é positivo, uma vez que o empreendedor solicita, usualmente, uma remuneração anual superior ao custo fixo anual de seu projeto. O terceiro termo também é positivo, pois tal como demonstra o GRÁFICO 1 da Seção 5, a função ICB é estritamente crescente no CV. Os termos 2 e 5 são, por sua vez, positivos devido às propriedades estatísticas das funções de distribuição de probabilidades. Por fim, o

termo 4 é claramente positivo por se tratar da quantidade anual média esperada (pelo investidor) de despacho efetivo para a sua usina. Com todos os termos positivos, mas com um sinal negativo à frente do produto dos termos 1, 2 e 3 obtém-se um resultado ambíguo para o valor da derivada. Embora o resultado da expressão 6.1.6, acima, não seja óbvio à primeira vista no que diz respeito ao sinal residual da derivada, pode-se concluir que só por uma grande coincidência seria exatamente igual a zero. Sendo assim, fica evidenciado que o agente produtor de energia se depara com um mecanismo que não é compatível em incentivos, isto é, reportar o valor verdadeiro de seu custo variável não é a ação que maximiza o lucro esperado de seu empreendimento. Desta forma, os empreendedores repassam para a EPE valores de CV que são provavelmente distintos de seus CVs verdadeiros e, conseqüentemente, o ONS realiza a operação do sistema utilizando estes dados viesados. Assim, existe uma alta probabilidade de que a ordem de mérito de despacho do ONS não seja uma ordenação perfeita do custo variável verdadeiro das usinas termelétricas. Este é mais um problema que vem a se somar às dificuldades de se operar e orientar a expansão do sistema elétrico de modo centralizado, tal como discutido na Seção 5. Em um mercado competitivo de energia, em que o governo não detivesse o controle sobre a geração, as usinas termelétricas de mais baixo custo (variável) seriam naturalmente acionadas (pelo próprio mecanismo de preços) antes das usinas de custo mais elevado. Isso seria feito sem o risco de haver uma ordenação incorreta dos custos das usinas termelétricas que, em última instância, acaba aumentando o custo operacional do sistema como um todo.

Esta subseção demonstrou que a utilização da regra do índice ICB como critério de classificação da eficiência dos projetos termelétricos nos leilões de energia é falha, no sentido de não preservar um alinhamento entre os interesses dos agentes produtores e o interesse do governo no que diz respeito à divulgação do CV. Enquanto o governo gostaria de obter o CV verdadeiro das usinas para que o ONS pudesse operar o sistema corretamente, os empreendedores termelétricos, por outro lado, maximizam o lucro esperado de seu projeto, nos leilões de energia, reportando um CV que é diferente de seu CV verdadeiro. A subseção seguinte busca uma maior

compreensão das funções de lucro esperado dos empreendedores nos leilões de energia termelétrica. Para tanto, realizam-se simulações com estas funções lucro com o intuito de identificar a direção do viés no CV reportado à EPE (sinal da expressão 6.1.6) e analisa-se o impacto que expectativas distintas das do governo acerca dos preços futuros de energia causam sobre o CV reportado à EPE.

6.2

Simulações com o lucro esperado nos leilões de energia nova

Como mencionado na subseção anterior, esta subseção visa realizar simulações com as funções de lucro esperado dos empreendedores termelétricos com o intuito de investigar com quais tipos de incentivos se deparam os investidores, principalmente, no que diz respeito ao CV ótimo a ser reportado à EPE. Além disso, visa avaliar como estes incentivos se modificam mediante variações das expectativas dos investidores acerca dos preços futuros de energia.

Os procedimentos de simulação desenvolvidos nesta subseção são realizados a partir da expressão 6.1.2 da subseção 6.1 que apresenta o lucro esperado dos empreendedores em um leilão de energia nova como função de suas variáveis de escolha, isto é, da receita fixa anual (\hat{R}) e do custo variável (\hat{c}) a ser reportado à EPE. As simulações são realizadas utilizando-se os mesmos parâmetros técnicos² da usina termelétrica Global 1, isto é, da mesma usina utilizada como referência para as simulações desenvolvidas na subseção 5.1. O cálculo do índice ICB que está contido na expressão 6.1.2 é feito de maneira análoga àquele desenvolvido na subseção 5.1. Desta maneira, também se utiliza a mesma matriz de preços *spot* futuros preditos pelo ONS a partir de seus 2.000 cenários hidrológicos de referência. As simulações foram realizadas com distintos valores para o custo fixo anual da usina expresso pelo termo $R(D, c, \theta)$, porém, como os resultados não se alteraram de forma qualitativa, aqui

² Os parâmetros técnicos utilizados nas simulações desta seção são exatamente os mesmos que foram utilizados nas simulações do índice ICB e de seus componentes desenvolvidas na subseção 5.1, isto é, a disponibilidade máxima de energia, a inflexibilidade, e o custo variável verdadeiro do empreendimento.

são reportados apenas os resultados obtidos com o custo fixo anual $R(D, c, \theta)$ denotado em R\$ 55,0 milhões. Nesta configuração, uma usina equivalente (tecnicamente) a Global 1, que estivesse entre os projetos vencedores de um leilão de energia e que requisitasse neste leilão uma receita fixa anual de R\$ 60,1 milhões (valor idêntico ao solicitado pela termelétrica Global 1), reportando seu verdadeiro CV à EPE obteria um lucro líquido anual de R\$ 5,1 milhões, o que configuraria uma margem líquida de 8,49% em relação a sua receita bruta anual. Como o objetivo desta subseção não é o de estimar um lucro líquido (ou um lucro esperado *ex-ante* a realização do leilão) acurado para um empreendimento termelétrico, mas sim o de investigar quais seriam os incentivos percebidos pelos investidores termelétricos no atual ambiente institucional, modificações no termo $R(D, c, \theta)$ e, conseqüentemente, da margem líquida do empreendimento são de importância secundária. Embora a magnitude dos lucros esperados (*ex-ante*) seja bastante sensível a mudanças no custo fixo anual do empreendimento $R(D, c, \theta)$, a natureza dos incentivos induzidos pela metodologia do ICB é preservada diante de tais modificações.

O mesmo argumento vale para a função de distribuição de probabilidade acumulada $F_L(\cdot)$ contida na expressão 6.1.2. O formato específico da verdadeira função de distribuição de probabilidades é importante para se determinar de forma precisa a magnitude do lucro esperado de um projeto termelétrico. Contudo, os aspectos qualitativos dos incentivos percebidos pelos investidores não são tão sensíveis a um formato específico da função de distribuição. Para as simulações reportadas nesta seção utilizou-se a função de distribuição de probabilidades Normal, mais especificamente, uma $N(136, 2)$. Os parâmetros de média e variância foram escolhidos a partir dos dados da TAB. 3, ou seja, dos dados do Quarto Leilão de Energia Nova. O valor escolhido para o parâmetro de média (R\$ 136,00) é o valor que corresponde ao índice ICB da usina menos competitiva entre as vencedoras. O parâmetro da variância, por sua vez, foi obtido a partir do quadrado do erro padrão dos índices ICBs do Quarto Leilão de Energia Nova. Estes parâmetros, obviamente, não correspondem ao verdadeiro processo aleatório gerador do índice ICB menos

competitivo em um determinado leilão de energia nova, entretanto, funcionam como aproximações razoáveis para que se possa investigar o aspecto qualitativo dos incentivos gerados pela regra do ICB.

As simulações com o lucro esperado do empreendedor são realizadas para diversos valores de \hat{R} e \hat{c} construindo, assim, uma grade de valores para o lucro esperado. Desta maneira, é feito um mapeamento completo da superfície de lucro esperado do empreendedor a partir de pequenas mudanças discretas nas variáveis de escolha \hat{R} e \hat{c} . Mais especificamente, os valores de \hat{R} utilizados na simulação se iniciam em R\$ 55,0 milhões, ou seja, no exato valor do parâmetro de custo fixo anual $R(D, c, \theta)$, e sofrem incrementos graduais de R\$ 0,5 milhão por vez, até que alcancem o valor final de R\$ 65,0 milhões. Os valores para o parâmetro são centrados em torno do verdadeiro valor de custo variável ($c = \text{R\$ } 267,14$) e variam de uma em uma unidade até que tenham se deslocado em 50 unidades a partir do valor central c . Sendo assim, os valores de \hat{c} são os 101 valores (com distâncias unitárias entre si) pertencentes ao intervalo $(c - 50, c + 50)$. Desta forma, a grade de valores do lucro esperado constitui-se de uma matriz de dimensão 101×21 .

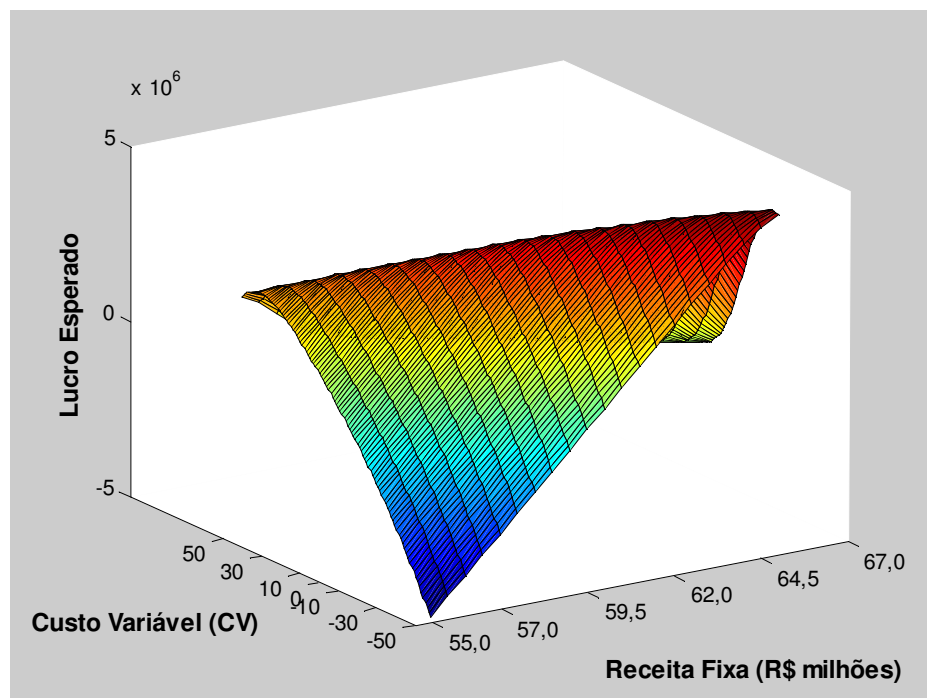
A primeira simulação realizada com o lucro esperado pressupõe que os empreendedores possuam expectativas idênticas às do governo a respeito dos preços futuros de energia ou que estes investidores não formulem expectativas próprias acerca do cenário futuro do setor elétrico e, desta forma, apenas confiam nas estimativas realizadas pelas entidades governamentais. Desta maneira, o termo que representa a quantidade média esperada pelos investidores $Q(D, \hat{c})$ na expressão 6.1.2 é substituído por $\sum_{ij} \frac{Gera_{ij}(D, \hat{c})}{i \times j}$ que representa a quantidade média esperada pelo governo. Sendo assim, a função de lucro esperado utilizada na primeira simulação é a seguinte:

$$E(\pi) = \underset{\hat{R}, \hat{c}}{\text{Max}} [\hat{R} - R(D, c, \theta) + (\hat{c} - c) \cdot \sum_{ij} \frac{\text{Gera}_{ij}(D, \hat{c})}{i \times j}] \times [1 - F_L(\text{ICB}(D, \hat{R}, \hat{c}))]$$

6.2.1

Os resultados encontrados para o lucro esperado como função das variáveis de escolha \hat{R} e \hat{c} podem ser visualizados no GRÁFICO 4, abaixo:

GRÁFICO 4 – Superfície do Lucro Esperado



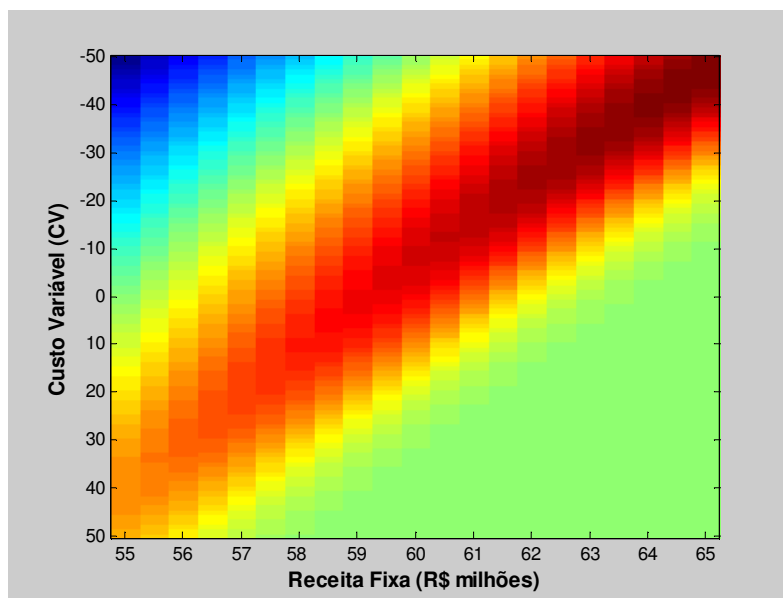
Nota: No eixo do CV, os valores foram normalizados de tal forma que zero (0) representa o CV verdadeiro.

O GRAF. 4 mostra um resultado curioso: o lucro esperado do investidor termelétrico é maximizado quando este reporta à EPE um valor de custo variável muito inferior ao verdadeiro valor. Este resultado é de certa forma surpreendente, tendo em vista o alinhamento das expectativas acerca dos preços futuros de energia entre os investidores e o governo contemplado neste cenário de simulação. Desta maneira, mesmo que os empreendedores tenham expectativas idênticas às do governo a respeito dos preços futuros de energia, o desenho do mecanismo (leilão associado à regra do ICB) é tal que a estratégia ótima para eles é a de reportar um custo variável

que seja consideravelmente inferior ao seu custo variável verdadeiro e requisitar, paralelamente, uma receita fixa anual maior que aquela que seria solicitada caso o empreendedor declarasse seu CV verdadeiro à EPE.

O máximo global da superfície não foi alcançado dentro dos intervalos considerados na simulação. O ponto de máximo atingido na simulação (máximo local) foi de um ganho esperado de R\$ 4,78 milhões, obtido com o empreendedor solicitando / reportando o seguinte par: ($\hat{R} = 65,0 \times 10^6$; $\hat{c} = c - 47$). Isto é, com o investidor requisitando uma receita fixa anual no leilão de R\$ 65 milhões e reportando um CV que é R\$ 47,00 inferior ao seu verdadeiro CV de R\$ 267,14. O GRÁFICO 5, a seguir, apresenta os mesmos resultados, porém, em uma formatação diferente que expressa de forma mais simples o comportamento do lucro esperado do empreendedor como função de suas variáveis de escolha. Os tons mais próximos de vermelho representam lucros esperados mais elevados.

GRÁFICO 5 – Imagem do Lucro Esperado



Nota: No eixo do CV, os valores foram normalizados de tal forma que zero (0) representa o CV verdadeiro.

O GRAF. 5 expõe de maneira clara a estratégia ótima do empreendedor. Caso

ele fosse forçado a declarar seu CV verdadeiro, a receita fixa anual solicitada seria de R\$ 59,5 milhões, pois este seria o lance no leilão que maximizaria seus ganhos esperados. Porém, o investidor se depara com um claro incentivo no sentido de solicitar uma receita fixa anual mais elevada no leilão e forjar artificialmente para baixo o seu CV declarado à EPE, com o intuito de reequilibrar a competitividade de seu empreendimento dado pelo índice ICB. Embora o máximo global não tenha sido alcançado na simulação, a continuidade da função lucro esperado assegura que o ponto de máximo ocorre para escolhas elevadas de \hat{R} contrabalançadas por declarações de valores baixos para \hat{c} , isto é, na continuação da diagonal que vai em direção ao canto direito superior do GRAF. 5. Sendo assim, o próprio mecanismo elaborado pelo governo, mesmo com um alinhamento perfeito das expectativas, produz um claro incentivo no sentido de induzir uma declaração de custo variável artificialmente baixa. Conforme discutido na subseção 6.1, a declaração de um CV que não corresponde ao verdadeiro é prejudicial ao sistema, uma vez que produz uma classificação incorreta da ordem de mérito de despacho do ONS, o que acaba por implicar em custos mais elevados de operação para o sistema elétrico como um todo.

Entretanto, algumas evidências empíricas parecem não corroborar a tese de que os agentes termelétricos se deparam com este incentivo a sub reportar à EPE o valor de seu CV. No Quarto Leilão de Energia Nova (TAB. 3 da Seção 3), por exemplo, o governo introduziu uma nova regulamentação que proibiu a participação no leilão de empreendimentos termelétricos cujo CV fosse superior à metade do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) máximo. Com um PLD máximo fixado pela ANEEL em R\$ 534,30 / MWh para o ano de 2007, o CV máximo permitido no leilão foi de R\$ 267,15. Tal como mostra a TAB. 3, diversas usinas reportaram um CV igual ou apenas poucos centavos abaixo do valor máximo permitido pela legislação em vigor. Mais especificamente, oito dos doze empreendimentos reportaram um CV maior ou igual a R\$ 267,00 / MWh. Esta aglutinação do CV reportado pelos agentes produtores em torno do CV máximo permitido pelo governo parece sugerir exatamente o contrário do apontado pelos procedimentos de simulação. Porém, existem duas explicações bastante plausíveis para justificar tal fenômeno. A primeira

possibilidade é a de que estas usinas a óleo combustível do Quarto Leilão de Energia Nova tenham de fato custos variáveis que sejam consideravelmente superiores ao CV máximo permitido pela regulamentação em vigor para aquele leilão. Desta maneira, a regulamentação do CV máximo em R\$ 267,15 já estaria levando tais usinas a reportarem um CV até mesmo inferior ao que seria reportado no ponto de ótimo global da função lucro esperado, caso não houvesse tal regulamentação impeditiva. Se este for o caso, estas evidências empíricas não corroboram nem refutam a tese de que os agentes produtores de energia se deparam com um incentivo econômico de declararem CVs à EPE que sejam artificialmente baixos. No entanto, existe uma segunda explicação mais interessante que justificaria tal fenômeno e que será averiguada no restante desta subseção.

De acordo com a equação 6.1.2, os empreendedores que reportarem um CV diferente do verdadeiro valor de CV estariam se expondo ao risco operacional representado pelo termo $(\hat{c} - c)Q(D, \hat{c})$. Desta forma, a estratégia ótima – para o caso em que as expectativas do agente produtor e do governo estejam alinhadas – de sub reportar o valor do CV expõe o empreendedor a um prejuízo financeiro sempre quando este for solicitado a operar pelo ONS, uma vez que o termo $(\hat{c} - c)$ é negativo quando esta estratégia é implementada. Porém, desde que os investidores acreditem que serão chamados a operar com a frequência estimada pelo governo $\left(\sum_{ij} \frac{Gera_{ij}(D, \hat{c})}{i \times j} \right)$ estes prejuízos seriam mais que integralmente compensados³ pelos ganhos adicionais advindos de uma maior cobrança da receita fixa anual. Contudo, caso os preços futuros de energia venham a ser mais elevados que o previsto e, conseqüentemente, que as usinas termelétricas sejam requisitadas a operar com uma frequência maior que a prevista pelo governo, esta estratégia de sub reportar o CV pode gerar grandes perdas financeiras aos investidores. Sendo assim, todos aqueles empreendedores que acreditarem em preços futuros de energia mais elevados ou mesmo aqueles que simplesmente não quiserem ficar expostos a este risco

³ Supondo que as expectativas dos agentes produtores de energia, que neste caso são idênticas às do governo, se verifiquem como as corretas no longo prazo.

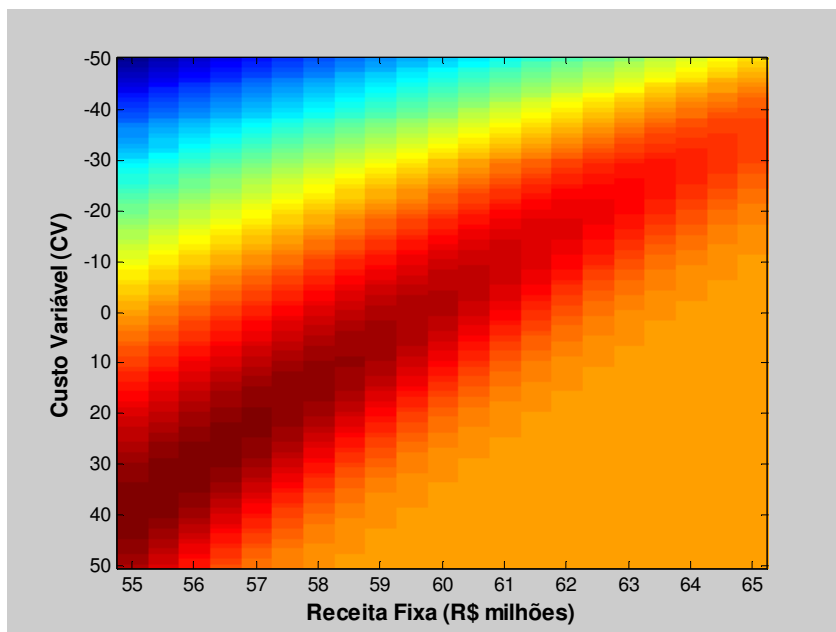
operacional deverão adotar uma estratégia distinta. Aqueles que acreditarem em preços mais elevados e, conseqüentemente, em uma frequência de operação igualmente mais elevada podem não só declarar um CV mais próximo do verdadeiro, como podem, inclusive, declarar um CV à EPE que seja superior ao CV verdadeiro, dependendo das crenças que estes investidores venham a formar a respeito do cenário futuro do setor elétrico. Esta seria uma explicação bastante verossímil para o fenômeno da aglutinação em torno do CV máximo permitido pela regulamentação em vigor no Quarto Leilão de Energia Nova. Os investidores de certa forma gostariam de ter reportado CVs maiores, apostando em uma alta da energia mas esbarraram na restrição, de modo que boa parte dos CVs reportados foram muito próximos do valor máximo permitido.

Tendo em vista o exposto, seria interessante averiguar como se comporta a função de lucro esperado e, principalmente, como se modifica a estratégia ótima para a declaração do CV à EPE, à medida que as expectativas a respeito dos preços futuros de energia dos investidores vão sendo incrementadas em relação ao cenário de referência em que os investidores estabelecem crenças idênticas às do governo. Com o intuito de realizar tal apuração, foram realizados outros seis procedimentos de simulação. A cada procedimento, a matriz de preços futuros esperados pelo empreendedor sofria uma majoração adicional em relação à matriz de estimativas do governo. Em todos os procedimentos, esta matriz de preços do investidor era sempre idêntica à matriz do governo a menos da multiplicação por um fator escalar. Os fatores de majoração utilizados foram os seguintes: [1, 1.125, 1.25, 1.375, 1.5, 1.625, 1.75]. Assim, no último cenário contemplado nas simulações, o investidor chegaria a formular expectativas a respeito dos preços futuros de energia que seriam em média 75% mais elevadas que as estimativas do governo.

Em todas as simulações, exceto na primeira (fator 1.0) e na última (fator 1.75), a superfície do lucro esperado alcançou um ponto de ótimo global dentro da região delimitada pelos intervalos simulados de \hat{R} e \hat{c} . No apêndice deste artigo (seção 9.2) se encontram os gráficos de imagem do lucro esperado para todas as simulações

realizadas. É interessante visualizar a modificação das imagens à medida que o fator escalar de majoração para os preços futuros esperados vai sendo ampliado. Para efeito de comparação com os resultados obtidos na primeira simulação (GRAF. 4 e 5), abaixo se apresenta o GRÁFICO 6 que ilustra o comportamento da função lucro esperado para o último procedimento realizado:

GRÁFICO 6 – Imagem do Lucro Esperado (fator 1.75)



Nota: No eixo do CV, os valores foram normalizados de tal forma que zero (0) representa o CV verdadeiro.

O GRAF. 6 demonstra a nítida mudança que ocorre na estratégia ótima dos investidores quando estes têm a expectativa de um cenário de preços muito elevados. Neste panorama de alta média de 75% nos preços, fica evidente que o investidor passa a ter uma estratégia ótima diametralmente oposta à estratégia ótima quando este confia plenamente nas estimativas do governo. Neste cenário de preços inflacionados, o ótimo é requisitar em leilão um receita fixa anual relativamente baixa e reportar à EPE um CV consideravelmente acima de seu verdadeiro CV, obtendo desta maneira toda a remuneração de seu empreendimento via o *spread* entre o CV declarado e o CV verdadeiro. Conforme mencionado, o ponto de ótimo global não ocorre na região retratada no GRAF. 6. O lucro esperado máximo (local) obtido na simulação foi de

R\$ 4,48 milhões. Este é um resultado “de canto” obtido quando o investidor requisita / reporta o seguinte par: ($\hat{R} = 55 \times 10^6$; $\hat{c} = c + 40$). Por continuidade da função lucro esperado, no ótimo global o investidor solicitaria uma receita fixa menor que R\$ 55,0 milhões (abaixo, portanto, de seu próprio custo fixo anual) e reportaria um CV mais de R\$ 40,00 acima de seu verdadeiro CV. Na TABELA 6, abaixo, estão caracterizados os pontos de ótimo obtidos em cada cenário simulado.

TABELA 6 – Caracterização dos Pontos de Máximo

Cenários	Lucro Esperado Máximo (x 10 ⁶)	CV reportado	Receita Fixa solicitada (x 10 ⁶)
Fator = 1.000	R\$ 4,7820 **	-47	65
Fator = 1.125	R\$ 4,1897	-39	64
Fator = 1.250	R\$ 3,8028	-18	61,5
Fator = 1.375	R\$ 3,6828	-1	59,5
Fator = 1.500	R\$ 3,7617	+17	57,5
Fator = 1.625	R\$ 4,0090	+21	57
Fator = 1.750	R\$ 4,4661 **	+40	55

Nota: Os lucros marcados com (**) são pontos de ótimo locais.

A TAB. 6 em conjunto com a seqüência dos gráficos de imagem do apêndice evidenciam que o comportamento ótimo do empreendedor é bastante dependente de suas crenças a respeito do cenário futuro do setor. Como cada empreendedor formula crenças distintas acerca do futuro, a estratégia ótima no que diz respeito ao CV a ser reportado à EPE não é igual para todos os investidores, mesmo que estes venham a ter projetos termelétricos tecnicamente muito parecidos. Esta dependência da estratégia ótima com relação às crenças de cada agente produtor é um argumento que reforça a hipótese de que o ONS constitui sua ordem de mérito de despacho em uma classificação que não corresponde àquela dada pela seqüência correta dos CVs verdadeiros das usinas. Pois do contrário, isto é, se o viés ótimo fosse percebido de maneira semelhante por todos os empreendedores, o ONS continuaria a operar o sistema com dados incorretos a respeito dos CVs das usinas termelétricas, mas possivelmente a ordem de mérito (ótima) de despacho não seria tão prejudicada uma vez que todos os CVs reportados teriam um viés semelhante.

Esta seção apresentou algumas evidências teóricas e empíricas que apontam para falhas no mecanismo utilizado pelo governo para a seleção de novas usinas termelétricas. O critério de escolha de um projeto termelétrico pelo menor índice ICB não é compatível em incentivos. Desta maneira, o mecanismo elaborado pelo governo não proporciona um alinhamento entre os interesses do empreendedor termelétrico, interesses estes relacionados à maximização do valor (ou do lucro esperado) de seu empreendimento, e os interesses do governo, relacionados à obtenção de dados confiáveis e corretos a respeito do custo variável verdadeiro das usinas termelétricas que contribuirão para que o ONS possa operar o Sistema Interligado Nacional de maneira ótima. Ademais, mostrou-se nesta seção que o CV ótimo reportado pelos empreendedores, além de provavelmente não ser o verdadeiro, é dependente das crenças que estes estabelecem acerca das condições futuras do sistema.

7 Conclusão

Os recentes leilões de energia nova, realizados sob o novo arcabouço institucional do setor elétrico, vêm apresentando uma oferta de energia termelétrica muito concentrada em tecnologias sujas e de alto custo variável. Este estudo mostrou, primeiramente, como as características tecnológicas de custo fixo e de custo variável das usinas termelétricas se interagem com os aspectos institucionais do sistema elétrico. Esta interação se dá, em grande medida, por meio do cálculo do índice ICB que é o mecanismo utilizado pelas entidades governamentais para a seleção dos projetos termelétricos mais eficientes. Mostrou-se que este critério, em conjunto com sua componente principal, isto é, o termo de Garantia Física, atribui grande peso às características relacionadas à potência instalada em detrimento das características relacionadas ao fornecimento médio esperado de energia. Esta maneira própria de ponderação resulta na criação de vantagens competitivas em favor das usinas termelétricas de alto custo variável, uma vez que o nível reduzido de fornecimento médio de energia no longo prazo não prejudica demasiadamente sua competitividade. Também foram discutidas as dificuldades envolvidas em se realizar, de maneira centralizada, por meio de mecanismos que simulem artificialmente a operação de um mercado competitivo, uma escolha tecnológica adequada para a expansão da capacidade instalada termelétrica que reflita corretamente as preferências dos distribuidores e dos consumidores finais de energia.

Posteriormente, este estudo apresentou, ainda, algumas evidências teóricas que em conjunto com os resultados obtidos nos procedimentos de simulação apontaram para falhas no mecanismo utilizado pelo governo para a seleção de novas usinas termelétricas. O critério de escolha pelo menor índice ICB, com os empreendedores solicitando uma receita fixa anual nos leilões de energia e declarando seu custo variável diretamente à EPE, não proporciona um alinhamento entre os interesses do empreendedor termelétrico, interesses estes relacionados à maximização do valor (ou do lucro esperado) de seu empreendimento, e os interesses do governo, relacionados à

obtenção de dados confiáveis e corretos a respeito do custo variável verdadeiro das usinas termelétricas que contribuirão para que o ONS opere o Sistema Interligado Nacional de maneira ótima. Por fim, os resultados mostraram que o CV ótimo reportado pelos empreendedores à EPE, além de provavelmente não ser o verdadeiro, é dependente das crenças que estes estabelecem acerca das condições futuras do sistema que, por sua vez, podem perfeitamente diferir das estimativas realizadas pelas entidades governamentais.

8

Referências Bibliográficas

ALMEIDA, E. L. F.; JUNIOR, H. Q. P. Reform in Brazilian electricity industry: the search for a new model. *International Journal of Global Energy Issues*, Rio de Janeiro, v. 23, n. 2/3, p. 169-187, 2005.

ANUATTI-NETO, F.; HOCHSTETLER, R. L. *Brazil's electricity market design: an assessment*. Mimeo, Faculdade de Economia Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2002.

BAJAY, S. V. Integrating competition and planning: a mixed institutional model of the Brazilian electric power sector. *Energy*, Elsevier, Campinas, v. 31, n. 6-7, p. 865-876, May/June 2006.

CRAMTON, P. Electricity market design: the good, the bad, and the ugly. *Proceedings of the Hawaii International Conference on System Sciences*, p. 1-8, January 2003.

CRETI, A.; FABRA, N. *Capacity Markets for Electricity*. Mimeo, University of Toulouse, November, 2003.

GARCIA, A.; CAMPOS, E.; REITZE, J. *Dynamic pricing and learning in electricity markets*. Mimeo, University of Virginia, Charlottesville, November 2003.

GARCIA, A.; REITZES, J.; STACCHETTI, J. Strategic pricing when electricity is storable. *Journal of Regulatory Economics*; v.20, n.3, p. 223-247, 2001.

JANNUZZI, G. M. Power sector reforms in Brazil and its impacts on energy efficiency and research and development activities. *Energy Policy*, Elsevier, Campinas, v. 33, p.1753-1762, 2005.

JOSKOW, P. L. Competitive electricity markets and investment in new generating capacity. *AEI- Brookings Joint Center Working Paper*, n. 06-14, May 2006.

JOSKOW, P. L. Electricity sector restructuring and competition: lessons learned. *Cuadernos de Economía: Latin American journal of economics*, v. 40, n. 121, p. 548-559, December 2003.

JOSKOW, P.; TIROLE, J. Retail Electricity Competition. *Social Science Research Network Paper Collection Working Paper*, n. 04-18, April 2004.

LIMA, H. F. *Retail competition: the Brazilian challenge to empower consumers to choose their electricity supplier*. Mimeo, Institute of Brazilian Business and Public Management Issues, The George Washington University, Washington, p. 1-72, 2003.

MATSUMURA, E. H. Ensaios sobre liberalização, regulação e investimentos em sistemas hidrotérmicos. , Rio de Janeiro, 2003, Tese de Doutorado (Economia), Faculdade de Ciências Econômicas, Universidade PUC-Rio.

MENDONÇA, A. F.; DAHL, C. The Brazilian electrical system reform. *Energy Policy*, Elsevier, v. 27, p.73-83, 1999.

MOITA, R. M. S. Entry and externality: Hydroelectric generators in Brazil. *IBMEC Working Paper WPE 13*. São Paulo, set. 2006.

MOREIRA, A.; ROCHA, K.; DAVID, P. Thermopower generation investment in Brazil: economic conditions. *Energy Policy*, Elsevier, Rio de Janeiro, v.32, p. 91-100, 2004.

OLIVEIRA, R. G.; MANECO, J. M. Natural gás power generation in Brazil: new window of opportunity? *Energy Policy*, Elsevier, v. 34, p. 2361-2372, 2006.

RUDNICK, H. et al. South American Reform Lessons: twenty years of restructuring and reform in Argentina, Brazil, Chile. *IEE power e energy magazine*, p.49-59, July/August 2005.

RUDNICK, H.; ZOLEZZI, J. Electric sector deregulation and restructuring in Latin America: lessons to be learnt and possible ways forward. *IEE proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol.148, n. 2, p.180-184, March 2001.

SILVA, E. L. Supply adequacy in electricity markets based on hydrosystems- the Brazilian case. *Energy Policy*, Elsevier, Santa Catarina, v.34, p. 2002-2011, 2006.

STOFT, S. PJM's Capacity Market in a Price-Spike World. *Power*, Berkeley, May 2000.

UDAETA, M. E. M. *Análise ponderada do novo modelo de setor elétrico Brasileiro*.Mimeo, GEPEA, USP, 2004.

WILSON, J. F. Scarcity, Market Power and Price Caps in Wholesale Electric Power Markets. *The Electricity Journal*, Elsevier Science Inc, v.13, n.9, p. 33-46, November 2000.

9 Apêndice

9.1 Tabelas

TABELA A1 – Dados Técnicos das Usinas Termelétricas

Empreendimento Termelétrico	Potência	Disp	GF	CV
Campina Grande	164.2	157.7	123.6	267.15
Global I	140.0	134.5	105.3	267.14
Global II	148.0	139.2	109.3	267.14
Nova Olinda	165.0	152.1	120.8	267.14
Tocantinópolis	165.0	152.1	120.8	267.14
Itapebi	137.6	129.5	103.7	266.21
Monte Pascoal	137.6	129.5	104.8	260.83
Termocabo	49.7	46.8	38.0	264.0
Termonordeste	170.8	155.8	123.8	267.0
Termeparaíba	170.8	155.8	123.9	267.0
Maracanaú I	162.3	149.7	122.9	256.91
Viana	170.8	164.0	121.5	267.15
Palmeiras De Goiás	174.3	133.	69.8	515.79
Macaé Merchant	928.7	878.3	674.3	281.27
Do Atlântico	490.0	419.8	419.8	94.0
Baía Formosa	31.6	29.1	19.0	430.19
Camaçari Polo De Apoio I	148.0	139.2	101.4	429.05
Camaçari Muricy I	148.0	139.2	101.4	429.05
Petrolina	136.0	125.3	84.7	470.73
Cisframa	4.0	3.3	2.3	150.0
Potiguar	52.8	50.7	27.8	635.9
Potiguar III	66.0	54.5	29.5	635.89
Pau Ferro I	94.0	94.0	46.5	705.0
Termomananus	142.2	142.2	70.4	705.0

9.2 Gráficos

GRÁFICO A1 – Custo Esperado de Operação (COP)

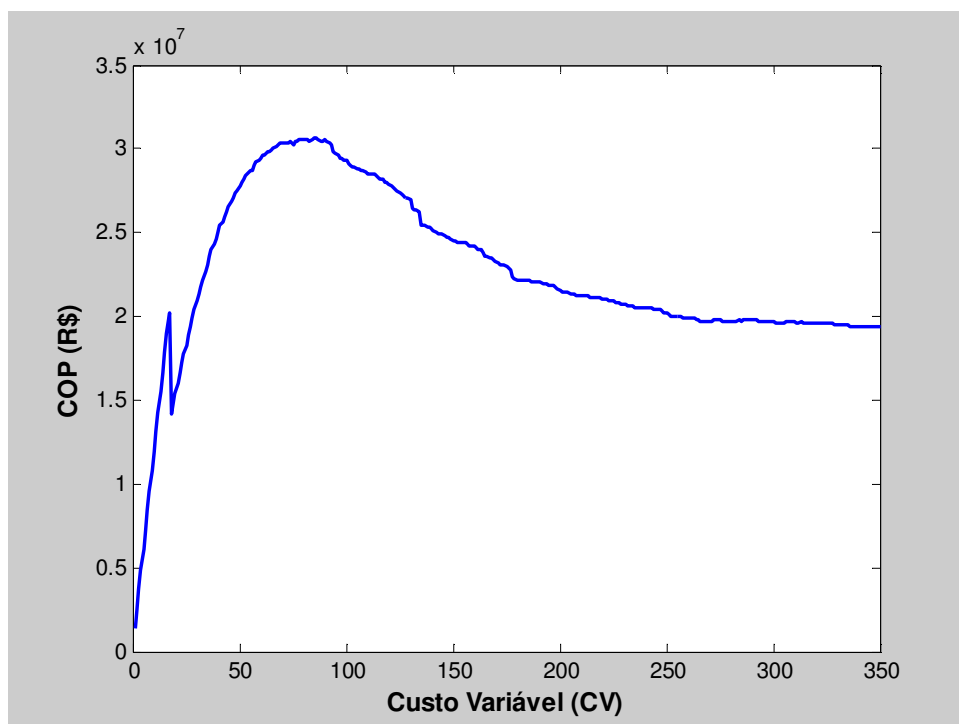
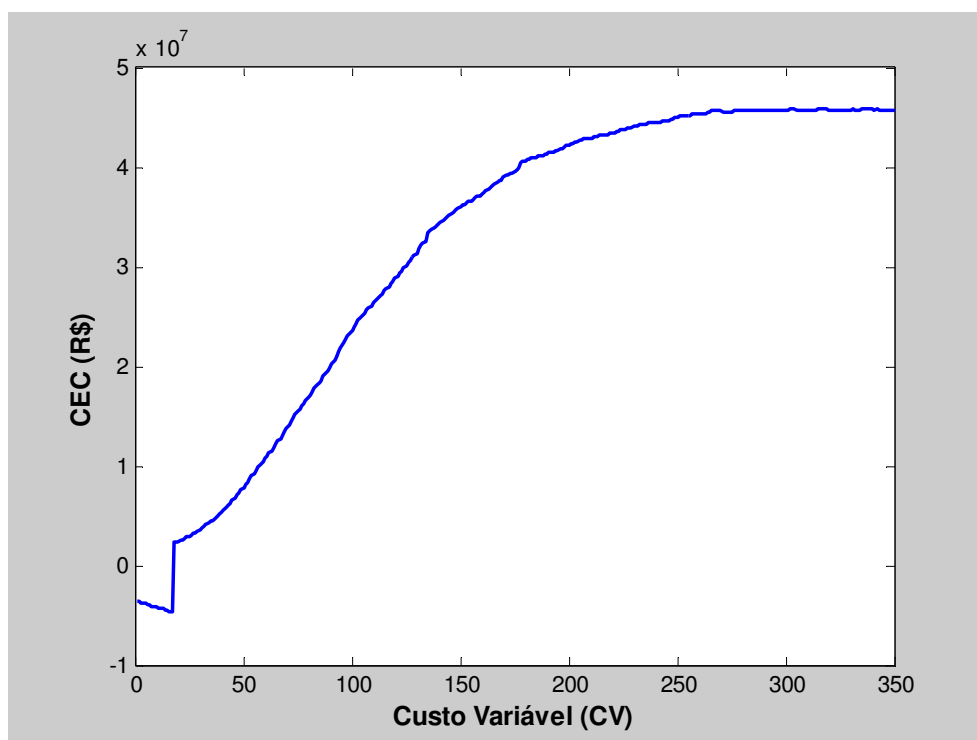


GRÁFICO A2 – Custo Esperado de Operação (CEC)



Abaixo, seguem os gráficos de imagem das funções (uma para cada cenário de simulação) de lucro esperado do empreendedor que são discutidas, em detalhe, na subseção 6.2.

GRÁFICO A3 – Lucro Esperado (Fator 1.000)

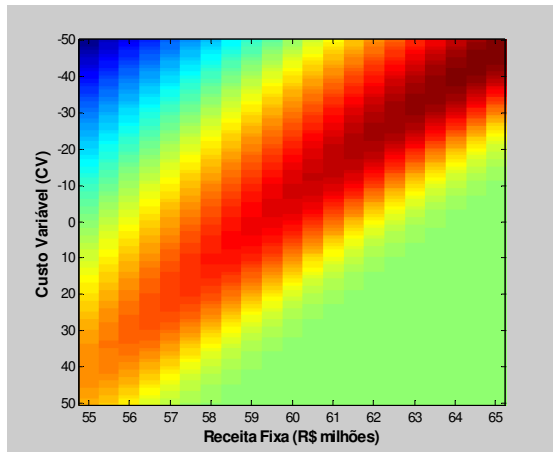


GRÁFICO A4 – Lucro Esperado (Fator 1.125)

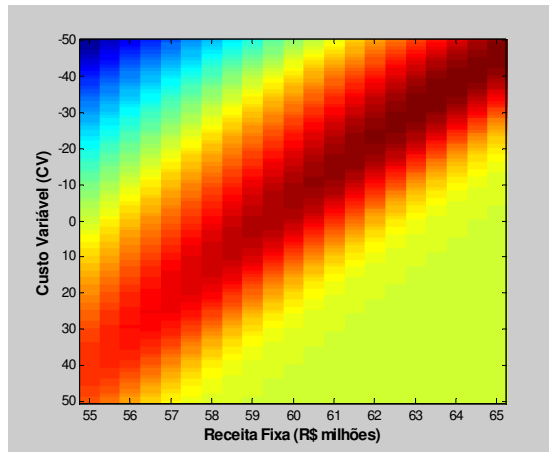


GRÁFICO A5 – Lucro Esperado (Fator 1.250)

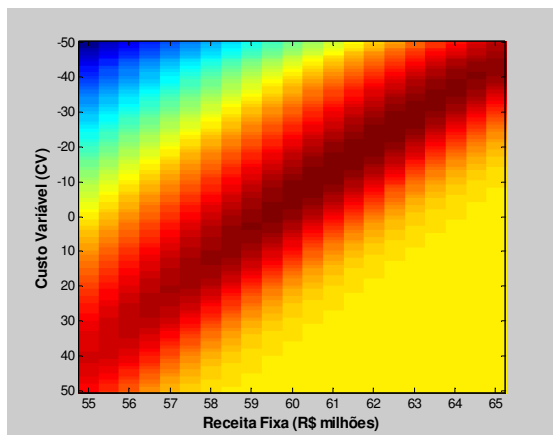


GRÁFICO A6 – Lucro Esperado (Fator 1.375)

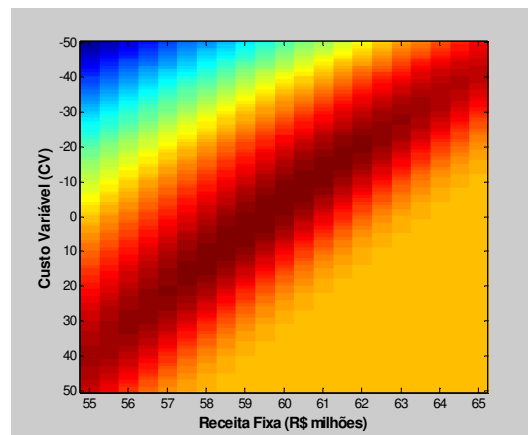


GRÁFICO A7 – Lucro Esperado (Fator 1.500)

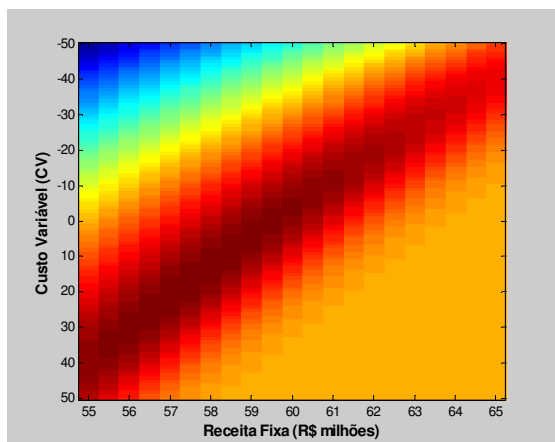


GRÁFICO A8 – Lucro Esperado (Fator 1.625)

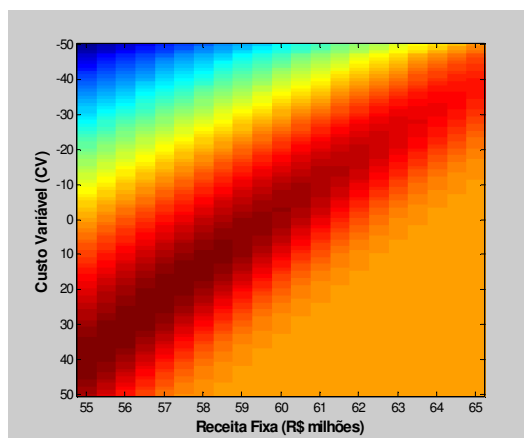
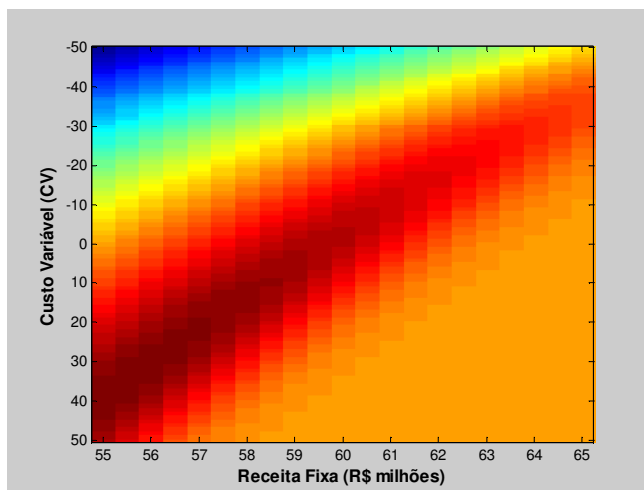


GRÁFICO A9 – Lucro Esperado (Fator 1.750)



9.3 Desenvolvimento de Expressões

- $\frac{\partial}{\partial K^B} E_D[\min(D, K^B)]$ da equação (5.21);

$$E_D[\min(D, K^B)] = E_D[\min(D, K^B) | D \geq K^B].\Pr[D \geq K^B] \\ + E_D[\min(D, K^B) | D < K^B].\Pr[D < K^B]$$

$$= K^B [1 - G(K^B)] + \int_0^{K^B} Dg(D | D < K^B) dD * G(K^B) \\ = K^B [1 - G(K^B)] + \int_0^{K^B} D \frac{g(D)}{G(K^B)} dD * G(K^B) \\ = K^B [1 - G(K^B)] + \int_0^{K^B} Dg(D) dD$$

Derivando a expressão acima com relação K^B e aplicando-se o Teorema Fundamental do Cálculo obtém-se:

$$[1 - G(K^B)] + K^B [-g(K^B)] + K^B g(K^B)$$

Cancelando termos, obtém-se:

$$[1 - G(K^B)]$$

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)