



GPL/010

21 a 26 de Outubro de 2001
Campinas - São Paulo - Brasil

GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

APLICAÇÃO DA TEORIA DAS OPÇÕES REAIS NA DETERMINAÇÃO DO MELHOR MOMENTO DE

Leonardo L. Gomes
CEPEL / DEI – PUC-Rio

Tara K. N. Baidya
DEI – PUC-Rio

Albert C. G. Melo*
CEPEL/UERJ

RESUMO

Com a reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), é aguardado um crescimento da participação de usinas termelétricas no sistema, estimulado pelo esforço do governo para a implantação do Programa Prioritário de Termelétricas – PPT, associado a uma forte sinalização econômica de preços, causada pela situação atual de escassez de capacidade e baixos níveis de vários reservatórios importantes.

Devido à transferência dos novos investimentos em geração para o agente privado, a expansão da geração deixa de ser uma variável de decisão em um problema de planejamento centralizado e passa a ser uma variável aleatória que depende da disposição de investimento deste agente. Neste contexto, e considerando a grande participação termelétrica na expansão da geração, o presente trabalho visa estudar a dinâmica de investimentos privados em geração no Brasil, com enfoque no efeito de algumas incertezas sobre a expansão do parque termelétrico.

Os efeitos do risco hidrológico e da incerteza na expansão da oferta termelétrica serão considerados utilizando-se um modelo de opções reais capaz de captar o valor da flexibilidade de espera para iniciar a construção.

Variando-se a incerteza na expansão da oferta e a forma como os preços de contratação são influenciados pelos preços spot, são obtidos intervalos de preços de contratação nos quais é melhor investir ou esperar. São feitas análises de sensibilidade quanto aos preços de contratação, probabilidades, e investimentos iniciais, calculando-se prêmios de risco exigidos para iniciar o investimento.

PALAVRAS-CHAVE

Análise de investimentos, opções reais, geração térmica; sistemas hidrotérmicos.

1.0 - INTRODUÇÃO

O sistema hidrotérmico brasileiro é predominantemente hidroelétrico (mais de 90% da capacidade instalada), sendo caracterizado por grandes reservatórios com capacidade de regularização pluri-anual distribuídos ao longo de diversas bacias hidrográficas.

Com a privatização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), espera-se que as fontes hidráulicas continuem dominantes no aumento da capacidade instalada no país, contudo, é aguardado um crescimento da participação de usinas termelétricas no sistema, estimulado pelo esforço do governo para a implantação do Programa Prioritário de Termelétricas – PPT. Associada ao PPT há uma forte sinalização econômica de preços, causada pela situação atual de escassez de geração e baixos níveis de vários reservatórios importantes. Espera-se um aumento da participação atual de 5% para 20% no final da década.

Devido à transferência dos novos investimentos em geração para o agente privado, a expansão da geração deixa de ser uma variável de decisão em um problema de planejamento centralizado e passa a ser uma variável aleatória que depende da disposição de investimento deste agente.

Neste contexto, e considerando a grande participação termelétrica na expansão da geração, o presente trabalho visa estudar a dinâmica de investimentos privados em geração no Brasil, com enfoque no efeito das principais incertezas sobre a expansão do parque termelétrico.

2.0 - TEORIA DAS OPÇÕES REAIS E O MELHOR MOMENTO DE INVESTIMENTO

2.1 Teoria das Opções Reais

A literatura recente de análise de projetos vem descrevendo métodos de avaliação extremamente

similares aos métodos tradicionais de avaliação de ativos financeiros, principalmente opções. Essas novas metodologias são chamadas de teoria das opções reais [1, 2], sendo capazes de captar o valor da flexibilidade gerencial, tendo mostrado grande capacidade de explicar ações e negociações verificadas na prática.

Os métodos tradicionais de avaliação de projetos (Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno) consideram gerenciamento passivo. Entretanto, os gerentes estão continuamente decidindo mudanças administrativas e de operação face à resolução de incertezas, objetivando agregar valor ao projeto. Essas flexibilidades são valiosas e podem ser incorporadas na análise do projeto através da teoria das opções reais.

Ao se introduzir incerteza na análise de projetos, torna-se possível a implementação de estratégias diferenciadas dependendo do cenário que está sendo estudado. Essas estratégias aumentam o valor do projeto. Por exemplo, em um cenário otimista geralmente se pode planejar uma expansão de escala aumentando ainda mais o lucro. Já em um cenário pessimista normalmente é possível reduzir perdas decidindo-se pela contração de escala ou abandono temporário da operação. Essas flexibilidades podem ser avaliadas pela teoria das opções reais. As opções reais são efetivamente os valores das flexibilidades. A teoria das opções reais descreve os métodos de avaliação dessas alternativas gerenciais utilizando metodologias que incorporam incerteza [3] ao problema.

As opções reais, ao contrário das opções financeiras, não possuem aditividade de valor. Isso significa que sinergias criadas entre opções de um mesmo projeto ou projetos interrelacionados bem como interações com decisões financeiras da empresa podem ser capturadas [4]. Por exemplo, uma empresa pode aumentar sua participação no mercado oferecendo contratos com boas condições para o cliente, assumindo um risco de grau elevado e diminuindo o do cliente. Por sua vez, a alta exposição ao risco pode ser mitigada através de uma carteira de ativos reais (opções reais) e contratos financeiros.

2.2 Melhor Momento de Investimento e a Opção de Espera

A escolha do melhor momento de investimento é um dos principais problemas com o qual o analista de investimentos se depara. Pode-se investir imediatamente ou esperar. Mas, o que é melhor? Quanto tempo esperar? A teoria das opções reais pode auxiliar nesta tomada de decisão, uma vez que considera o custo de oportunidade de investir imediatamente, ou seja, o valor da opção de espera. O conceito de opção de espera é melhor compreendido através de um exemplo.

Seja um projeto com investimento inicial $I = 4000$. O projeto produzirá um kit por ano em perpetuidade e sem custos operacionais, sendo que o preço inicial do kit é de $P_0 = \$500$. Este preço sofre um reajuste único em $t=1$, com probabilidade $q_s = 0,5$ de aumentar para

$P_1^s = \$750$, e probabilidade $q_d = 0,5$ de cair para $P_1^d = \$250$. Após este reajuste, os preços permanecem fixos em perpetuidade. A taxa de desconto (r) é de 10%, e o investimento é capitalizado a 10%. Este modelo binomial é representado na Figura 1.

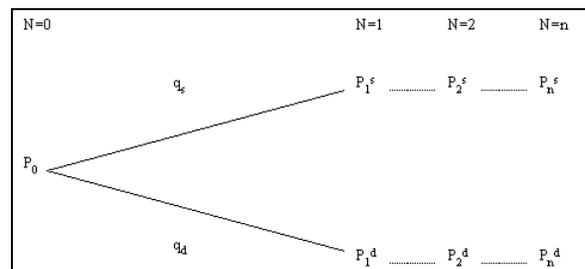


Figura 1 – Representação do Modelo Binomial

O termo valor presente dos fluxos de caixa será equivalente ao valor presente dos preços, sendo representado pela letra V com sobrescrito mostrando o estado do preço e subscrito indicando o período. Por exemplo, V_1^d representará o valor presente dos fluxos de caixa no período 1 após uma descida do preço inicial. A oportunidade de investimento (F), ou seja, o valor do projeto incorporando a flexibilidade de esperar para investir, valerá, no último período, o maior valor entre o valor líquido ($V-I$) do projeto e zero, e no instante inicial, o máximo entre o valor esperado descontado e o valor do investimento imediato. O Valor Presente dos fluxos de caixa no período inicial é dado por:

$$V_0 = P_0 + E_0(V_1) = P_0 + (P_0/r) = 500 + 500 / 0.1 = 5500$$

O VPL na data zero é:

$$VPL_0 = V_0 - I_0 = 5500 - 4000 = 1500$$

Pela regra tradicional de avaliação de projetos, o investimento imediato seria feito ($VPL > 0$). Entretanto, se o investimento puder ser adiado para o período 1, em caso de subida compensaria investir, em caso de descida não. Assim:

$$F_1^s = \text{Max}(0, V_1^s - I_1) = \text{Max}(0, 8250 - 4400) = 3850$$

$$F_1^d = \text{Max}(0, V_1^d - I_1) = \text{Max}(0, 2750 - 4400) = 0$$

O valor da oportunidade de investimento no período inicial é de:

$$F_0 = \text{Max}(V_0 - I_0, \frac{E_0(F_1)}{1+r})$$

$$F_0 = \frac{E_0(F_1)}{1+r} = \frac{q_s F_1^s + q_d F_1^d}{1+r} = (0.5 \times 3850) / 1.1 = 1750$$

Conclui-se que esperar para investir no período 1 é a melhor decisão nesse caso. A diferença entre o valor da oportunidade de investimento e o VPL do investimento imediato representa o valor (250) da opção de espera. Esse valor é criado pela possibilidade de escolha entre investir ou não no período 1, representando um custo de oportunidade para o investimento imediato.

3.0 - MODELAGEM E PREMISSAS ADOTADAS

3.1 Fluxo de Caixa Considerando o Risco Hidrológico

O Brasil adotou um esquema de despacho centralizado realizado através de uma cadeia de modelos de otimização cujo objetivo é minimizar o valor esperado do custo total de operação do sistema hidrotérmico.

Neste trabalho, a composição dos fluxos de caixa será mensal. Sendo assim, o modelo de otimização de longo prazo (NEWAVE) é o mais indicado na obtenção destes, uma vez que possui discretização mensal e horizonte de estudo compatível com o de avaliação de uma termelétrica. Após a utilização do programa NEWAVE [5] para calcular a política ótima de operação hidrotérmica ao longo de um período de planejamento, são feitas simulações com as quais se obtêm as séries de despachos e de preços *spot* (ou Custo Marginal Operacional - CMO).

Cada série simulada de energias afluentes origina no módulo de simulação do NEWAVE uma série mensal de despachos e outra de preços *spot*. Essas duas séries são utilizadas na determinação de um resultado para o projeto, expresso pelo VPL. Assim, N séries simuladas de vazões afluentes geram N resultados diferentes para o projeto, podendo ser classificados e analisados estatisticamente. As distribuições de VPL foram determinadas utilizando-se o programa ANAFIN desenvolvido pelo CEPEL [6].

O lucro operacional de uma usina termelétrica em um mês t é composto pela equação (1). Nesta equação, a primeira parcela representa a receita referente à contratação bilateral de energia. Em relação à segunda parcela, quando a energia gerada é maior que a energia contratada, a diferença é remunerada ao preço *spot* gerando receita, caso contrário, será computado um custo de compra de energia no mercado *spot* a fim de honrar os contratos. A terceira parcela se refere aos custos operativos, divididos em custos variáveis excetuando combustível e custo da *commodity*. O custo da *commodity* é desmembrado em um custo obrigatório proveniente da inflexibilidade do contrato de gás e uma parcela variável caso a energia gerada exceda a energia mínima do contrato de combustível.

$$\pi_t = E_t^c \cdot P_t^c + (G_t - E_t^c) \cdot P_t^s - G_t \cdot CO \quad (1)$$

Onde:

G_t – Geração térmica em t (despacho) [MWh]

E_t^c – Energia contratada em t [MWh]

P_t^s – Preço *spot* da energia em t [R\$/MWh]

P_t^c – Preço da energia contratada [R\$/MWh]

CO – Custo Operativo Variável [R\$/MWh]

3.2 Descrição do Modelo

3.2.1 Abordagem das Incertezas Financeira e Hidrológica

Será considerado que para cada série hidrológica, a taxa de desconto (k_i) referente ao custo do capital próprio irá incorporar o risco financeiro. Já considerando o risco hidrológico, o investidor não terá a capacidade de associá-lo a uma taxa de desconto. Neste caso, será obtida uma distribuição de VPLs que será avaliada de acordo com as preferências do mesmo.

As preferências do investidor serão incorporadas através da troca de uma distribuição de VPLs por um valor equivalente, sendo que o investidor permanece indiferente entre as duas possibilidades. Para isso será associada ao investidor uma função utilidade representando racionalidade, aversão ao risco, e aversão absoluta decrescente.

$$U(VPLEq) = E[u(VPL_i)] \quad i=1 \dots N \quad (2)$$

3.2.2 Incerteza na Expansão da Oferta

Adicionalmente ao risco hidrológico, foi incorporada uma incerteza exógena no plano de expansão da oferta, mantendo-se constante as outras variáveis. Foram consideradas as possibilidades de decisão imediata de construção e de espera para iniciar a construção um ano depois, incorporando-se dois cenários distintos de expansão, um com menor capacidade ofertada (cenário déficit), ocorrendo com probabilidade p^{def} , e outro com maior capacidade de expansão (cenário excesso) acontecendo com probabilidade p^{exc} .

Para cada cenário e cada nível de contratação bilateral, existe uma distribuição de VPLs que será trocada pelo valor equivalente. Assim, em cada cenário, é escolhido o valor ótimo de contratação, que é aquele que gera a distribuição com maior equivalente certo. A Figura 2 ilustra a modelagem.

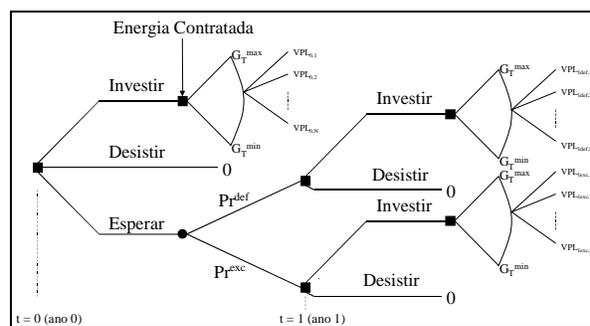


Figura 2 – Modelo de Decisão

Ao escolher os montantes de energia contratada e substituir as distribuições pelos valores equivalentes, o modelo é reduzido ao problema de melhor momento de investimento descrito anteriormente.

3.3 Critérios de Obtenção dos Preços de contratação

Espera-se que os preços dos contratos bilaterais tenham uma grande correlação com os valores esperados dos preços *spot*. Os principais agentes compradores de energia via contratos bilaterais são as distribuidoras. Se os preços *spot* estão mais altos em termos esperados, há uma tendência de aumento da demanda por contratos bilaterais a fim de evitar maiores prejuízos de compra de energia no mercado *spot*. O aumento na demanda estimula uma subida nos preços de contratação. Se existe a expectativa de preços *spot* mais baixos, a demanda por contratos bilaterais deve diminuir, forçando uma redução dos preços contratados.

Pelo lado da geração, na expectativa de preços *spot* mais altos, hidrelétricas e termelétricas devem reduzir a oferta por intermédio de contratos e aumentar as vendas no mercado *spot*, realizando uma pressão no sentido de aumento dos preços contratados. Inversamente, se os valores esperados no mercado *spot* forem mais baixos, a oferta via contratos deve aumentar, provocando tendência de queda dos preços contratados. A Tabela 1 mostra como os preços contratados devem acompanhar os preços *spot* esperados.

| Preços Spot Esperados (R\$/MWh) | Distribuidora | | Termelétrica | | Hidrelétrica | |
|---------------------------------|-----------------------|--------------------------------------------|----------------------|--------------------------------------------|---------------------|--------------------------------------------|
| | Demanda por Contratos | Tendência dos Preços Contratados (R\$/MWh) | Oferta por Contratos | Tendência dos Preços Contratados (R\$/MWh) | ferta por Contratos | Tendência dos Preços Contratados (R\$/MWh) |
| ↓ | ↓ | ↓ | ↑ | ↓ | ↑ | ↓ |
| ↑ | ↑ | ↑ | ↓ | ↑ | ↓ | ↑ |

Tabela 1 - Tendências dos Preços Contratados

Um aspecto bastante relevante no mercado de contratos é a liquidez. Usualmente, em mercados de baixa liquidez os argumentos feitos anteriormente são os mais relevantes na determinação de preços de equilíbrio [7]. No entanto, se houver liquidez, o efeito da ação dos especuladores em busca de lucros relativos a desbalanços entre o preço *spot* esperado e os preços contratados se torna o mais relevante.

Atualmente no Brasil, a competição por contratos bilaterais será incrementada a partir de 2003, através do início da liberação dos contratos iniciais. Além de ser um mercado emergente, existe uma complexidade inerente aos sistemas hidrotérmicos que dificultará a entrada de especuladores. Dessa forma, será considerado que o mercado brasileiro de contratos não terá especuladores como os principais agentes formadores de preços.

Assim, foram adotados critérios para determinar os preços de contratação de energia (ao longo da vida útil da termelétrica) para cada estado e estágio, dependendo dos preços *spot* simulados. Para auxiliar no estabelecimento dos preços, foi calculado um CMO ponderado dando maior peso aos valores médios mais recentes.

$$CMO_P = \frac{\sum_i \frac{CMO_i}{(1+k_f)^i}}{\sum_i \frac{1}{(1+k_f)^i}}$$

Onde:

i – Índice de ano

CMO_i – CMO médio anual [R\$/MWh]

k_f – Taxa de desconto ajustada ao risco financeiro

Seja conhecido o preço da energia contratada (*P₀^c*) no momento inicial. Considerando a possibilidade de espera, os preços da energia contratada nos cenários déficit (*P₁^{c,def}*) e excesso (*P₀^{c,exc}*) serão obtidos multiplicando-se *P₀^c* por fatores (FM) calculados de acordo com dois critérios.

$$1) FM^{def/exc} = [1 + (CMO_P^{def/exc} - CMO_P^{base}) / 2 CMO_P^{base}]$$

$$2) FM^{def/exc} = [1 + (CMO_P^{def/exc} - CMO_P^{base}) / 5 CMO_P^{base}]$$

A variação de ±25% no CMO_p por exemplo, causa variações de ±12.5% (Critério 1) e ±5% (Critério 2) nos preços de contratação bilateral. Outros critérios para calcular os FMs poderiam ter sido adotados, uma vez que não se tem idéia de qual será a intensidade da interferência dos preços *spot* nos preços de contratação. Optou-se aqui pela escolha de dois. Os preços de contratação bilateral para cada estado permanecem os mesmos ao longo da vida útil do projeto.

4.0 - ESTUDO DE CASO

4.1 Dados do Projeto

Será estudado um projeto de construção de uma termelétrica à gás natural de 200MW com as características técnico-financeiras descritas na Tabela 2.

No caso dos cenários déficit e excesso, a entrada em operação e o cronograma de financiamento são postergados em um ano, e o investimento é capitalizado pela taxa de juros da dívida.

É assumido que foi feito um teste de associação das preferências do investidor a uma função, encontrando-se a seguinte função utilidade:

$$U(VPL) = -EXP(-A.VPL) + B.VPL \quad (A = 0.2 \text{ e } B = 0.04)$$

Essa função apresenta uma componente côncava que confere a característica de aversão ao risco, combinada a uma componente linear que se sobressai cada vez mais à medida que o VPL aumenta. Isoladamente, a componente linear indica neutralidade ao risco, no entanto, seu efeito combinado confere a propriedade de aversão ao risco decrescente com o aumento dos VPLs.

| Variável | Unidade | Valor / Descrição |
|-------------------------------------|----------|-------------------|
| Dados Técnicos | | |
| Vida Útil | anos | 20 |
| Capacidade Instalada | MW | 200 |
| Fator de Disponibilidade | % | 90 |
| Geração Máxima | MWMedio | 180 |
| Inflexibilidade (%) | % | 60 |
| Geração Mínima | MWMedio | 120 |
| Entrada em Operação | - | Jan/2002 |
| Receita | | |
| Tarifa de Energia Contratada | R\$/MWh | Critérios |
| Preço Spot | R\$/MWh | Newave |
| Geração Mensal | MWh | Newave |
| Investimento | | |
| Total | MR\$ | 180 |
| Cronograma | - | 20%-2000:80%-2001 |
| Depreciação | % | 5 |
| Estrutura e Custo de Capital | | |
| Alavancagem Financeira | % | 60% CT - 40% CP |
| Taxa de Juros ao Ano | % | 11 |
| Amortização | anos | 8 |
| Carência do Principal | anos | 2 |
| Sistema de Amortização | - | SAC |
| Taxa Ajust.ao Risco Financ. | % | 12 |
| Taxa Ajust. ao Risco de Exp. Of. | % | 12 |
| Taxas e Impostos | | |
| Diretos Sobre a Receita Bruta | % | 4.45 |
| Imposto de Renda & CS | % | 34 |
| Custo da Energia Vendida | | |
| Custo Variável | R\$/MWh | 30 |
| Custo Fixo | MR\$/ano | 6 |

Tabela 2 – Dados do Projeto

4.2 Simulações de Preços e Despachos

Foram utilizados os dados de um Plano Decenal de Expansão para realizar as simulações. Os cenários de déficit e excesso foram montados mediante a saída e a entrada de termelétricas hipotéticas, sendo estruturados três pares de cenários, variando-se a capacidade instalada de entrada e saída, conforme apresentado na Tabela 3.

| Configuração | Mudança | Pot.Tot.[MW] | CO [R\$/MWh] | Data Original | Data Após a Mudança | Subsistema |
|--------------|---------|--------------|--------------|---------------|---------------------|------------|
| Déficit 2000 | Saída | 1000 | 27.9 | Mai/2002 | - | Sul |
| | Saída | 1000 | 34.0 | Jan/2003 | - | Sudeste |
| Excesso 2000 | Entrada | 1000 | 27.9 | - | Mai/2002 | Sul |
| | Entrada | 1000 | 34.0 | - | Jan/2003 | Sudeste |
| Déficit 1500 | Saída | 750 | 27.9 | Mai/2002 | - | Sul |
| | Saída | 750 | 34.0 | Jan/2003 | - | Sudeste |
| Excesso 1500 | Entrada | 750 | 27.9 | - | Mai/2002 | Sul |
| | Entrada | 750 | 34.0 | - | Jan/2003 | Sudeste |
| Déficit 1000 | Saída | 500 | 27.9 | Mai/2002 | - | Sul |
| | Saída | 500 | 34.0 | Jan/2003 | - | Sudeste |
| Excesso 1000 | Entrada | 500 | 27.9 | - | Mai/2002 | Sul |
| | Entrada | 500 | 34.0 | - | Jan/2003 | Sudeste |

Tabela 3 – Configurações de Expansão da Oferta

O gráfico da Figura 3 ilustra, ano-a-ano, as médias dos CMOs para todas as configurações montadas.

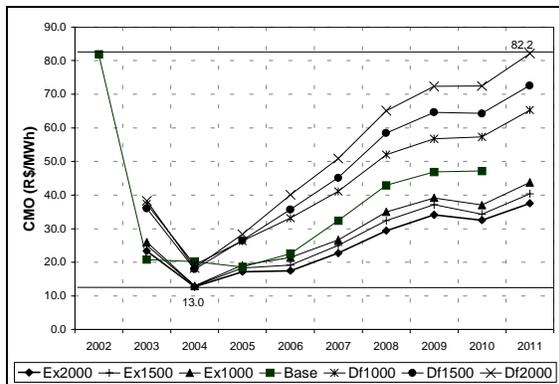


Figura 3 – CMO's Médios Anuais

A Tabela 4 mostra os CMO_ps e os fatores multiplicativos por critério e cenário.

| Cenários | Fatores Multiplicativos | | |
|----------|-------------------------------|--------------------|--------------------|
| | CMO _p (R\$/MWh) | Critério 1 F.M. | Critério 2 F.M. |
| Exc2000 | 23,62 | 23,62 | 23,62 |
| Exc1500 | 25,40 | 25,40 | 25,40 |
| Exc1000 | 27,02 | 27,02 | 27,02 |
| Base | 37,45 | 37,45 | 37,45 |
| Def1000 | 40,08 | 40,08 | 40,08 |
| Def1500 | 42,87 | 42,87 | 42,87 |
| Def2000 | 47,37 | 47,37 | 47,37 |

Tabela 4 – Fatores Multiplicativos

4.3 Resultados

Foi feita uma análise de sensibilidade com os preços de contratação do cenário base, mantendo-se constante a probabilidade de ocorrer o cenário déficit ($Pr^{def} = 0,5$) e os fatores multiplicativos. A Figura 4 mostra o valor de cada estratégia (esperar ou investir) variando com o preço contratado do cenário base (PCB), considerando o Critério 1 e os cenários de variação de capacidade de 2000 MW.

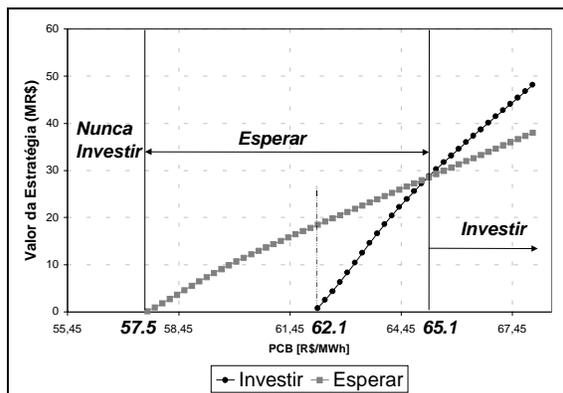


Figura 4 – Melhor Momento de Investimento

A curva do valor da oportunidade de espera intercepta o eixo dos preços contratados em 57,5 R\$/MWh. Abaixo deste preço, o projeto não tem valor algum. O investimento imediato apresenta valores positivos para preços contratados acima de 62,1 R\$/MWh. Este seria o preço de equilíbrio numa avaliação tradicional de investimentos. O investimento imediato é feito a partir de 65,1 R\$/MWh. Portanto, o preço limite contratado para investimento imediato é maior que o preço de equilíbrio caso não se considerasse a oportunidade de espera. Esta diferença representa um prêmio requerido pelo investidor para iniciar o investimento em regime de incerteza. A Tabela 5 apresenta os intervalos dos preços de contratação do cenário base para cada estratégia (D-Desistir, E-Esperar, I-Investir) adotada e para cada par de cenários de variação de capacidade.

| | Intervalos de Preços Para Cada Decisão | | | | | | | | |
|------|----------------------------------------|---|--------|-------------|---------------|--------|-------------|---------------|-------|
| | Par - v1000 | | | Par - v1500 | | | Par - v2000 | | |
| | D | E | I | D | E | I | D | E | I |
| Cr.1 | < 62.1 | - | > 62.1 | < 60.8 | [60.8,63.3] | > 63.3 | <57.5 | [57.5,65.1] | >65.1 |
| Cr.2 | < 62.1 | - | > 62.1 | < 62.1 | - | > 62.1 | <61.9 | [61.9,62.3] | >62.3 |

Tabela 5 – Intervalos de Preços Indicando Estratégias

O prêmio requerido é maior, quanto maior é a incerteza na expansão da oferta e maior é a interferência dos preços spot nos preços contratados. Isto porque os valores referentes ao cenário déficit (efetivamente aproveitados) são maiores à medida que a incerteza aumenta. Se a variação da oferta fosse de ± 1000 MW, não se decidiria esperar por exemplo.

Na Figura 5 estão mostrados os preços de indiferença entre investir e esperar variando-se a probabilidade de ocorrência do cenário déficit (Critério 1). Nota-se que o crescimento do preço de indiferença é exponencial em relação ao aumento da incerteza na oferta e da probabilidade do cenário déficit.

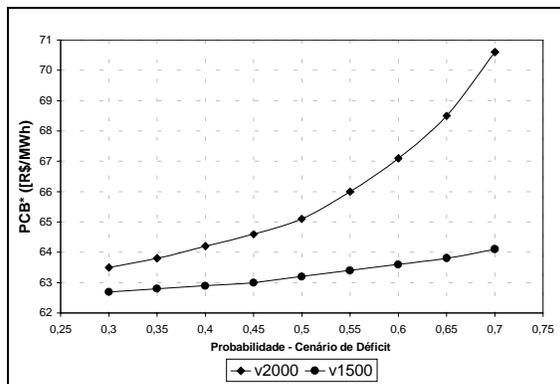


Figura 5 - Preços de Indiferença

A Figura 6 ilustra uma análise de sensibilidade quanto ao montante inicial a ser investido, considerando os cenários de variação da oferta equiprováveis e um preço de contratação bilateral igual a 63 R\$/MWh. Da mesma maneira que o investidor exigia um prêmio no preço contratado para investir imediatamente, agora ele exige uma redução no investimento para que a escolha do investimento imediato seja a melhor. De acordo com uma avaliação tradicional, o investimento de equilíbrio seria de R\$188,1 milhões. No entanto, considerando a oportunidade de espera, o valor que “dispara” o início de construção ficou reduzido para até R\$159,1 milhões no caso da maior incerteza dos preços contratados (Critério1, cenários com variação de 2000 MW).

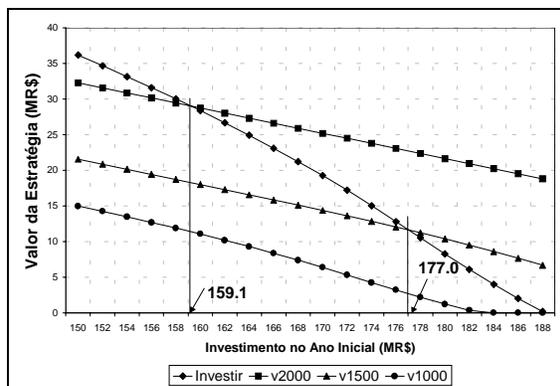


Figura 6 - Investimentos de Indiferença, Critério1.
($P_r^{def} = 0,5$, $P_0^c = 63R\$/MWh$)

5.0 - CONCLUSÕES

Este artigo apresentou um estudo de caso para empreendimentos termelétricos, determinando quais são as estratégias de escolha do melhor momento de investimento utilizando um modelo de opções reais. A metodologia permite a identificação das estratégias de investimento de acordo com intervalos de preços de contratação bilateral. Conforme apresentado, a incerteza na expansão da oferta e a intensidade com que os preços de contratação bilateral são influenciados pelos preços spot, têm um papel importante na decisão do melhor momento de investimento.

Conclui-se, mediante o estudo de caso, que o preço contratado a partir do qual se decide investir imediatamente pode ser maior que o preço de contratação de equilíbrio em uma análise tradicional. A diferença representa um prêmio de risco exigido pelo investidor face à incerteza de expansão da oferta. Mostrou-se que este prêmio é tanto maior quanto maior a incerteza na expansão da oferta e a interferência dos preços spot nos preços de contratação. De acordo com as variações consideradas, o prêmio exigido pelo investidor chegou a 5% do preço de equilíbrio em uma avaliação sem considerar a possibilidade de espera.

6.0 - BIBLIOGRAFIA

- (1) Trigeorgis, L.: “Real Options, Managerial Flexibility and Strategy in Resources Allocation”, MIT Press, Cambridge, Massachussets, 1996.
- (2) Amran M. , Kulatilaka N.: “Real Options: Managing Strategic Investments in a Uncertain World”, Harvard Business School Press, 1999.
- (3) Dixit, A , Pindyck R. S.: “Investment Under Uncertainty”, Princeton University Press, 1994.
- (4) Trigeorgis, L.: “Real Options and the Interactions with Financial Flexibility”, Financial Management 22, no.3, 1993.
- (5) Maceira M.E.P; Mercio C.B.; Gorenstin B.G.; Cunha S.H.F; Suanno C.; Sacramento M.C.; Kligerman A.: “Application of the NEWAVE Model in the Energy Evaluation of the Brazilian North/Northeast and South/Southeast Interconnected Systems”, VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Salvador, Brazil, May24th to 29th, 1998.
- (6) Melo, A C. G.; Maceira M.E.P; Gomes L.L.; Jardim D. L.; Pinhel A.; Caldas R.P.; Oliveira A M.: “Financial Evaluation of Generation Projects Considering Hydrologic Risks”, VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Maio/2000, Curitiba (PR), Brasil.
- (7) EPRI: “Forward Price Forecasting for Power Market Valuation: Excerpts Introducing Valuation and Forecasting Approaches”, EPRI TR-111860-R1, Palo Alto, CA, 1999.