

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA - PIMES**



**AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS DE CAPITAL NA  
GERAÇÃO TERMOELÉTRICA USANDO A TEORIA DAS  
OPÇÕES REAIS: UM ESTUDO DE CASO UTILIZANDO A  
EQUAÇÃO DE BELLMAN**

ALEXANDRO FERRAZ CAVALCANTI

Orientador: Prof. Dr. José Lamartine Távora Junior.

Recife, Julho de 2005.

**Alexandro Ferraz Cavalcanti**

**AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS DE CAPITAL NA  
GERAÇÃO TERMOELÉTRICA USANDO A TEORIA DAS  
OPÇÕES REAIS: UM ESTUDO DE CASO UTILIZANDO A  
EQUAÇÃO DE BELLMAN**

Dissertação apresentada ao PIMES da  
Universidade Federal de Pernambuco  
em cumprimento parcial às exigências  
para a obtenção do grau de Mestre em  
Ciências Econômicas.

**Orientador:**

**Prof. Dr. José Lamartine Távora Junior**

**Recife, Julho de 2005.**

**Cavalcanti, Alexandro Ferraz**

**Avaliação de investimentos de capital na geração termoeétrica usando a teoria das opções reais : um estudo de caso utilizando a equação de Bellman / Alexandro Ferraz Cavalcanti. – Recife : O Autor, 2005. 106 folhas : il., fig., tab., gráf.**

**Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CCSA. Economia, 2005.**

**Inclui bibliografia e anexo.**

**1. Economia financeira – Investimentos. 2. Investimento de capital – Opções reais – Equação de Bellman. 3. Usina Termopernambuco – Avaliação econômica e viabilidade do projeto. 4. Avaliação de risco – Simulação Monte Carlo. I. Título.**

**330.142.2  
332.63**

**CDU (2.ed.)  
CDD (22.ed.)**

**UFPE  
BC2005-382**

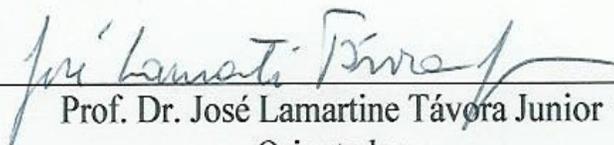
UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA  
PIMES/ PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO  
DO MESTRADO EM ECONOMIA DE

ALEXANDRO FERRAZ CAVALCANTI

A Comissão Examinadora composta pelos professores abaixo, sob a presidência do primeiro, considera o candidato Alexandro Ferraz Cavalcanti **APROVADO**.

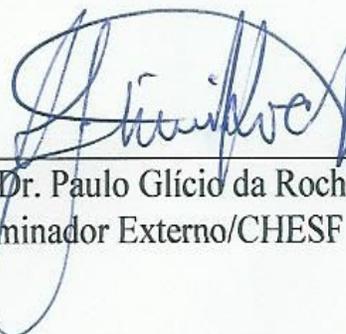
Recife, 15/04/2005



Prof. Dr. José Lamartine Távora Junior  
Orientador



Prof. Dr. Charles Ulises De Montreuil Carmona  
Examinador Externo/PROPAD/UFPE



Prof. Dr. Paulo Glício da Rocha  
Examinador Externo/CHESF

*Á minha esposa Euda, pela compreensão das muitas vezes que me ausentei do convívio familiar durante a elaboração deste trabalho e ao meu filho Douglas, motivação extra para a conclusão do mesmo.*

## ***AGRADECIMENTOS***

- Agradeço primeiramente a Deus, pela perseverança, capacidade e o conseqüente êxito na conclusão deste trabalho.
- Ao meu orientador e amigo, professor José Lamartine Távora Júnior, pela orientação, incentivo e apoio.
- Aos professores Charles Carmona e Paulo Glício, membros da banca examinadora, pelas valiosas críticas e sugestões, tão importantes para o aperfeiçoamento deste trabalho.
- Ao amigo Lautemir, pela motivação e companheirismo desde as etapas iniciais deste trabalho.
- Aos funcionários da UTE Termopernambuco S.A., Marcelo Lopes e Renato Mota, pelas valiosas informações, sem as quais seria impossível concluir esta Dissertação.
- Aos meus pais, pela crença na minha capacidade e pela educação que me conduziu a esta etapa da vida.

## ***RESUMO***

Desde meados da década de 1990, já havia a necessidade da expansão oferta de energia elétrica em Pernambuco. Relatórios divulgados pela CHESF e CELPE já apontavam a possível exaustão do potencial hidroelétrico do Rio São Francisco.

A criação de uma usina termoelétrica com capacidade instalada superior a 240 MW passou a ser vista como saída de curto prazo. No entanto, mesmo com a relativa definição da política de remuneração de projetos de geração elétrica, ainda persiste outras incertezas. Sobretudo, aquelas relacionadas à declaração quanto ao modo de operação de termoelétricas. Dessa forma, a análise risco-retorno passa a ter importância destacada.

O modelo a ser empregado na referida análise é a Teoria das Opções Reais. Esta é uma teoria alternativa, fundamentada na Teoria das Opções Financeiras, que considera as diversas flexibilidades existentes em um projeto. Para o caso de projetos de geração termoelétrica, a grande característica operacional a ser estudada é a possibilidade de suspensão temporária da produção. Nesse caso, a remuneração mensal para o projeto assemelha-se a uma opção financeira de compra do tipo européia, cujo ativo subjacente será o preço da energia elétrica cotado no mercado de curto prazo.

Para o emprego da referida teoria, será considerado como estudo de caso o projeto referente à implantação da UTE Termopernambuco S.A. Contando com aproximadamente 530 MW instalados, esta usina contribui bastante para a expansão da oferta de energia elétrica em Pernambuco, afastando assim, pelo menos a curto prazo, o risco de desabastecimento, mesmo levando-se em consideração o fato de que a energia gerada pela referida usina não necessariamente destina-se apenas a Pernambuco.

## *ABSTRACT*

From middles of the decade of 1990, there was already the need of the expansion of the offer of electric energy in Pernambuco. Reports disclosed by CHESF and CELPE already aimed the possible exhaustion of the potential hydroelectric of São Francisco River.

The creation of a thermo electrical factory with capacity installed superior to 240 MW became seen as exit of short period. However, even with the relative definition of the politics of remuneration of projects of electric generation, they still persist other uncertainties. Above all, those related to the declaration with relationship to the operation way of thermo electrical. In that way, the analysis risk-return starts to have outstanding importance.

The model to be used in referred it analysis is the Theory of the Real Options. This is an alternative theory, based in the Theory of the Financial Options, which considers the several existent flexibilities in a project. For the case of projects of thermo electrical generation, the great operational characteristic to be studied is the possibility of temporary suspension of the production. In that case, the monthly remuneration for the project resembles each other to a financial option of purchase of the European type, whose active underlying it will be the price of the electric energy quoted in the market of short period.

For the employment of the referred theory, it will be considered as case study the project regarding the implantation of UTE Termopernambuco S.A.. Counting with approximately 530 installed MW, this factory contributes enough to the expansion of the offer of electric energy in Pernambuco, moving away like this, at least in short period, the unsupplying risk, even being taken in consideration the fact that the energy generated by the referred factory is not necessarily destined just to Pernambuco.

## *SUMÁRIO*

|   |      |
|---|------|
| DEDICATÓRIA   | V    |
| AGRADECIMENTOS  | VI   |
| RESUMO  | VII  |
| ABSTRACT  | VIII |
| SUMÁRIO   | IX   |
| LISTA DE TABELAS  | XII  |
| LISTA DE FIGURAS  | XIII |
| LISTA DE GRÁFICOS   | XIV  |
| 1. INTRODUÇÃO   | 15   |
| 1.1 Considerações iniciais  | 15   |
| 1.2 Estrutura da Dissertação  | 17   |
| 2. O NOVO MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO E OS INVESTIMENTOS EM TERMOGERAÇÃO | 19   |
| 2.1 Principais alterações institucionais no setor elétrico brasileiro               | 19   |
| 2.2 Investimentos em termogeração elétrica  | 21   |
| 2.3 A expansão da oferta de energia elétrica em Pernambuco e a UTE TermoPE          | 24   |
| 3. ANÁLISE DE INVESTIMENTOS E A TEORIA DAS OPÇÕES REAIS                             | 27   |
| 3.1 Considerações iniciais  | 27   |
| 3.2 Investimentos em geração termoelétrica e Opções Reais                           | 29   |
| 3.3 Opções Financeiras  | 32   |
| 3.3.1 Aspectos Gerais   | 32   |
| 3.3.2 Principais fatores que influenciam os preços das opções                       | 34   |
| 3.3.3 Uma analogia entre opções financeiras e reais                                 | 36   |
| 3.4 Principais tipos de Opções Reais  | 38   |
| 3.4.1 Opção de espera ou “Timing” do investimento                                   | 39   |
| 3.4.2 Opção de suspensão temporária da produção                                     | 39   |

|  |    |
|--|----|
| 3.5 Algumas considerações sobre processos estocásticos                   | 40 |
| 3.5.1 O Movimento Geométrico Browniano (MGB) e o Lema de Ito             | 41 |
| 3.5.2 Uma comparação entre o MGB e os movimentos que lhe deram origem    | 43 |
| 3.5.3 O Processo de Reversão para a Média                                | 45 |
| 3.6 Modelos de precificação de Opções Reais                              | 47 |
| 3.6.1 Considerações iniciais   | 47 |
| 3.6.2 Programação Dinâmica   | 48 |
| 3.6.2.1 Analisando a opção de espera                                     | 49 |
| 3.6.2.2 Analisando a opção de suspensão temporária da produção           | 51 |
| 3.6.3 O Método Monte Carlo   | 52 |
| 3.6.4 A intuição da Teoria monte Carlo                                   | 52 |
| 3.6.5 Algumas considerações sobre análise por ativos contingenciais      | 53 |
| 4. AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA UTE TERMOPE USANDO A TEORIA DAS OPÇÕES REAIS   | 55 |
| 4.1 Apresentação do projeto  | 55 |
| 4.1.1 Viabilidade quanto ao suprimento de gás natural                    | 55 |
| 4.1.2 Potência Instalada   | 57 |
| 4.1.3 Custo do investimento  | 57 |
| 4.1.4 Custo de operação  | 58 |
| 4.1.5 Preço de contratação   | 60 |
| 4.1.6 Vida útil  | 61 |
| 4.1.7 A obtenção da taxa de desconto                                     | 61 |
| 4.1.7.1 O custo do capital de terceiros                                  | 62 |
| 4.1.7.2 O custo do capital próprio                                       | 63 |
| 4.1.7.3 A aplicação do WACC  | 64 |
| 4.2 O modelo para análise dos dados                                      | 65 |
| 4.3 Avaliando a UTE TermoPE para o caso da inflexibilidade operacional   | 71 |
| 4.4 Análise de risco para o caso da inflexibilidade operacional          | 77 |
| 4.5 Avaliando a UTE TermoPE para o caso da semiflexibilidade operacional | 81 |

|   |    |
|---|----|
| 4.5.1 Considerações iniciais  | 81 |
| 4.5.2 Avaliando a semiflexibilidade operacional – 0% de contratação | 83 |
| 4.5.3 Avaliando os demais níveis de contratação                     | 85 |
| 5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES                                       | 89 |
| 5.1 Conclusões  | 89 |
| 5.2 Recomendações   | 90 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS  | 92 |
| ANEXO   | 98 |

## ***LISTA DE TABELAS***

|   |    |
|---|----|
| TABELA 3.1: Classificação das opções quanto ao preço do ativo subjacente. | 33 |
| TABELA 3.2: Determinantes do valor das opções.                            | 36 |
| TABELA 4.1: Custo fixo, variável e total.                                 | 60 |
| TABELA 4.2: Índices de mercado.   | 63 |
| TABELA 4.3: Financiamento feito ao BNDES.                                 | 72 |
| TABELA 4.4: Financiamento feito ao BID.                                   | 72 |
| TABELA 4.5: D.R.E.  | 74 |
| TABELA 4.6: Provisão para pagamento de imposto de renda.                  | 75 |
| TABELA 4.7: Fluxo de caixa – TermoPE.                                     | 76 |
| TABELA 4.8: Probabilidades para VPL's.                                    | 81 |
| TABELA 4.9: Probabilidades para VPL's – 0% contratação.                   | 84 |

## ***LISTAS DE FIGURAS***

|   |    |
|---|----|
| FIGURA 4.1: Ilha de potência da UTE TermoPE.  | 56 |
| FIGURA 4.2: Comportamento para o custo fixo.  | 78 |
| FIGURA 4.3: Comportamento para o custo variável.  | 78 |
| FIGURA 4.4: Comportamento para a taxa de desconto.  | 79 |
| FIGURA 4.5: Histograma para VPL previsto – Distribuição.  | 79 |
| FIGURA 4.6: Coeficiente de correlação entre as variáveis listadas e o VPL previsto.                   | 80 |
| FIGURA 4.7: Contribuição das variáveis listadas para a variância do VPL previsto.                     | 80 |
| FIGURA 4.8: Histograma para o VPL previsto – distribuição para 0% de contratação.                     | 83 |
| FIGURA 4.9: Contribuição das variáveis listadas para a variância do VPL previsto – 0% de contratação. | 85 |

## ***LISTA DE GRÁFICOS***

|  |    |
|--|----|
| GRÁFICO 3.1: Valor da opção de compra.                                 | 34 |
| GRÁFICO 3.2: Valor da opção de venda.                                  | 34 |
| GRÁFICO 3.3: Processo de Weiner x Tempo.                               | 44 |
| GRÁFICO 3.4: Movimento Aritmético Browniano x Tempo.                   | 44 |
| GRÁFICO 3.5: Movimento Geométrico Browniano x Tempo.                   | 45 |
| GRÁFICO 3.6: Movimento de Reversão para a Média x Tempo.               | 47 |
| GRÁFICO 4.1: Série de preços spots.                                    | 70 |
| GRÁFICO 4.2: Comportamento esperado para o VPL x Nível de Contratação. | 86 |
| GRÁFICO 4.3: Valor da flexibilidade operacional.                       | 87 |
| GRÁFICO 4.4: Análise de risco por Nível de Contratação.                | 88 |

# ***CAPÍTULO 1***

## ***INTRODUÇÃO***

### ***1.1 Considerações Iniciais***

A década de 1990 trouxe consigo um contexto de crescimento da demanda por energia elétrica e a relativa escassez de recursos para investir na expansão de sua oferta. Tal situação culminou numa série de alterações institucionais no setor elétrico brasileiro que apontaram para uma reestruturação nas atividades de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica. Essa reestruturação tem sido nitidamente marcada pelo aumento da competição entre os geradores de energia com visível vantagem para a geração hidrelétrica sobre a termoeletrica. Isso se deve, sobretudo, ao regime de hidraulicidade favorável na maior parte do tempo, o que torna a termogeração elétrica inviável devidos aos seus elevados custos, sobretudo, aqueles relacionados à obtenção de gás natural.

No entanto, o recente episódio do racionamento de energia em 2001, expôs a fragilidade do setor elétrico brasileiro e inseriu uma forma alternativa de abordar o problema. Para David, Moreira e Rocha (2002), dadas às características de complementaridade entre a geração hidrelétrica e a termoeletrica, o setor elétrico vem enfatizando o regime de co-geração como saída de curto prazo para os problemas relacionados aos tempos de hidraulicidade desfavorável (fortes secas) que além da ameaça de um novo racionamento sugere o aumento significativo do custo marginal da obtenção do MW gerado.

Num sistema predominantemente hidroelétrico (cerca de 82% da energia gerada no Brasil é de origem hidráulica), a idéia de co-geração elétrica como solução de curto prazo recomenda o aumento da participação da geração termoeletrica na matriz energética brasileira. Nesse sentido, o Governo Federal através do Ministério de Minas e Energia lançou mão através da Portaria Interministerial nº 234 de 22 de julho de 2002 de um programa que

objetivava a implantação de várias usinas termoelétricas (UTE's) no Brasil. O referido programa ficou conhecido como Programa Prioritário de Termelétricas (PPT).

Além de dar maior confiabilidade ao sistema interligado, o aumento da participação da geração termoelétrica no regime de co-geração se deve, antes de tudo, para reforçar um tipo de planejamento energético que já é realidade no Brasil. Esse planejamento consiste na idéia de que a oferta de energia deve atender a demanda ao menor custo possível. Até aí não há novidades em relação ao resto do mundo. O diferencial fica por conta do gerenciamento do nível dos reservatórios em relação às afluições e a possibilidade de despacho de energia proveniente de termoelétricas. Dadas nossas características de geração, é possível ocorrer, basicamente, dois tipos de cenários:

(1) A geração hidrelétrica necessária para atender a demanda no país é maior do que a energia associada aos afluentes dos reservatórios. Nesse caso, ou o sistema vai usar água acumulada nos reservatórios, ou, no caso de estado crítico dos mesmos, vai despachar as térmicas de menor custo operacional.

(2) A geração hidrelétrica necessária para atender a demanda no país é menor do que a energia associada aos afluentes dos reservatórios. Nesse caso, haverá um acúmulo de água nos reservatórios, existindo a possibilidade de vertimento de água.

Pode-se perceber que esse contexto de incerteza se deve, sobretudo, ao comportamento de variáveis incertas, tais como índices pluviométricos e regimes de afluentes aos reservatórios das hidrelétricas. Essa situação é refletida pela evolução da série de preços cotados no mercado energético de curto prazo. São os chamados preços spots.

A partir da observação dos referidos preços e fazendo-se uso do arcabouço legal vigente, as usinas termoelétricas brasileiras podem potencializar seus resultados financeiros a partir da suspensão temporária da produção, valorizando sua participação no regime de co-geração. No entanto, esta consideração sugere uma maior margem de manobra

gerencial por parte das usinas termoeletricas, e com isto, uma metodologia de avaliação econômica capaz de captar o valor proveniente dessa flexibilidade operacional, uma vez que os métodos tradicionais de avaliação, sobretudo o valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR), pouco podem fazer, dado o seu comprometimento com a suposição de rigidez dos fluxos de caixa dos projetos.

Com o objetivo de avaliar a possibilidade de ganhos provenientes de variáveis incertas, este trabalho opta por estudar a relação risco – retorno associado a uma planta termoeletrica. Para isso, será usada uma técnica de avaliação de projetos conhecida como Teoria das Opções Reais (TOR), utilizada através da Equação de Bellman (1957) e aplicada simultaneamente à técnica da Simulação Monte Carlo. Segundo Dixit e Pindyck (1994), esta teoria é uma abordagem alternativa, fundamentada na Teoria das Opções Financeiras, que considera as diversas flexibilidades existentes num projeto de investimento.

Dessa forma, será usado, para estudo de caso, os investimentos necessários para implementação de uma usina termoeletrica acionada a gás natural com capacidade instalada de aproximadamente 530 MW, operando de modo parcialmente flexível e simulada para diferentes níveis de contratação de sua energia. Esta usina faz parte do subsistema Nordeste e esta localizada no Complexo Industrial e Portuário de Suape, município de Ipojuca, Estado de Pernambuco. Este empreendimento é conhecido como UTE Termopernambuco S.A., também conhecido como UTE TermoPE, e pertence ao grupo Guaraniã/Iberdrola (recentemente intitulado por Neoenergia), representando o maior e mais recente investimento em termogeração elétrica em Pernambuco.

## ***1.2 Estrutura da Dissertação***

Este trabalho busca priorizar duas abordagens principais: *i*) investimentos na expansão da oferta em geração termoeletrica em Pernambuco - o caso UTE TermoPE - e *ii*) a

Teoria das Opções Reais como metodologia alternativa de avaliação para o referido investimento. Para isso, são propostos 4 capítulos, além desta introdução.

O Capítulo 2 apenas contextualiza as principais alterações institucionais ocorridas no setor elétrico brasileiro. Nestas mudanças, duas premissas são enfatizadas: *i)* a criação de ambiente competitivo e *ii)* o redirecionamento dos recursos privados para investimentos em novas plantas de geração elétrica. Neste caso, atenção especial será dada as principais características com relação aos investimentos em termogeração.

O capítulo 3 aborda de forma gradativa a Teoria das Opções Reais, expondo seus pontos fortes e fracos. Esse assunto será introduzido a partir da Teoria das Opções Financeiras, considerada como foco principal para as Opções Reais. No entanto, antes disto, será exibido uma breve revisão da literatura. Este capítulo ainda conta com alguns tópicos sobre processos estocásticos, uma vez que os mesmos são comumente usados para descrever o comportamento das variáveis de estados em algoritmos de programação dinâmica utilizados para resolver problemas relacionados a Opções Reais.

O capítulo 4 dedica-se a avaliação econômica da UTE TermoPE. Este capítulo se inicia com algumas considerações sobre o referido empreendimento. Logo em seguida lança mão da Teoria das Opções Reais através de um algoritmo de programação dinâmica baseado na equação de Bellman, além da aplicação da técnica da Simulação Monte Carlo. Na seqüência, serão exibidos os gráficos para os resultados obtidos a partir de parâmetros fornecidos pela UTE TermoPE.

O capítulo 5, o último deste trabalho, além de dedicar-se as conclusões sobre o estudo de caso, faz algumas recomendações. O objetivo de tais recomendações será apenas tornar os resultados de estudos posteriores mais adaptados à realidade, portanto mais precisos.

## ***CAPÍTULO 2***

### ***O NOVO MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO E OS INVESTIMENTOS EM TERMOGERAÇÃO***

#### ***2.1 Principais Alterações Institucionais no Setor Elétrico Brasileiro***

Como citado na secção anterior, a década de 1990 foi pródiga em alterações institucionais que mudaram profundamente o modelo até então vigente para o setor elétrico brasileiro. Segundo Vidal (2002) e Melo (2002), basicamente estas mudanças estavam focadas em dois objetivos centrais: *i*) aumentar a captação de recursos, tanto públicos quanto provenientes da iniciativa privada, para serem investidos na expansão da oferta de eletricidade e *ii*) aumentar a concorrência entre os agentes que atuam no setor elétrico brasileiro. Resumidamente serão expostos nos parágrafos seguintes os principais marcos regulatórios que culminaram na passagem da antiga para a atual estrutura.

A aprovação da Lei nº 8631 de 4 de março de 1993, talvez tenha sido o primeiro passo no sentido da reestruturação. Essa lei extinguiu a política anterior de remuneração das concessionárias, criando os reajustes tarifários diferenciados, além de obrigar o cumprimento de contratos de longo prazo entre geradores e distribuidores. Ainda em 1993, foram assinados outros dois decretos. O primeiro deles foi o de nº 915 que autorizou a atuação conjunta entre concessionárias públicas e a iniciativa privada. O segundo foi o decreto de nº 1009, que criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel). Nesse caso, a inovação ficou por conta da abertura da rede de transmissão por meio do pagamento de pedágio.

Um outro importante passo nesse processo de reestruturação foi à instituição da Lei nº 8987 de 13 de fevereiro de 1995. A referida lei atuava no sentido de dispensar a

autorização para construir hidrelétricas de até 1 MW e de termoeletricas de até 5 MW, apenas sendo necessário a comunicação junto ao poder responsável.

No entanto, a construção de usinas de maior potência, bem como a construção de linhas de transmissão e de distribuição deveriam ser realizadas mediante processo licitatório. Em 7 de julho de 1995, houve a aprovação da Lei nº 9074. Sua principal medida foi a autorização aos consumidores de alta tensão (acima de 69 KV) a comprarem energia diretamente do fornecedor desejado, inclusive, de produtores independentes de eletricidade, que foram regulamentados a partir do decreto nº 2003 em setembro de 1996.

Dando continuidade ao processo de reestruturação, pelo menos mais três inovações ao setor elétrico foram de grande relevância. São elas:

- Criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) instituída em 26 de janeiro de 1996 pela Lei nº 9427, substituindo o antigo DNAEE<sup>1</sup>. Suas principais atribuições são: regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica. Sua missão é proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade ([www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)).
- Criação do Operador Nacional do Sistema (ONS) instituído pela Lei nº 9648 e pelo Decreto nº 2665, ambos de 1998. Sua finalidade básica é operar o Sistema Integrado Nacional (SIN), além de administrar a rede básica de transmissão de energia em todo país. Sua missão institucional é assegurar aos usuários do SIN a

---

<sup>1</sup> Departamento Nacional das Águas e Energia Elétrica.

continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica ([www.ons.gov.br](http://www.ons.gov.br)).

- Criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), instituído pela Lei nº 10433 de 24 de abril de 2002, em substituição à estrutura do antigo ASMAE<sup>2</sup>. No MAE se processam as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais e de um mercado de curto prazo, restritos aos sistemas interligados Sul/Sudeste e Norte/Nordeste ([www.mae.gov.br](http://www.mae.gov.br)).

## ***2.2 Investimentos em Termogeração Elétrica***

Investimentos em plantas de geração termoelétrica têm sido visto com muita reserva por parte dos investidores. Os motivos para isso são muitos, no entanto, dentre aqueles que mais ameaçam a remuneração do capital investido, está o preço do combustível necessário ao acionamento das turbinas de uma termoelétrica. Esse fato encarece a operação, ainda mais se for levado em consideração o preço da energia produzida por usinas hidroelétricas que contam com imensos reservatórios, o que se traduz em baixíssimos custos operacionais (quando cheios). Apesar dessa situação, recentes desdobramentos ocorridos no setor elétrico brasileiro têm mudado essa perspectiva pessimista em relação à geração termoelétrica, tornando suas vantagens mais evidentes do que suas desvantagens.

Mesmo não negligenciando o preço do combustível das turbinas, houve uma significativa redução em sua magnitude com a gradativa substituição de antigos sistemas a

---

<sup>2</sup> Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica.

óleo diesel pelos modernos sistemas baseados em tecnologia ciclo-combinado<sup>3</sup> com turbinas movidas a gás natural, conforme citado por Azola e Andrade (1999).

Somada a tal evolução, ainda há o reduzido impacto ambiental provocado por este tipo de empreendimento, uma vez que não é necessário o desmatamento de grandes áreas, pois não necessita de imensos reservatórios a serem inundados. No que se refere a sua localização, uma termoelétrica pode situar-se próximos aos centros consumidores de energia, o que sugere uma economia com gastos em linhas de transmissão.

No entanto, como enfatizado anteriormente, é a complementaridade entre investimentos hidrelétricos e termoelétricos que tem se evidenciado como vantagem mais importante, a ponto de viabilizar as termoelétricas. Essa complementaridade torna-se evidente devido à grande predominância de energia de origem hidrelétrica, o que ocasiona baixos custos operacionais para o setor, em detrimento das demais fontes geradoras, inclusive as de origem térmicas. Esses baixos custos devem-se, sobretudo, não apenas ao volume de água contida nos reservatórios, mas também ao regime de afluentes para os mesmos.

Nesse caso, quando os reservatórios estão cheios, o custo de produção de energia é muito baixo se comparado à produção de energia de origem termoelétrica. No entanto, quando a água está escassa, o referido custo pode atingir valores altíssimos, com a ameaça de racionamento de energia. Essa é a contrapartida desfavorável da concentração numa única fonte energética. Segundo Vidal (2002), esse nível de escassez foi atingido em abril de 2001, quando os reservatórios da região Nordeste chegaram a ter apenas 37% de sua capacidade. Mesmo assim, não é necessário chegar a esse extremo para que a energia proveniente de usinas termoelétricas seja viabilizada. Haverá um nível crítico nos reservatórios, para o qual, abaixo dele a energia termoelétrica torna-se mais barata do que a hidrelétrica.

---

<sup>3</sup> Combinação entre o ciclo de Brayton com o ciclo de Rankine, o que possibilita um maior rendimento na conversão de energia térmica em elétrica.

A obtenção do custo marginal para o setor pode ser observada no Mercado Atacadista de Energia (MAE), onde são feitas as cotações para o MWh gerado. Esse custo também pode ser chamado de preço spot. Dado esse contexto, a grande vantagem para a produção termoelétrica está no fato da térmica se declarar flexível perante o Operador Nacional do Sistema (ONS).

A flexibilidade operacional permite que a usina termoelétrica (UTE) funcione apenas quando o preço spot estiver acima do seu custo operacional e suspenda a produção quando estiver abaixo do mesmo, evitando assim prejuízos. Uma outra consideração importante para uma térmica flexível é que a mesma pode negociar parte de sua energia mediante contratos bilaterais, o que funciona como uma forma de hedge para diminuir sua exposição à aleatoriedade do mercado spot. Nesse caso, surge ainda uma outra oportunidade, sempre que o preço spot estiver abaixo do custo operacional da usina, além de suspender a operação, a usina ainda pode comprar energia no MAE para honrar seus contratos bilaterais, dessa forma, entrega energia a um custo inferior a aquele que teria se fosse produzi-la.

No entanto, apesar das vantagens percebidas de uma opção flexível de operação, existe um forte componente incerto que é representado basicamente pelos índices pluviométricos que originam afluentes para os reservatórios. O fato é que a maior parte do tempo a hidraulicidade é favorável e pode ocasionar, também na maior parte do tempo, a inativação da termoelétrica, pelo menos no que se refere à energia despachada pelo ONS.

Tal argumentação pode, sem dúvidas, afastar aqueles investidores mais avessos ao risco. Ou seja, o grande desafio é fazer com que investidores convivam com os riscos das águas. Sendo assim, é imprescindível a obtenção de um modelo de avaliação de projetos que capture as reais vantagens provenientes da flexibilidade operacional de uma planta de geração termoelétrica, que transforme esse tipo de operação em valor, para que seja adicionado ao valor presente líquido do empreendimento. Esse procedimento pode tornar o

projeto mais atrativo fazendo com que o investidor opte pela geração termoelétrica. Como citado anteriormente, este modelo de avaliação será a Teoria das Opções Reais e o procedimento que este modelo empregará será considerar a operação de uma planta termoelétrica como um derivativo (no caso, uma opção), onde o seu ativo subjacente será o preço spot cotado no MAE.

### ***2.3 A Expansão da Oferta de Energia Elétrica em Pernambuco e a UTE TermoPE***

Segundo considerações feitas por Lopes (2003), basicamente quatro fatores contribuíram para justificar a necessidade da expansão da oferta de energia elétrica no Estado de Pernambuco, sobretudo, a geração de origem termoelétrica. São eles:

- Limitações provenientes do Sistema Interligado de Transmissão Norte-Nordeste e Norte-Sul, o que impossibilita a importação de energia de outros subsistemas do país para o subsistema Nordeste.
- Atrasos verificados na conclusão das obras da Usina Hidrelétrica de Tucuruí II.
- Previsão de aumento da demanda por energia elétrica em Pernambuco.
- Exaustão no que se refere ao aproveitamento hidroelétrico do Rio São Francisco. Segundo um relatório<sup>4</sup> publicado em junho de 1997 pela CHESF<sup>5</sup>, mesmo depois da conclusão da Usina Hidroelétrica de Xingó, o parque de geração da referida Companhia apenas poderia garantir o suprimento de energia elétrica até o ano de 2000.

O mesmo relatório citado acima aponta que seriam necessários novos empreendimentos em geração elétrica, dentre estes, a construção seqüenciada de usinas

---

<sup>4</sup> Atendimento Eletroenergético aos Estados da Região Nordeste – Pernambuco.

<sup>5</sup> Companhia Hidroelétrica do São Francisco.

termoelétricas. Um outro relatório<sup>6</sup> publicado em julho no mesmo ano, só que de autoria da companhia de distribuição de energia de Pernambuco – CELPE – praticamente sintetizou as mesmas conclusões obtidas pela CHESF. Isto é, a criação de usinas termoelétricas.

Diante do quadro de crescimento da demanda por energia elétrica e restrições na sua oferta, o Governo do Estado de Pernambuco resolveu adquirir através de processo licitatório, ao encargo da CELPE, a energia elétrica necessária para afastar a possibilidade de desabastecimento. No entanto, tendo em vista a aceleração do processo de privatização da CELPE com a mudança de governo em 1999, houve o cancelamento da referida licitação. Mesmo assim, persistia a necessidade de expansão do parque gerador de Pernambuco. Motivado por esta necessidade, um acordo foi previamente acertado para a privatização da CELPE: a companhia vencedora teria que construir uma usina termoelétrica a gás natural no Estado com uma potência instalada superior a 240 MW.

No ano de 2000, o Grupo Guaraniana adquiriu a CELPE e criou em abril do mesmo ano uma Companhia de Projeto, denominada Termopernambuco S.A. (TermoPE). Tal empreendimento contou com a parceria de outra empresa pertencente ao consórcio Guaraniana, o Grupo Iberdrola, que na época dispunha de contratos de fornecimentos de turbinas a gás ciclo-combinado com a empresa norte-americana General Electric (GE). Sob esse aspecto, Negri e Vieira (2001) descrevem de modo mais abrangente os passos da criação de uma Cia de Projetos para empreendimentos termoelétricos.

A médio prazo, espera-se que com a conclusão das obras da Usina Hidrelétrica de Tucuruí II e a expansão do Sistema Interligado de Transmissão Norte-Nordeste e Norte-Sul, a UTE Termopernambuco venha contribuir na criação de um excedente previsto da oferta de energia elétrica em Pernambuco. Entretanto, dada as previsões de crescimento da demanda

---

<sup>6</sup> Proposta para Instalação de um Parque Térmico no Estado de Pernambuco.

por energia, no longo prazo serão necessários outros empreendimentos de geração elétrica para o Estado.

## *CAPÍTULO 3*

### *ANÁLISE DE INVESTIMENTOS E A TEORIA DAS OPÇÕES REAIS*

#### *3.1 Considerações Iniciais*

Encontrar um modelo de análise de investimentos no qual se possam apoiar as decisões sobre avaliação sobre projetos não parece ser tarefa muito difícil. No entanto, muitas vezes, exige-se do analista um embasamento sobre o projeto que extrapola sua área de conhecimento, noutras, apesar da capacidade do mesmo, é o modelo adotado que deixa a desejar. Com relação a esta última observação, a crescente insatisfação com os métodos tradicionais de análise de investimentos, tais como o critério do Valor Presente Líquido e a Taxa Interna de Retorno, devem-se, sobretudo, ao fato de possuírem em comum o caráter determinístico com o qual tratam os fluxos de caixa dos projetos. Dessa forma, as técnicas tradicionais de avaliação parecem não captar o valor real de muitos projetos, o que tem apontado para a utilização de métodos mais sofisticados de análise de investimentos.

Sendo vista como uma abordagem estratégica e disciplinada, a Teoria das Opções Reais têm despertado o interesse de pesquisadores pelo seu razoável grau de adaptação a situações tidas como incertas. Nesta abordagem, o projeto é visto como uma opção, que pode ou não ser exercida, seguindo as condições do mercado. Segundo Pires (1999), um aspecto interessante dessa abordagem é que, uma vez consideradas as opções contidas num empreendimento, elas agregam valor ao projeto. Este é justamente o valor da flexibilidade gerencial negligenciada pelos métodos tradicionais de avaliação, que é obtido a partir da incerteza.

Para Amran e Kulatilaka (1999), a incerteza cria oportunidades e não deve ser descartada. Esses autores argumentam que os administradores devem agradecer sua

ocorrência e não temê-la, devem visualizar, em seus projetos, a origem, a tendência e a evolução dessas incertezas e então responder posicionando seus investimentos de modo a tirar proveito da situação. Sendo assim, a administração ativa cria valor à oportunidade de investimento, ampliando as possibilidades de ganho. Copeland e Antikarov (2001) reforçam essa idéia ao afirmar que tal argumentação não é captada pelos métodos mais tradicionais de análise investimentos, ao contrário, impõe, inclusive, a idéia de inflexibilidade administrativa.

Diante desse contexto de oportunidade proveniente de condições de incertezas, Rigolon (1999) argumenta que os métodos tradicionais de avaliação, sobretudo o valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR) pouco podem fazer, dado o seu comprometimento com a suposição de rigidez dos fluxos de caixa dos projetos. Para Brealey e Myers (1996), a razão para este comprometimento se deve ao fato de que essas técnicas foram inicialmente desenvolvidas para análise de ativos como títulos governamentais e ações. Os investidores desses ativos são necessariamente passivos, isto é, pouco ou nada podem fazer para melhorar a rentabilidade do seu investimento. O que não acontece com o detentor de uma opção financeira, pois este pode exercer ou não o direito que possui. No entanto, segundo exposição de Ferreira (2000), tais métodos continuam sendo os melhores na ausência de incerteza.

Para Dixit e Pindyck (1994) a aplicação do VPL e da TIR pode induzir a decisões equivocadas. Isso porque, além da incerteza, tais métodos ainda ignoram duas importantes características dos projetos de investimentos: a) a irreversibilidade do capital, que está relacionado à impossibilidade de reaver, total ou parcialmente, o capital investido em caso de arrependimento, também, posteriormente lembrado por Decamps, Marriots e Villeneuve (2004) e b) a possibilidade de adiamento da decisão de investir, pois dificilmente um projeto está sujeito à lei do “agora ou nunca”, conforme também mencionado por Roche (2003).

Conforme anteriormente citado, a Teoria das Opções Reais apresenta-se como uma abordagem alternativa, fundamentada na Teoria das Opções Financeiras, que considera as diversas flexibilidades existentes em um projeto. Como exemplos dessas flexibilidades podem ser citadas as opções de esperar por um melhor momento de investir, conforme trabalho de Dias (1996); a opção de investimentos seqüenciais, Kort, Murto e Pawlina (2004); a opção de alterar a escala de produção, Elieber (2001); a opção de abandonar o projeto e a opção de suspensão temporária, Brennan e Schwartz (1985), além de Amran e Kulatilaka (1999). Sendo que esta última opção será focada com mais ênfase, dadas às características operacionais de uma usina termoeletrica.

### ***3.2 Investimentos em Geração Termoeletrica e Opções Reais***

Brennan e Schwartz (1985) foram os primeiros a estabelecer modelos relacionados à opção real de suspensão temporária da produção. Para estes autores, uma fábrica somente deverá operar quando seus custos variáveis forem inferiores a receita operacional. Esta regra simples tem importantes implicações microeconômicas sobre a decisão de realizar inversões de capital em projetos de investimentos. Esta abordagem mostrou-se bastante oportuna para o caso das usinas termoeletricas brasileiras.

Conforme citado anteriormente, a predominância da geração hidrelétrica sobre a termoeletrica, além do arcabouço legal vigente e a possibilidade do estabelecimento da cogeração, aproximam o modo de operação das termoeletricas das considerações feitas por Brennan e Schwartz (1985). Dessa forma, a proposta da suspensão temporária, ou flexibilidade operacional, para térmicas brasileiras, tornou-se objeto de estudos para muitos autores.

Pinhel (2000) lança mão da flexibilidade operacional para estudar a atratividade econômica em projetos termoeletricos. Para isso, utiliza-se de uma UTE de 500

MW instalados e localizada no subsistema sudeste. No entanto, apesar da clara opção pela suspensão temporária da produção, este autor não relaciona seu trabalho a Teoria das Opções Reais. Ao invés disto, Pinhel (2000) desenvolve seus cálculos a partir de um software operacional, o ANAFIN<sup>7</sup>.

Em abordagem semelhante à de Pinhel (2000), Castro (2000) insere a suspensão temporária da geração como uma Opção Real. Ao considerar a Teoria das Opções Reais, Castro (2000) segue as argumentações propostas por Dixit e Pindyck (1994) e operacionaliza seus resultados a partir de um algoritmo de programação dinâmica, a Equação de Bellman (1957), obtendo assim, não apenas a avaliação econômica para o projeto, mas também o valor proveniente da adoção da flexibilidade operacional.

A partir dos mesmos pressupostos de Castro (2000), Silva (2001) inova ao introduzir a técnica da Simulação Monte Carlo ao processo de avaliação. No entanto, a referida técnica não foi utilizada na mensuração do risco econômico do projeto e sim para obter a projeção da série de preços do mercado de curto prazo. Já com relação ao risco, Probelli (2004) desenvolveu estudo onde expõe medidas mitigadoras para redução do mesmo. Ainda nesse sentido, Ramos *et all* (2002) aplica a metodologia do Value-at-Risk<sup>8</sup> (VaR) para mensurar o risco desse tipo de projeto associado a tecnologia de geração.

Uma vez aceito os pressupostos que permitem compatibilizar a operação de projetos termoeletricos a uma Opção Real, Andrade *et all* (2002) realizou estudo com o objetivo de determinar qual a melhor estratégia de remuneração do projeto. Dessa forma, conclui que a térmica deve declarar, junto ao ONS, exatamente, o seu custo variável como sendo o custo de operação. Este resultado deve-se ao fato de que ao declarar seu custo variável, a planta só é despachada quando ela obtém ganhos com a sua operação flexível no

---

<sup>7</sup> Software desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) destinado à avaliação financeira para projetos de geração elétrica.

<sup>8</sup> Metodologia de mensuração de risco econômico inicialmente adotada pelo banco americano JP Morgan depois difundida pelo mercado financeiro e meio acadêmico.

MAE. Para valores diferentes, a térmica incorre em perdas, uma vez que se declarar custos inferiores ao variável, a planta será despachada quando poderia está comprando energia no mercado de curto prazo para honrar seus contratos.

No caso de declarações superiores ao seu custo variável, a planta só será despachada quando o preço cotado no mercado de curto prazo estiver superior ao referido custo, o que implica em ter que adquirir energia no MAE quando poderia estar gerando a um valor inferior ao seu custo variável. Este será o motivo pelo qual o presente trabalho, na avaliação econômica da UTE TermoPE, adotará o seu custo variável como sendo o custo de operação da planta.

Nesse contexto, percebe-se que o preço cotado no mercado de curto prazo (spot) passa a desempenhar um papel fundamental, pois se assemelha ao preço do ativo subjacente para o exercício da opção em questão. Apesar da importância destacada, autores como Pinto e Freitas (2003), além de Souza (1999), argumentam que tais preços não são suficientes para financiar a expansão do setor elétrico. Essa consideração aponta para possíveis alterações de natureza regulatória para o setor elétrico, o que pode inviabilizar o uso de Opções Reais na análise econômica de termoeletricas.

Além das considerações acima, a partir de agora, o presente capítulo expõe aspectos fundamentais da Teoria das Opções Reais, procurando fazer, de início, uma breve apresentação de Teoria das Opções Financeiras. Logo em seguida, dá continuidade enfocando a analogia entre Opções Reais e Financeiras. A partir deste ponto, a abordagem passa aos modelos de decisões gerenciais, onde serão demonstrados os diferentes tipos de opções contidas num projeto de investimento, além dos principais modelos de precificação de Opções Reais.

### **3.3 Opções Financeiras**

As Opções Financeiras constituem-se no foco principal para o surgimento da metodologia alternativa da Teoria das Opções Reais. Dessa forma, será prudente a exposição de algumas considerações, definições e características acerca deste assunto, cujo objetivo básico enseja apenas uma melhor compreensão das Opções Reais.

#### **3.3.1 Aspectos Gerais**

Assim como os contratos a termo, os futuros e os Swaps, as opções também são conhecidas por “derivativos”. Os derivativos são assim rotulados porque não têm valor próprio, seu valor deriva do valor de algum outro ativo tido por subjacente (Fortuna, 1998). Uma característica básica das opções é que, mediante pagamento de determinado prêmio, o seu detentor possui o direito, mas não a obrigação, de fazer alguma coisa no futuro. Desta forma, diferenciando-a dos demais contratos a termo e futuros, onde as partes são obrigadas a comprar/vender os montantes determinados no futuro.

Basicamente existem dois tipos de opções:

- *Opção de Compra (Call Option)*: É considerado o tipo mais comum de opção. Dá ao seu titular o direito de comprar um ativo a um preço pré-determinado durante certo período. Apesar de não haver restrições quanto ao tipo de ativo, os mais comumente negociados são as opções sobre ações e ativos de renda fixa.
- *Opção de Venda (Put Option)*: Pode ser encarada como o oposto da Opção de Compra. Dá ao seu titular o direito de vender a ação por um preço pré-determinado, também, durante certo período.

É importante ressaltar que tanto a data quanto o preço de exercícios são especificados nos contratos. As opções, além do tipo, podem ainda ser classificadas em

função de seu vencimento. Ou seja, do momento em que elas podem ser exercidas. Nesse caso, podem ser:

- *Opções Americanas*: São aquelas que podem ser exercidas a qualquer momento até a data de seu vencimento. Essas opções são as mais negociadas no mundo.
- *Opções Européias*: São aquelas que só podem ser exercidas no exato momento de seu vencimento. Em detrimento de não serem as mais negociadas, são as mais facilmente precificadas.

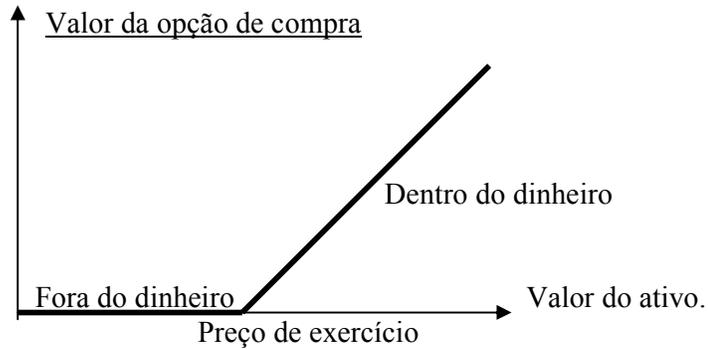
Apesar de sugestivo, esse tipo de classificação não tem nada haver com a localização geográfica das opções. Seguindo a seqüência de classificação de opções, Neto (1996) faz a seguinte distinção quanto à probabilidade de exercício:

**Tabela 3.1:** Classificação de opções quanto ao preço do ativo subjacente

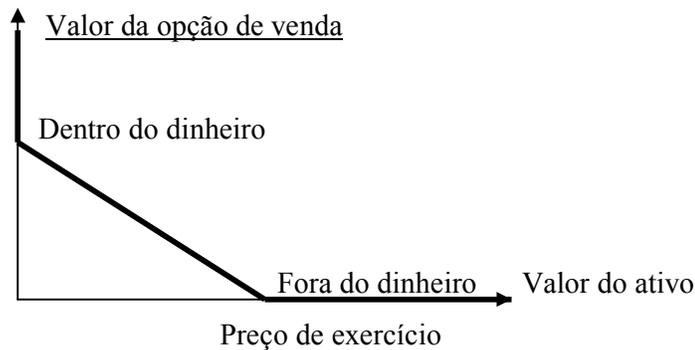
| Classificação      | Opção de Compra  | Opção de Venda   |
|--------------------|--|--|
| Dentro do dinheiro | Preço do ativo subjacente maior do que preço de exercício. | Preço do ativo subjacente é menor do que o preço de exercício  |
| No dinheiro        | Preço do ativo subjacente igual ao preço de exercício.     | Preço do ativo subjacente é igual ao preço de exercício.       |
| Fora do dinheiro   | Preço do ativo subjacente menos do que preço de exercício. | Preço do ativo subjacente é maior do que o preço de exercício. |

Fonte: Tabela modificada a partir de Neto (1996).

Independentes das opções serem Americanas ou Européias, os gráficos abaixo ilustram quanto a probabilidade de serem exercidas e quanto aos tipos básicos de opções:



**Gráfico 3.1:** Valor da opção de compra



**Gráfico: 3.2:** Valor da opção de venda

### 3.3.2 Principais Fatores que Influenciam o Preço das Opções

Não é difícil imaginar o valor de uma opção no seu vencimento, uma vez que, basicamente, esse valor vai depender do preço do ativo subjacente e do preço de exercício para a opção, conforme representado abaixo:

- Para uma opção de compra:  $V = \text{Max}\{S - E, 0\}$ . Onde  $S$  é o preço corrente do ativo subjacente,  $E$ , o preço de exercício da opção.
- Para uma opção de venda:  $V = \text{Max}\{E - S, 0\}$ . Onde  $S$  e  $E$  têm o mesmo significado.

No entanto, menos óbvio será pensar no referido valor momentos anteriores ao possível exercício da opção. Apesar da aparente dificuldade, é possível perceber que existem alguns fatores que influenciam no valor das opções, mesmo antes de seu vencimento. Nesse sentido, as opções de compra têm sido mostradas na literatura como exemplo básico para tais

demonstrações (Ross, Westerfield e Jaffe, 1995), muito embora os conceitos possam ser facilmente estendidos às opções de venda. Para Bodie e Merton (1999), os principais fatores a influenciar o preço de uma opção de compra serão discriminados abaixo:

1. *Preço Corrente e Preço de Exercício*: Os ganhos provenientes de uma opção de compra podem ser pensados como  $Max\{S - E; 0\}$ . Nesse caso, pode-se perceber que quanto maior  $S$ , mesmo antes do vencimento, e menor  $E$ , maior será o valor da opção.
2. *A Volatilidade do Preço do Ativo*: Independente da distribuição de probabilidade seguida pelo ativo, a volatilidade atua de duas formas diferentes. Tanto pode causar uma expressiva elevação do preço do ativo em relação ao preço de exercício, como, por outro lado, propiciar o contrário. No primeiro caso, os ganhos com o exercício da opção de compra em questão podem ser extraordinários. No segundo caso, as perdas estarão sempre limitadas ao não exercício da opção. Sendo assim, quanto maior a volatilidade, maior será a expectativa de exercício da opção, portanto, maior seu valor.
3. *Prazo até o Vencimento*: Partindo-se do pressuposto de que a volatilidade de um ativo é proporcional ao tempo, quanto maior esse tempo maior a sua volatilidade, sendo assim, maior o valor da opção pelo motivo acima. Nesse caso, o tempo pode ser considerado como um fator de instabilidade.
4. *Taxa de Juros*: Quanto maior a taxa de juros, menor será o valor presente do preço de exercício, logo, maior o valor de uma opção de compra.

Minardi (2003) resume tais conclusões e as estende as opções de venda através da tabela abaixo:

**Tabela 3.2:** Determinantes do valor das opções

| Variáveis determinantes     | Valor Opção de Compra | Valor Opção de Venda |
|-----------------------------|-----------------------|----------------------|
| Preço corrente do ativo     | ↑↑                    | ↓↓                   |
| Preço de exercício          | ↓↓                    | ↑↑                   |
| Volatilidade do preço ativo | ↑↑                    | ↑↑                   |
| Prazo de vencimento         | ↑↑                    | ↑↑                   |
| Taxas de juros              | ↑↑                    | ↓↓                   |

Fonte: Modificada a partir de Minardi (2003)

### 3.3.3 Uma Analogia Entre Opções Financeiras e Reais

O fato de encarar uma oportunidade de investimento como uma opção financeira, sugere várias comparações. A primeira delas, e mais comum, está relacionada ao direito de exercício. Ou seja, assim como o detentor de uma opção financeira, o responsável pela decisão de investir em um projeto, também possui o direito, mas não a obrigação de optar por determinado caminho para o seu investimento. Segundo Copeland, Koller e Murrin (1994), não seria exagero fazer uma correspondência entre os parâmetros de um projeto e as características típicas das opções financeiras. Dessa forma, será feita uma relação entre ambos, mais precisamente, será citado abaixo de maneira resumida, as características de uma opção financeira e o que a mesmas representam em termos de oportunidade de investimentos em ativos reais, sobretudo, no que diz respeito ao tempo ótimo de investir, por ser esta a opção mais comum abordada entre projetos.

- *Preço do ativo subjacente:* Da mesma forma que o valor de uma opção deriva do preço do seu ativo subjacente, que geralmente é uma ação, o valor de uma oportunidade de investimento em um projeto pode estar

atrelado à evolução de seu VPL e em último caso, ao preço do produto a ser produzido por este projeto.

- *Preço de exercício*: Para projetos de investimentos, o conceito de preço de exercício pode ser representado pelo valor presente dos dispêndios no momento do exercício para concretizar a oportunidade de investimento. Uma maneira mais simples de pensar nesse conceito seria considerar o preço de exercício como sendo o valor do investimento inicial.
- *Tempo até o vencimento*: Como dificilmente um projeto de investimento está sujeito à lei do “agora ou nunca”, seria então aceitável considerar um período durante o qual fosse factível esperar o melhor momento de para realizar o investimento.
- *Volatilidade*: Enquanto que nas opções financeiras observa-se a volatilidade sobre o preço do ativo subjacente, nas opções reais, essa volatilidade recai sobre o fluxo de caixa esperado das empresas.
- *Dividendos*: Valor perdido durante a espera pelo exercício da opção. No caso de investimentos em projetos, pode representar o custo de oportunidade.

No entanto, tão importante quanto exaltar as semelhanças, seria também apontar as diferenças entre Opções Financeiras e Reais. Minardi (2004) cita pelo menos três delas:

- Enquanto que as opções financeiras têm vida relativamente curta, as opções reais podem ter vida perpétua. A consequência mais próxima disso é que o ato de exercer ou não antecipadamente uma opção financeira não terá impacto relevante no valor da opção, dado o seu

curto tempo de vida. Já a decisão pelo exercício de investir num projeto é de extrema importância, uma vez que podem estar em jogo elevados custos de oportunidades.

- O preço do ativo subjacente de uma opção financeira nunca pode ser negativo. Esse fato limita a escolha do processo aleatório para modelar esse preço, ao contrário do que ocorre com os projetos, uma vez que nada garante que seu VPL tenha que ser positivo sempre.
- Geralmente opções financeiras envolvem uma única opção, com um único preço de exercício. Em ativos reais isso é mais complicada, dado a enorme gama de decisões que podem advir de um projeto de investimento, tais como: opção de investir, opção de abandonar o projeto, opção de suspender a produção temporariamente, além de algumas outras mais. Na secção seguinte, esses tipos de opções serão apresentados com um pouco mais de detalhes.

### ***3.4 Principais Tipos de Opções Reais***

Algumas opções são típicas de determinados projetos e outras, apesar de não serem, podem ser adaptadas aos mesmos a partir de um custo adicional (Dias, 1996). No entanto, opções como as de esperar, abandonar (definitiva ou temporariamente) a produção e redução ou expansão da capacidade instalada são comuns a quase todos os projetos. Dessa forma, pode-se constatar que num mesmo projeto de investimento pode haver inúmeras opções reais. Apesar de tal constatação, será suficiente a exposição de apenas duas das mais relevantes opções reais: a opção de esperar o melhor momento de investir e a opção de suspensão temporária da produção. A primeira por estar contida em quase todos os projetos e a segunda pela importância que tem para este trabalho, uma vez que será feita mais adiante uma avaliação econômica de uma termoelétrica a partir desta opção.

### **3.4.1 Opção de Espera ou “Timing” do Investimento**

Esta opção refere-se à capacidade de adiamento para se investir num projeto. Sua vantagem está condicionada ao fato de se esperar por um melhor momento para se investir, além do aprendizado proveniente da espera. Diante disto, um investidor se defronta com o seguinte dilema: se ele optar pelo investimento no projeto na data presente, obtém um fluxo de caixa líquido atualizado do projeto, ou seja, o seu VPL, no entanto, incorre num custo de oportunidade que será igual ao benefício proveniente de esperar para investir depois. Se ele não investe, agrega para si o referido benefício da espera, no entanto, dessa vez, incorre num custo de oportunidade que será igual ao VPL do projeto na data em questão, além do risco da concorrência ganhar espaço no mercado.

Em relação às opções financeiras, uma opção de espera pode ser vista como uma opção de compra do valor presente do projeto (que representará o ativo subjacente), mediante desembolso de um investimento inicial (que representará o preço de exercício), e será do tipo americana, pois poderá ser exercida a qualquer momento. Resumidamente, o *VPL* do projeto que conta com a referida opção pode ser representada da seguinte maneira:

$$VPL_{\text{Expandido}} = \text{Max}\{V - I, 0\}, \text{ onde } V \text{ será o valor presente do projeto e } I \text{ o}$$

investimento inicial mais o custo de oportunidade de ter exercido a opção. O sub-índice “expandido” que aparece junto ao *VPL* significa que se trata da incorporação de valor proveniente da opção de adiar o projeto.

### **3.4.2 Opção de Suspensão Temporária da Produção**

Para uma maior viabilidade operacional desse tipo de opção é necessário considerar duas suposições importantes:

- O preço do bem produzido pelo empreendimento oscila periodicamente no mercado.

- Os custos relativos à suspensão da produção e sua retomada são insignificantes.

Sendo assim, haverá períodos em que as entradas de caixa não serão suficientes para cobrir os custos variáveis de produção. Nesse caso, será melhor optar pela suspensão da produção, evitando assim, incorrer em prejuízos. No entanto, também haverá períodos em que as entradas de caixa serão superiores aos custos variáveis. Essa será a época da retomada da produção. Portanto, a operação em cada período, pode ser encarada como uma opção de compra da receita de cada período (que representará o ativo subjacente) tendo como preço de exercício os custos variáveis, e será do tipo européia porque haverá um momento exato para ser exercida: sempre no período em que os custos variáveis forem maiores do que as entradas de caixa. Resumidamente o valor dessa opção pode ser representado da seguinte maneira:

$VP_{Opção} = Max\{R_t - C_v, 0\}$ , onde  $R_t$  será a receita de cada período,  $C_v$ , o custo variável da produção.

### ***3.5 Algumas Considerações Sobre Processos Estocásticos***

Devido à necessidade de determinação dos preços das opções reais num contexto de incerteza, serão apresentados alguns tópicos sobre processos estocásticos. A participação desses processos na formação de preços para opções, sejam elas financeiras ou reais, deve-se a modelagem do preço do ativo subjacente, daí sua importância neste estudo. No entanto, apesar da enorme quantidade de processos estocásticos, pelo menos dois deles tem uma maior importância neste trabalho: a) o Movimento Geométrico Browniano (MGB) e o b) Processo de Reversão para a Média (PRM). Essa importância deriva do fato de que esses processos são os mais usados, sobretudo, para modelar preços de commodities como o petróleo e a energia elétrica.

### 3.5.1 O Movimento Geométrico Browniano (MGB) e o Lema de Ito

Por ser uma evolução do Processo de Weiner e do Movimento Aritmético Browniano (MAB), o MGB tem se adaptado razoavelmente bem às necessidades de reprodução dos movimentos dos preços de ativos negociados em mercados. O MGB é representado pela seguinte expressão:

$$dS = \mu S dt + \sigma S dZ \quad (3.1)$$

Onde:

- $S$  é o preço do ativo subjacente.
- $\mu$  é o parâmetro drift, ou seja, a tendência da evolução dos preços ( $S$ ) do ativo no tempo (herança do MAB).
- $\sigma$  é o parâmetro que representa a variância desse ativo. Basicamente a função principal de  $\sigma$  é amplificar o “ruído” provocado por  $dZ$ .
- $dZ$  é o conhecido incremento de Weiner. Este incremento é representado pela seguinte expressão:  $dZ = \varepsilon_t \sqrt{dt}$ , onde  $dt$  é um intervalo infinitesimalmente pequeno de tempo,  $\varepsilon_t$ , uma variável com distribuição normal padrão ( $\varepsilon_t \sim N(0,1)$ ).

O MGB inova no sentido de propor o uso de uma taxa contínua que é a variação do logaritmo natural do preço( $S$ ) do ativo em questão. O uso desta taxa se deve ao fato de que inicialmente o MGB apenas era usado para modelar preços de ações e estes não podiam assumir valores negativos. Sendo assim, a obtenção de valores apenas positivos, só foi possível porque a abordagem do uso da taxa, possibilitou que variações proporcionais do tipo  $dS/S$  passassem a ter distribuição normal, o que ocasionou uma distribuição lognormal para  $S$ .

Ao contrário do MAB e do Processo de Weiner, que são formulações mais simples, no MGB é usado um importante resultado do cálculo estocástico para estabelecer uma expressão que represente a evolução dos preços do ativo em questão: O Lema de Ito. Este lema é considerado como uma versão estocástica para Expansão de Taylor. A grande diferença é que consegue contornar o problema da não diferenciabilidade resultante do excesso de subidas e descidas abruptas (bicos) de uma função, o que é típico de comportamentos voláteis.

Dada uma função  $F(S,t)$ , onde  $t$  representa o tempo, diferenciável no mínimo duas vezes em  $S$  e uma em  $t$ , o Lema de Ito assume a seguinte forma:

$$dF = \left[ \frac{\partial F}{\partial t} + a(S,t) \frac{\partial F}{\partial S} + \frac{1}{2} b^2(S,t) \frac{\partial^2 F}{\partial S^2} \right] dt + b(S,t) \frac{\partial F}{\partial S} dZ \quad (3.2)$$

$F(S,t)$  pode ser vista como o preço de uma opção que varia em função do tempo ( $t$ ) e do preço do seu ativo subjacente ( $S$ ) que descreve um MGB. Discretizando o tempo e a partir da combinação entre o Lema de Ito e da equação do MGB obtém-se finalmente a expressão que corresponde à evolução dos preços do ativo subjacente:

$$S_{t+1} = S_t e^{\left[ \left( \mu - \frac{\sigma^2}{2} \right) \Delta t + \sigma \varepsilon_t \sqrt{\Delta t} \right]}. \quad (3.3)$$

Entretanto, mesmo sendo o processo estocástico que geralmente é usado para modelar o preço de ações, taxa de juros, preços de produtos e outras variáveis financeiras e econômicas, Dixit e Pindyck (1994) apontam uma restrição para o MGB. Tal restrição está focada no fato de que este processo pode divergir levando  $S(t)$  para o infinito, mostrando-se pouco estável, assim alguns modelos que seguem o MGB podem não ser muito realistas.

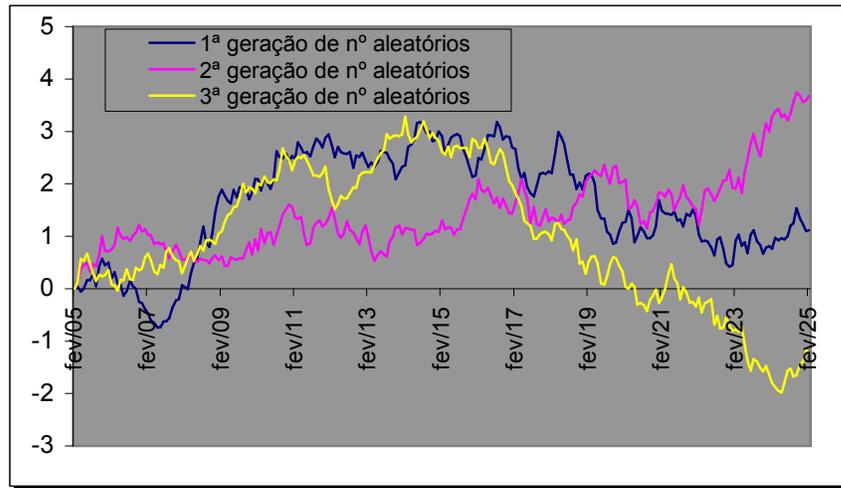
### ***3.5.2 Uma Comparação entre o MGB e os Movimentos que lhe Deram Origem***

Como uma forma de ilustrar o que foi exposto na secção anterior, será feita, a partir de uma análise gráfica, uma comparação referente aos três movimentos citados: o MGB, o MAB e o Processo de Weiner. Para isso, será estimada a evolução dos preços de um mesmo ativo ao longo dos próximos 20 anos em cada um dos referidos movimentos. Dessa forma, será proposto que o ativo em questão tenha uma taxa de crescimento de 24% a.a. (drift) e uma variância de 36% a.a. Esse período de análise será fracionado em 240 meses, a partir de fevereiro de 2005, como uma forma de evidenciar o “Zig-Zag” proveniente do incremento de Weiner.

Por serem movimentos parcialmente aleatórios, será usado o gerador de números pseudo-aleatórios do software MS Excel para simular cada um deles. Uma importante propriedade pode ser observada a partir deste ponto: para cada geração diferente de números aleatórios, obtêm-se movimentos diferentes, mas com as mesmas características. Com o objetivo de evidenciar essa propriedade, será realizado, para cada um dos três movimentos, três simulações, onde a partir de então, os movimentos serão comentados e comparados.

Levando-se em consideração todos estes procedimentos, tem-se:

## 1. Processo de Weiner

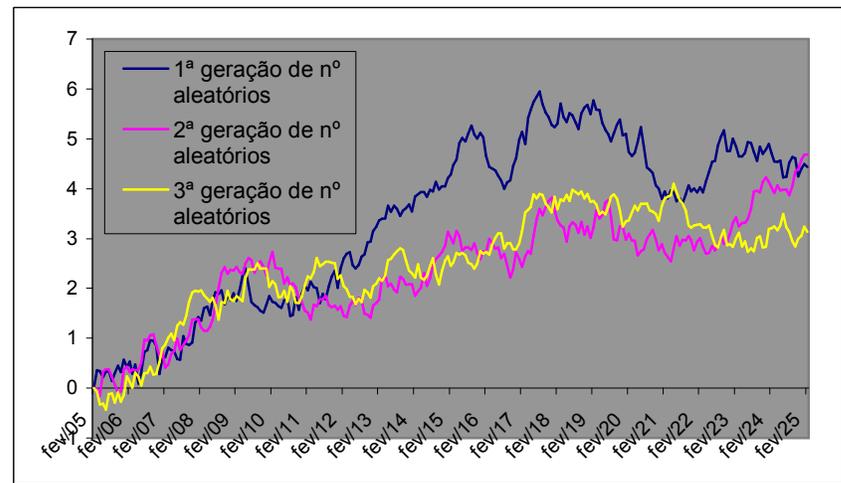


**Gráfico 3.3:** Processo de Wiener x Tempo.

**Fonte:** Elaboração do autor.

Pode-se perceber que, apesar do “Zig-Zag” característico de um ativo negociado em algum mercado, o mesmo não possui tendência alguma e assume valores negativos.

## 2. Movimento Aritmético Browniano (MAB)

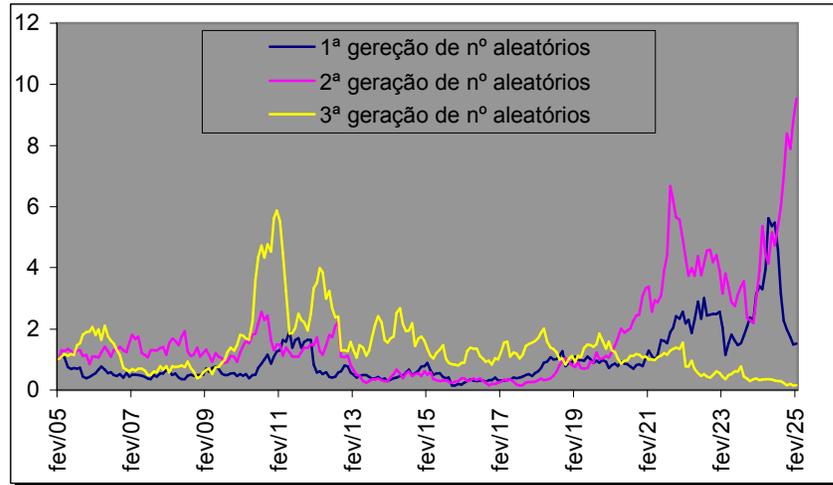


**Gráfico 3.4.:** Movimento Aritmético Browniano x Tempo.

**Fonte:** Elaboração do autor.

A principal constatação desse tipo de movimento refere-se ao fato de que, se por um lado, já se observa uma tendência (no caso, ascendente), por outro, ainda persiste a ocorrência de valores negativos para o ativo em questão.

### 3. Movimento Geométrico Browniano (MGB)



**Gráfico 3.5.:** Movimento Geométrico Browniano x Tempo.

**Fonte:** Elaboração do autor.

O MGB inova em relação aos movimentos anteriores, no sentido de corrigir o problema da falta de tendência para o ativo analisado, além de eliminar a ocorrência de valores negativos para o mesmo.

#### 3.5.3 O Processo de Reversão Para a Média

Algumas commodities minerais possuem um comportamento particular em seus preços. No curto prazo, tais preços, oscilam aleatoriamente, no entanto, no longo prazo, tendem a convergir para o custo marginal de produção. A este movimento parcialmente aleatório, dá-se o nome de Processo Estocástico de Reversão para Média. A expressão que representa este movimento é dada por:

$$dS = \eta(\bar{S} - S)dt + \sigma dZ \quad (3.4)$$

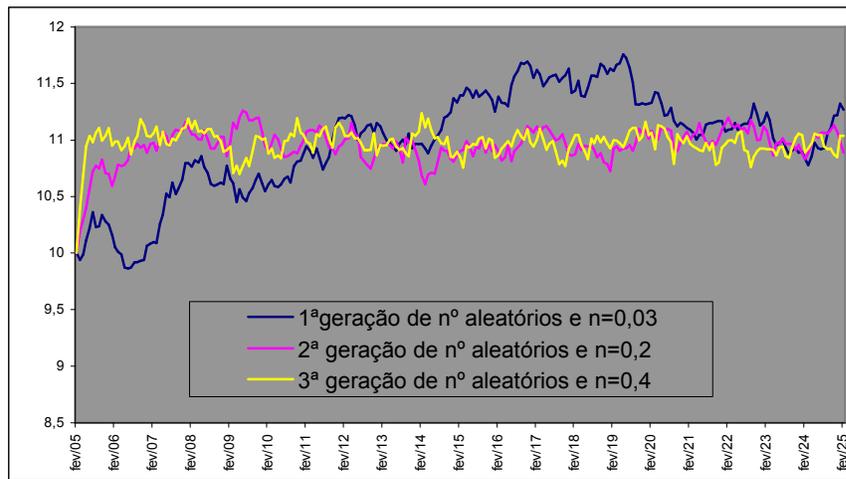
Onde:

- $\bar{S}$  : Nível normal do preço. Ou seja, representa o nível para o qual o preço  $S$  do ativo tende a convergir.
- $\eta$  : Velocidade de reversão à média. Quanto maior esse parâmetro, mais rapidamente o preço irá convergir para a média.
- $\sigma$  : Continua sendo o desvio-padrão.
- $dZ$  : Continua sendo o incremento de Weiner.

A aplicação deste tipo de processo estocástico tem se mostrado relevante em estudos relativos a quantificação de valores para a energia elétrica. Nos Estados Unidos, Deng (1998) modelou a evolução dos custos para obtenção de energia elétrica a partir de um processo de reversão à média. Silva (2001) fez um estudo semelhante para o setor elétrico brasileiro, onde utilizou dois processos de reversão à média para estimar as probabilidades de obtenção de preços spot da energia elétrica.

Da mesma forma que na secção anterior, será utilizado um gráfico para ilustrar uma situação passível de ser reproduzida pelo processo estocástico em questão. Será proposto uma commodity cujo custo marginal de produção oscile em torno de R\$ 11,00 e que possui um desvio-padrão da ordem de 7% a.m.. Serão simulados três movimentos diferentes, que serão obtidos a partir de três gerações diferentes de números aleatórios e três velocidades, também diferentes, de reversão para a média, conforme representado abaixo:

### *Movimento de Reversão à Média*



**Gráfico 3.6.:** Movimento de Reversão para a Média x Tempo.

**Fonte:** Elaboração do autor.

Diante do que foi exposto, pode-se constatar que quanto maior o parâmetro responsável pela velocidade de reversão à média, mais rapidamente a trajetória dos preços do ativo em questão irão se aproximar dos R\$ 11,00. É o que ocorre com a seqüência que possui  $\eta = 0,4$ , que praticamente se sobrepõe a o referido custo marginal. Em contrapartida, a seqüência que possui  $\eta = 0,03$  é notadamente a mais dispersa das três.

## **3.6 Modelos de Precificação de Opções Reais**

### **3.6.1 Considerações Iniciais**

Precificar opções reais não tem sido tarefa fácil, uma vez que são muitas as interações proporcionadas pela vida real em um projeto de investimento. Sendo assim, tal complexidade quase nunca é tratada através de soluções analíticas, dada a impossibilidade de sempre que necessário dispor de um conjunto de equações diferenciais parciais que descrevam o processo estocástico responsável pelo valor do projeto. Nesse sentido, as abordagens numéricas são as mais apropriadas para contornar este problema. Minardi (2004)

expõe, resumidamente, uma série de autores com suas respectivas contribuições numéricas na precificação de opções reais. Destes, destacam-se Dixit e Pindyck (1994) pela abrangência de sua obra. Os referidos autores analisam o assunto a partir de duas abordagens distintas, mas de resultados semelhantes: (1) Análise de Direitos Contingenciais e (2) Programação Dinâmica.

Uma alternativa a abordagem de Dixit e Pindyck (1994) é a utilização do método de Simulação Monte Carlo (SMC) na precificação de opções reais. Segundo Hull (1999), a SMC tende a ser numericamente mais eficiente que outros procedimentos, sobretudo, quando existem três ou mais variáveis estocásticas. Basicamente sua metodologia consiste em simular vários caminhos possíveis para o ativo subjacente até a data de vencimento da opção. Uma outra consideração que se pode fazer em relação a SMC é que, contrariando o argumento proposto por Boyle (1977) de que a SMC só poderia ser usada em opções do tipo europeia, Rochman (1999) sugere que, mediante emprego de técnicas especiais, já é possível precificar opções do tipo americanas.

Levando-se em consideração o que foi exposto acima, as próximas seções abordarão com um pouco mais de detalhes os referidos procedimentos numéricos de precificação de opções reais.

### **3.6.2 Programação Dinâmica**

A importância da programação dinâmica na precificação de opções reais está focada, sobretudo, em projetos que se assemelham a opções financeiras americanas, já que as mesmas são mais facilmente analisadas a partir de um algoritmo *backward*. Ou seja, análise de trás para frente. O objetivo desta abordagem é escolher uma seqüência de decisões ótimas que maximize o VPL do projeto ao longo do tempo. Para isso, divide toda a seqüência de decisões em apenas duas, conforme sugerido por Bellman (1957), em seu Princípio da Otimalidade:

- Decisão imediata.
- Uma função de valoração que engloba o conjunto de todas as demais decisões subjacentes.

Se o horizonte de planejamento for finito, será a partir do valor proveniente do último período que se encontrará a função de valoração para o período imediatamente anterior. O procedimento é repetido, período a período, de trás para frente, até chegar ao instante  $t = 0$ , onde o valor do projeto é obtido.

### 3.6.2.1 *Analizando a Opção de Espera*

Uma clássica aplicação da abordagem da programação dinâmica reporta-se ao dilema do investidor sobre o momento ideal de fazer um investimento num projeto de custo irreversível. Basicamente, a ponderação principal que deve ser feita pelo investidor refere-se ao menor custo de oportunidade de sua decisão. Trabalho interessante relacionado a esta abordagem pode ser visto em Gomes, Baidya e Melo (2001), que utilizam a opção de espera para avaliar o melhor momento para se investir numa planta termoelétrica.

O valor da oportunidade de investimento em um projeto, com a referida opção de espera, na data  $t$  é dada pela seguinte versão da Equação de Bellman:

$$F_t = \text{Max} \left\{ V_t - I, \frac{1}{1 + \rho} E_t [F_{t+1}] \right\} \quad (3.5)$$

- $F_t$  : Representa o valor da oportunidade em  $t$ .
- $\rho$  : Taxa de desconto ajustada ao risco (periodicidade mensal)
- $E_t [F_{t+1}]$  : Valor esperado em  $t$  para a oportunidade de investimento em  $t + 1$ .

- $\frac{1}{1+\rho} E_t [F_{t+1}]$ : Valor atualizado da oportunidade de investir em períodos subseqüentes.

Uma consideração importante deve ser feita ao que se refere ao tempo ótimo do investimento. Se por um lado, o projeto dificilmente estará sujeito à lei do “agora ou nunca”, por outro, também, dificilmente o investidor terá todo tempo do mundo para se decidir pelo investimento. Ou seja, haverá um intervalo de tempo  $(0, T]$  em que a decisão deverá ser tomada. Se a opção de investir não for exercida até o último período  $(T)$ , então não será ótimo investir no referido projeto. Se o maior valor for atingido em  $t=0$ , então a opção de espera não tem valor algum e o investimento deve ser realizado em  $t=0$ , desde que  $V_0 > I$ . Diante de tal argumentação, pode-se sugerir que a opção de adiar o investimento no projeto só terá valor, caso a realização do investimento seja feita num instante  $t \in (0, T]$ .

A maneira mais simples de representar a avaliação de um projeto que possui a opção de adiamento do ato de investir a partir da Equação de Bellman é discretizando o tempo de análise. Este procedimento faz com que o Movimento Aritmético ou Geométrico Browniano sugerido para o movimento do ativo subjacente, no caso, o VPL do projeto em  $t$ , passe a convergir para um processo estocástico conhecido por Random Walk, que possui distribuição binomial. Assim, a cada período,  $V_t$  pode assumir dois valores: De  $V_t$ , aumente-se para  $V_t^a$  com probabilidade  $q$  ou reduzindo-se para  $V_t^b$  com probabilidade  $(1-q)$ .

Para  $t=0$ , tem-se:  $F_0 = \text{Max} \left\{ V_0 - I, \frac{1}{1+\rho} E_0 [F_1] \right\}$ . Para este simples

exposição de apenas dois períodos a decisão de investir ou não em  $t=0$  está condicionada a seguinte relação:

- Se  $\frac{1}{1+\rho} E_0[F_1] > V_0 - I$  : Adia o investimento até o próximo período para ver o que acontece. Nesse caso o valor da oportunidade de investimento no próximo período é maior do que o VPL em  $t = 0$ .
- Se  $\frac{1}{1+\rho} E_0[F_1] < V_0 - I$  : Investe-se imediatamente. Nesse caso o VPL em  $t = 0$  vale mais do que a oportunidade de investir no próximo período.

### 3.6.2.2 Analisando a Opção de Suspensão Temporária da Produção

Mesmo se assemelhando a uma opção de compra do tipo européia, é possível avaliar um empreendimento que possui a flexibilidade de suspensão temporária de sua produção através de algoritmo de programação dinâmica. Para isso, faz-se necessário levar em consideração as mesmas premissas do Princípio da Otimalidade de Bellman (1957), além daquelas anteriormente citadas na secção 3.3.2.. Sendo assim, a seqüência de decisões ótimas capaz de maximizar o VPL do projeto está condicionada a expressão do lucro operacional de empresa no instante  $t$ , representada por  $\pi_t = \text{Max}(R_t - C_v, 0)$ , cujas variáveis são as mesmas citadas na referida secção. A Equação de Bellman para esse tipo de empreendimento será representado sob a seguinte versão:

$$F_t = \text{Max}_{u_t} \left\{ \pi_t(R_t, C_v) + \frac{1}{1+\rho} E_t[F_{t+1}] \right\} \quad (3.6)$$

Onde:

- $F_t$  : Valor do projeto em questão na data  $t$ .
- $\frac{1}{1+\rho} E_t[F_{t+1}]$  : Valor esperado da seqüência de decisões a partir de  $t$ .
- $u_t$  : Decisão sobre suspensão ou não da produção.

Da mesma forma que na secção anterior, a avaliação será feita *backward*, com  $F_T = \pi_T$ , uma vez que não há o período  $T + 1$ . Desta forma, a decisão de operar ou não fica por conta do administrador do empreendimento, período a período, do último até o instante  $t = 0$ , quando o VPL do projeto será calculado.

### **3.6.3 O Método Monte Carlo**

O Método de Monte Carlo (MMC) é um tipo especial de simulação utilizada em modelos probabilísticos. Originou-se do trabalho de Von Neumann e Ulan em 1940 e consistia numa técnica que foi utilizada para solucionar problemas de blindagem em reatores nucleares. Já a denominação “Monte Carlo” se deve ao fato de utilizar um processo aleatório em suas simulações, tal como lançamentos de dados ou o girar de uma roleta para selecionar os valores de cada variável em cada tentativa.

Uma consideração importante ao referido método, é que o mesmo utiliza-se de uma análise *Forward*, o que quer dizer que parte de frente para trás, ou seja, da data inicial até a final. Devido a essa característica, o MMC desempenha um papel importante na precificação de opções do tipo europeia. No entanto, apesar de tal afirmativa, Rochman (1999) sugere, que mediante emprego de técnicas especiais, já é possível precificar opções do tipo americanas.

### **3.6.4 A Intuição da Teoria Monte Carlo**

A suposição mais simples que se pode fazer é que se deseja avaliar uma grandeza  $m$  qualquer a partir de uma variável aleatória  $\delta$ , tal que seu valor esperado e variância sejam respectivamente iguais a  $E[\delta] = m$  e  $Var[\delta] = v^2$ . Mediante a suposição da existência de  $N$  variáveis idênticas a  $\delta$  e o emprego do Teorema do Limite Central, é possível obter o seguinte intervalo de confiança:

$$P\left\{\left|\frac{1}{N}\sum_{j=1}^N\delta_j - m\right| < \frac{3v}{\sqrt{N}}\right\} = 0,997, \text{ conforme sugerido por Boyle (1977). A}$$

referida expressão possui uma interpretação muito importante: quando  $N \rightarrow \infty$ , por menor que seja o erro  $\frac{3v}{\sqrt{N}}$ , a diferença  $\frac{1}{N}\sum_{j=1}^N\delta_j - m$  ainda será menor. Noutras palavras se pode afirmar que  $\frac{1}{N}\sum_{j=1}^N\delta_j$  converge para  $m$ , que representa o verdadeiro valor da grandeza em questão, quando  $N$  suficientemente grande.

### ***3.6.5 Algumas Considerações Sobre Análise por Ativos Contingenciais***

Basicamente a análise por ativos contingenciais objetiva avaliar um projeto a partir da montagem de uma carteira de ativos que reproduza as características de risco e retorno do mesmo. Essa carteira é conhecida como portfólio replicante e, supondo a inexistência de oportunidade de arbitragem, o valor deste portfólio será idêntico ao do projeto em questão. Segundo Dixit e Pindyck (1994), quando não vão pela abordagem numérica, tanto a equação de Bellman quanto a análise por ativos contingenciais satisfazem equações diferenciais parciais idênticas. A principal diferença é que na programação dinâmica a taxa de desconto é especificada exogenamente, enquanto que na análise por ativos contingenciais a mesma taxa é obtida pelo equilíbrio de mercado de capitais.

Ainda segundo tais autores, a referida análise tem uma desvantagem em relação à programação dinâmica, pois requer a existência de um conjunto de mercados suficientemente rico em ativos de risco. O motivo para isto é que o componente estocástico  $dZ$  do valor do projeto tem que ser exatamente replicado pelo componente estocástico do portfólio montado. Tal constatação sugere que esses componentes além de obedecerem à mesma lei de probabilidades, ainda tenham que ser perfeitamente correlacionados, o que talvez seja pedir demais.

Devido a esta possível dificuldade operacional, o presente trabalho optará no capítulo seguinte pela abordagem numérica da programação dinâmica via equação de Bellman na avaliação econômica do estudo de caso proposto.

## ***CAPÍTULO 4***

### ***AValiação EconôMica da UTE TERMOPE USANDO A TEORIA DAS OPÇÕES REAIS***

#### ***4.1 Apresentação do Projeto***

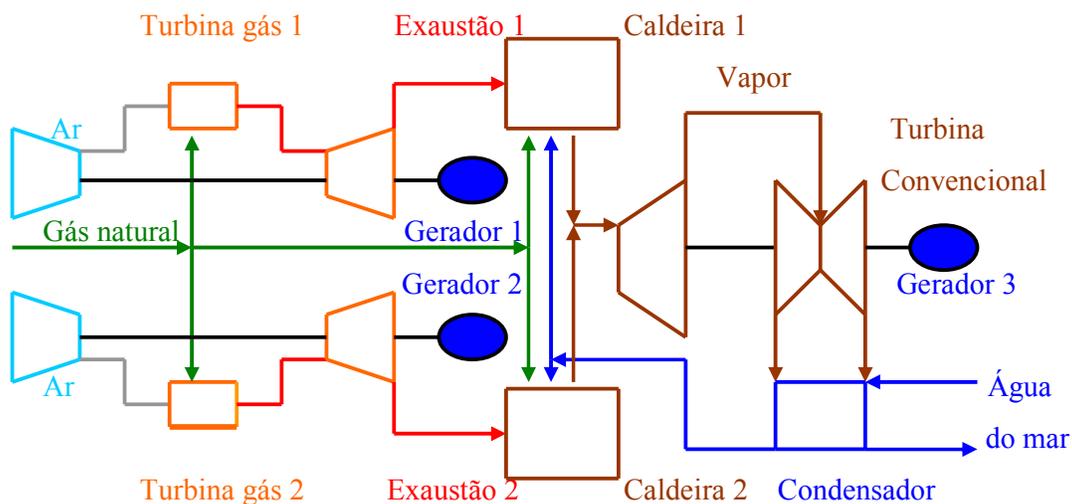
O projeto a ser avaliado neste capítulo, conforme citado anteriormente, trata-se de uma usina termelétrica acionada a gás natural com capacidade instalada de 533 MW, operando de modo parcialmente flexível e simulada para diferentes níveis de contratação da parcela de sua energia destinada ao mercado de curto prazo. Esta usina faz parte do subsistema Nordeste e está localizada no Complexo Industrial e Portuário de Suape, município de Ipojuca, Estado de Pernambuco. Este empreendimento é conhecido como UTE Termopernambuco S.A., ou apenas por UTE TermoPE, e pertence ao grupo Guaraniã/Iberdrola (agora intitulado por Neoenergia), representando o maior e mais recente investimento em termogeração elétrica em Pernambuco.

Os dados que serão usados na avaliação econômica da referida usina encontram-se dispostos nas subsecções abaixo e foram cedidos pela direção da mesma. Sem prejuízo de demais considerações, faz-se a suposição de que tais dados foram dimensionados para atender não apenas de modo confiável o aumento da demanda por energia elétrica em Pernambuco, mas também as exigências do Plano Prioritário de Termoelétricas (PPT).

#### ***4.1.1 Viabilidade Quanto ao Suprimento de Gás Natural***

Geralmente investimentos em plantas de geração termoelétrica trazem consigo um problema que é típico da nova tecnologia de geração: a incerteza quanto ao suprimento do gás natural necessário ao acionamento das turbinas dos modernos sistemas ciclo-combinados.

Segundo Braga, Henrique e Ruffei (2003), da oferta disponível de gás natural, apenas 11,9% está direcionada ao abastecimento das UTE's brasileiras. A figura abaixo, esquematizada por Lopes (2003), demonstra o funcionamento do sistema ciclo-combinado da UTE TermoPE:



**Figura 4.1:** Ilha de potência da UTE TermoPE

**Fonte:** Modificado a partir de Lopes (2003).

Na figura acima, os geradores 1 e 2 possuem a mesma capacidade instalada, 161 MW ambos, enquanto que o gerador 3 (convencional) possui 211 MW.

Ainda segundo Lopes (2003), apesar da incerteza relativa ao suprimento de gás, a situação da UTE TermoPE se mostra um tanto quanto definida em relação a esse aspecto. Esta posição deve-se ao fato de que o acréscimo na demanda de gás provocado pelo funcionamento da referida usina (cerca de 2,17 Mm<sup>3</sup>/dia) pode ser satisfeito pelo suprimento proveniente das bacias do Rio Grande do Norte (cerca de 2 Mm<sup>3</sup>/dia) e Alagoas (idem), através dos gasodutos do Nordeste (Guamaré-Cabo) e GASALP (Pilar-Cabo).

Somando-se ainda a essa capacidade de abastecimento, está previsto para 2005 possíveis 4,5 Mm<sup>3</sup>/dia oriundo da futura planta de regaseificação de gás natural importado da Nigéria para o Porto de Suape. A empresa que será responsável por tal empreendimento é a GNL do Nordeste (parceria da Petrobrás com a SHELL do Brasil).

Diante do exposto, o risco de desabastecimento de gás natural a TermoPE encontra-se minimizado. Daí criou-se condições favoráveis para a assinatura de um contrato de fornecimento de gás entre a referida térmica, a Petrobrás e a Copergás por um período de 20 anos. No referido contrato, cabe a Petrobrás a responsabilidade pelo fornecimento, transporte e construção do ramal de alimentação do gás natural (“Ship-or-Pay”)<sup>9</sup>, ficando por conta da Copergás a comercialização do combustível.

No entanto, torna-se necessário enfatizar que, contratos de fornecimentos de gás natural, muitas vezes são firmados na modalidade “Take-or-Pay”<sup>10</sup>. Contratos desse tipo, além de priorizar os interesses dos fornecedores, ainda acarretam limitações ao funcionamento da usina, já que impõe certa rigidez operacional, conforme mencionado por Martin e Teive (2001). No caso da UTE TermoPE, as restrições provenientes deste tipo de contrato, obrigam a térmica a garantir uma geração mínima de 70% de sua capacidade instalada. Ou seja, 70% de inflexibilidade.

#### ***4.1.2 Potência Instalada***

Conforme anteriormente citado, sua ilha de potência é capaz de gerar 533 MW brutos, nas condições locais. Se forem considerados o consumo interno e as perdas decorrentes do rateio do Sistema Integrado Nacional (SIN), ainda restam 520 MW instalados. Esse será o valor a ser usado como referência na avaliação da UTE TermoPE.

#### ***4.1.3 Custo do Investimento***

Incluindo os juros pagos durante a fase de construção e demais custos financeiros relacionados a empréstimos concebidos junto ao BID<sup>11</sup> e BNDES<sup>12</sup>, o

---

<sup>9</sup> A referida usina pagará a Petrobrás pela utilização e disponibilização do gasoduto.

<sup>10</sup> Tipo de contrato que garante que o fornecedor seja pago integralmente pelo comprador mesmo que este não venha a usar o insumo energético contratado.

<sup>11</sup> Banco Interamericano de Desenvolvimento.

investimento inicial ficou em aproximadamente US\$ 400 Milhões. Esse valor é compatível com parâmetros mundiais de investimentos em plantas de geração termelétrica, que segundo Castro (2000), oscila entre US\$/MW 0,6 a 0,8. Para a referida análise será usada uma taxa de câmbio de R\$/US\$ 2,70.

Segundo informações provenientes da direção da usina, dos US\$ 400 milhões, nada foi destinado a capital de giro, cerca de US\$ 180 milhões destino-se a compra de máquinas e equipamentos e aproximadamente US\$ 90 milhões ficou com as obras civis, engenharia e montagem do projeto. O restante, cerca de US\$ 130 milhões foi destinado a compensações ambientais, juros, impostos, consultorias, seguros e peças sobressalentes.

Vale ainda ressaltar que o referido investimento foi realizado na modalidade Project Finance<sup>13</sup>. Nesse caso, os credores contam com uma mistura de garantias, dentre as quais os recursos gerados pelo próprio projeto, além daqueles referentes aos acionistas e patrocinadores.

#### **4.1.4 Custo de Operação**

Segundo considerações feitas por Andrade *et all* (2002), os fatores que mais influenciam no cálculo do custo total da energia gerada a partir de centrais termelétricas são: custo por kilowatt instalado, combustível utilizado, eficiência da planta, disponibilidade de geração, custos referentes à transmissão/operação/manutenção, duração do contrato de suprimento de combustível, além de uma taxa de retorno compatível com a expectativa dos investidores.

Ainda segundo tais autores, a parcela desses fatores que estão relacionados a desembolsos regulares, ou seja, custos fixos, podem aparecer sob a forma de:

---

<sup>12</sup> Banco Nacional de Desenvolvimento Social.

<sup>13</sup> Modalidade de investimento em que os credores são garantidos pelos recursos do próprio projeto, além do remanejamento dos riscos referentes ao mesmo.

- Custo do combustível dentro da parcela Take-or-Pay do contrato de fornecimento.
- Pagamento pela utilização e disponibilização do gasoduto (Ship-or-Pay).
- Pagamento das tarifas de acesso à transmissão e distribuição.
- Taxa de fiscalização da ANEEL.
- Despesas com aquisição e montagem de equipamentos, além de seguros.
- Custos referentes à aquisição do terreno.
- Parcela dos custos de operação e manutenção vinculados a disponibilização de pessoal de apoio e operação.

Utilizando-se de raciocínio idêntico, os desembolsos relacionados à operação comercial, ou seja, os custos variáveis, podem aparecer sob a forma de:

- Custos do combustível fora da parcela Take-or-Pay do contrato de fornecimento.
- Custo de reposição de peças provenientes da operação.
- Custo com óleo lubrificante.
- Custos relacionados a sistemas auxiliares eletromecânicos.

No entanto, todos esses fatores relacionados aos custos fixos e variáveis podem ser representados de maneira simplificada como custo de capital, custo de combustível<sup>14</sup>, custos referentes à operação e manutenção (O&M) e custo de transmissão. Levando em consideração tais simplificações e a partir de dados fornecidos pela direção da UTE TermoPE,

---

<sup>14</sup> Sendo a UTE TermoPE uma usina participante do Programa Prioritário de Termelétricas – PPT, o preço do gás natural está regulamentado pela Portaria Interministerial n. 234, de 22 de junho de 2002, cujo valor corresponde a US\$ 2,58 MMBTU.

foi possível a elaboração da Tabela 4.1 abaixo, onde estão discriminados os seus respectivos custos fixos e variáveis:

**Tabela 4.1:** Custo fixo, variável e total

| Custos<br>(R\$/MWh) | Capital<br>(R\$/MWh) | Combustível<br>(R\$/MWh) | O&M<br>(R\$/MWh) | Transmissão<br>(R\$/MWh) | Total<br>(R\$/MWh) |
|---------------------|----------------------|--------------------------|------------------|--------------------------|--------------------|
| C. Fixos            | 40,23                | 20,88                    | 4,40             | 3,72                     | 69,23              |
| C. Variáveis        | –                    | 32,52                    | 4,40             | –                        | 36,92              |
| C. Total            | 40,23                | 53,40                    | 8,80             | 3,72                     | 106,15             |

**Fonte:** Elaboração do autor.

Nesse caso, será adotado, para a avaliação em questão, custos fixos de R\$ 69,23/MWh<sup>15</sup> e variáveis de R\$ 36,92/MWh para a UTE TermoPE. Despesas comerciais e administrativas, também, provenientes da operação comercial da referida térmica encontram-se inclusas na discussão acima.

#### **4.1.5 Preço de Contratação**

Devido a restrições impostas provenientes de contratos de fornecimento de gás do tipo Take-or-Pay, a UTE TermoPE encontra-se obrigada a garantir uma geração mínima de 70% de sua capacidade instalada, o que corresponde a aproximadamente 364 MW. Dessa forma, restam outros 156 MW que poderão ser disponibilizados no mercado de curto prazo.

No entanto, para o atendimento da referida exigência, a UTE TermoPE disponibilizou bem mais do que a geração mínima exigida. Ou seja, foram realizados contratos de compra de energia (PPA's) com outras duas empresas do mesmo grupo da UTE TermoPE (Grupo Neoenergia): a CELPE e a COELBA<sup>16</sup>. Cabendo a primeira adquirir cerca de 390MW da usina, enquanto a segunda apenas 60 MW.

<sup>15</sup> Aqui deve ser entendido R\$ 69,23 por MWh instalados.

<sup>16</sup> Companhia Energética do Estado da Bahia.

Apesar da fiscalização do órgão regulador – ANEEL – uma constatação curiosa chama a atenção. Segundo informações contidas em Notas Técnicas da ANEEL, a UTE TermoPE vendeu energia a CELPE a uma tarifa de R\$ 134,72/MWh<sup>17</sup> e a COELBA a R\$ 149,80/MWh<sup>18</sup>. Tais preços são considerados bem acima dos observados no mercado, uma vez que essa energia poderia ter sido contratada a partir de fontes hidráulicas a um preço de cerca de R\$ 57,51/MWh, conforme últimos leilões de energia elétrica.

#### **4.1.6 Vida Útil**

Segundo Pinhel (2000), para avaliações econômicas de plantas de geração termoelétricas, geralmente se usa o prazo de 20 anos de vida útil. No caso da UTE TermoPE, esta idéia ainda é reforçada pela assinatura de contratos de fornecimento de energia (CELPE e COELBA) e de suprimento de gás natural (Petrobrás e Copergás<sup>19</sup>), ambos com vigência para os próximos 20 anos.

Apesar da importância ressaltada por Clemente *et all* (1997) e Buarque (1984), etapas que abrangem considerações relativas ao estudo de pré-viabilidade, estudos de mercado, tamanho, localização e financiamento não serão observados nesta análise, uma vez que não constituem tópicos relevantes para o estudo de caso em questão.

#### **4.1.7 A Obtenção da Taxa de Desconto**

Apesar das considerações de Azevedo e Júnior (2000), que utilizam 15%a.a. para descontar os fluxos de caixa de projetos de geração termoelétrica, o presente trabalho optou pelo cálculo de uma taxa de desconto mais ajustada ao caso da UTE TermoPE. Para isso foi utilizado o enfoque dado pelo WACC (Weighted Average Cost of Capital), ou seja, Custo Médio Ponderado do Capital. Segundo Ross, Waterfield e Jaffe (1995), o WACC

---

<sup>17</sup> Nota Técnica N. 106/2005 – SER/ANEEL.

<sup>18</sup> Nota Técnica N. 154/2003 – SER/ANEEL complementar a Nota Técnica N. 052/2003 – SER/ANEEL.

<sup>19</sup> Companhia Pernambucana de Gás.

constitui-se de uma média aritmética ponderada entre o custo do capital próprio e de terceiros, onde os pesos são dosados pela respectiva participação de cada capital na composição da estrutura da dívida do projeto. A Equação 4.1 ilustra esse enfoque:

$$WAAC = Cp \left[ \frac{E}{E+D} \right] + Ct(1-T) \left[ \frac{D}{E+D} \right] \quad (4.1)$$

Onde:

- $Cp$  : Custo do capital próprio.
- $Ct$  : Custo do capital de terceiros.
- $T$  : Alíquota do imposto de renda.
- $E$  : Participação do capital próprio na estrutura da dívida.
- $D$  : Participação do capital de terceiros na estrutura da dívida.

Segundo a abordagem de Steola *et all* (2004), o WACC é a metodologia mais apropriada para descontar fluxos de caixa para o setor elétrico brasileiro.

#### **4.1.7.1 O Custo do Capital de Terceiros**

Quanto ao custo proveniente de recursos de terceiros, este pode ser facilmente obtido. Para isso, deve apenas ser observado a que taxa uma determinada empresa capta recursos no mercado financeiro. A referida taxa, descontado o benefício fiscal, será o custo de capital de terceiros.

No caso da UTE TermoPE, que captou recursos tanto junto ao BID (cerca de 49% do total) quanto ao BNDES (cerca de 21% do total), as respectivas taxas de captação foram:

- BNDES:  $TJLP^{20}$  + Spread variável, o que corresponde a aproximadamente 12% a.a.

---

<sup>20</sup> Taxa de Juros de Longo Prazo.

- BID: LIBOR + Spread variável, o que corresponde a aproximadamente 13% a.a.

#### 4.1.7.2 O Custo do Capital Próprio

Para a obtenção do custo do capital próprio foi utilizada a metodologia do CAPM (Capital Asset Price Model). Dessa forma, será necessário a determinação de uma taxa livre de risco, um índice de mercado além do risco sistemático para a empresa (representado por um determinado  $\beta$ ). Neste trabalho serão considerados os cálculos realizados por Cerbasi (2003)<sup>21</sup>, que obteve o beta médio para empreendimentos no setor elétrico brasileiro a partir da análise comparativa de 33 empresas em relação a quatro índices de mercado: IBOVESPA, FGV-100, IBX e IBA. O resultado deste cálculo pode ser observado na Tabela 4.2 abaixo:

**Tabela 4.2:** Índices de mercado

|             | IBX  | FGV – 100 | IBOVESPA | IBA  |
|-------------|------|-----------|----------|------|
| BETA MÉDIO  | 0,78 | 0,84      | 0,72     | 0,79 |
| DESV.PADRÃO | 0,43 | 0,43      | 0,43     | 0,45 |

Fonte: Cerbasi (2003).

A média para os valores acima aponta para um beta de 0,78 para o setor elétrico brasileiro. Além deste beta, para o custo do capital próprio foi utilizada como taxa livre de risco, a TJLP. Para a taxa de retorno do índice de mercado foi utilizado o IBOVESPA, observando suas variações entre os anos de 1992 a 1998, resultando em 15% a.a.

A partir de então, aplicando-se a Equação 4.2 (fórmula característica do CAPM) obtém-se o custo do capital próprio para o setor elétrico brasileiro:

$$C_p = R_f + \beta [E(R_m) - R_f] \quad (4.2)$$

$$C_p = 14,12\% a.a.$$

<sup>21</sup> Para obtenção das informações o autor utilizou o banco de dados do software ECONOMÁTICA-2003.

Onde  $R_f$  é a taxa livre de risco (TJLP = 11% a.a.),  $\beta$  é o beta do mercado (0,78),  $E(R_m)$  é o valor esperado do IBOVESPA. Dessa forma, 14,12% a.a. foi estimado como custo do capital próprio para o setor elétrico.

#### 4.1.7.3 A Aplicação do WACC

No caso da UTE TermoPE, a obtenção da taxa de desconto a partir da metodologia do WACC sugere uma pequena modificação na Equação 4.1, uma vez que temos mais de uma fonte de financiamento, obtendo assim a Equação 4.3. Sendo assim, tem-se:

$$WACC = C_p \left( \frac{E}{E+D+C} \right) + C_{BNDES} \left( \frac{D}{E+D+C} \right) (1-T) + C_{BID} \left( \frac{C}{E+D+C} \right) (1-T) \quad (4.3)$$

Onde:

- $C_p$ : Custo do capital próprio para o setor elétrico brasileiro, estimado em 14,12% a.a., conforme secção anterior.
- $C_{BNDES}$ : Custo de capital de terceiro, proveniente do BNDES, estimado em aproximadamente 12% a.a.
- $C_{BID}$ : Custo de capital de terceiro, proveniente do BID, estimado em aproximadamente 13% a.a.
- $T$ : Alíquota do imposto de renda. Para o estudo de caso em questão foi considerado  $T = 25\%$ .
- $E$ : Participação do capital próprio na estrutura de capital do projeto.
- $D$ : Participação do capital do BNDES na estrutura de capital do projeto.
- $C$ : Participação do capital do BID na estrutura de capital do projeto.

Substituindo os valores acima na Equação 4.3 obtém-se a taxa de desconto a ser utilizada na avaliação econômica da UTE TermoPE:  $WACC = 10,90\% a.a.$

#### 4.2 O Modelo Para Análise dos Dados

Como citado na introdução deste trabalho, no Brasil, salvo restrições impostas por contratos de fornecimento de gás, as usinas termoeletricas podem optar por dois tipos de operação: usinas com operação inflexível e usinas com operação flexível. Para os propósitos do presente estudo, a UTE TermoPE funcionará em regime de flexibilidade parcial de sua operação. Nesse caso, para o cálculo de seu VPL será utilizada a Teoria das Opções Reais, considerando a opção de suspensão temporária da produção à medida que varia o valor do ativo subjacente (preço spot), conforme situação descrita anteriormente. Pode-se perceber que para térmicas totalmente inflexíveis, o valor relativo à opção de suspensão temporária é nulo.

A parcela flexível da energia gerada pela UTE TermoPE só será despachada pelo ONS se o preço spot for superior ao seu custo de operação, e ainda assim mediante uma ordem crescente deste custo entre todas as termoeletricas que compõe o sistema. O comportamento descrito acima, compatibiliza o empreendimento em questão como uma opção de compra do tipo europeia, pois o mesmo tem um momento exato para ser exercido (sempre que o preço spot estiver acima do custo operacional), daí surge à alternativa de avaliá-lo mediante uma técnica não tradicional. A relação abaixo representa a remuneração mensal oriunda da parcela flexível para a UTE TermoPE:

$$1. \quad G_c P^c + (G_t - G_c) P_t^{spot} - G_t C_v \text{ se } P_t^{spot} > C_v \text{ (Produção normal)}. \quad (4.4)$$

$$2. \quad G_c P^c - G_c P_t^{spot} \text{ se } P_t^{spot} < C_v \text{ (Produção suspensa)}. \quad (4.5)$$

A mesma relação pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\pi_t(P_t^{spot}, u_t) = (P^c - P_t^{spot}) G_c + \max(P_t^{spot} - C_v, 0) G_t \quad (4.6)$$

Onde:

- $\pi_t$  : Remuneração mensal.

- $u_t$ : Variável de decisão, também conhecida como variável de controle. No caso da análise em questão, representará a decisão entre operar ou não a cada período mensal.
- $P^c$ : Preço da geração contratada. Este preço é estabelecido a partir de contratos bilaterais de compra e venda de energia, os chamados PPA's.
- $P_t^{spot}$ : Preço spot cotado no MAE. Este preço representa o custo marginal de operação para o setor, sendo com base no mesmo que o ONS despacha a geração térmica. Nesta análise,  $P_t^{spot}$  será a variável de estado.
- $G_c$ : Geração contratada. Da mesma forma que o preço de contratação, a geração contratada também é estabelecida mediante contratos bilaterais de compra e venda de energia.
- $G_t$ : Geração total da termoeétrica. Depende da capacidade instalada.
- $C_v$ : Custo operacional da termelétrica em questão, também considerado como custo variável. Esse parâmetro é fortemente influenciado pela tecnologia de geração adotada.

No entanto, esses não são os únicos elementos a compor o fluxo de caixa para o projeto. Outras considerações devem ser feitas para aproximar a remuneração mensal do projeto para um valor mais condizente com a realidade. Dessa forma, a Equação 4.6 deve incorrer em algumas alterações, conforme procedimento semelhante realizado por Pinhel (2000), resultando na seguinte expressão:

$$\Pi_t(P_t^{spot}, u_t) = \pi(P_t^{spot}, u_t) + Vr - (I_0 + imp + CF + D.Fin + P / IR) \quad (4.7)$$

Onde:

- $Vr$  : Valor residual. Este incide apenas no último mês da vida útil do projeto.
- $I_0$  : Investimento inicial do projeto. Este incide na data zero.
- $imp$  : Valor proveniente de impostos. Aqui se inclui o PIS (1,65%), CONFINS (7,6%), CPMF (0,38%) e RGR<sup>22</sup> (2,5%), todos incidindo sobre o faturamento bruto do projeto.
- $CF$  : Custos fixos. Os custos variáveis já se encontram na Equação (4.6).
- $D.Fin$  : Despesa financeira. Ou seja, os juros provenientes dos empréstimos realizados junto ao BID e BNDES.
- $P/IR$  : Provisão para imposto de renda a pagar. A alíquota do imposto de renda aplicada ao lucro tributável para o cálculo da provisão foi de 25%.

Em relação ao modelo a ser utilizado para avaliar o componente flexível da geração, é importante ressaltar que além de optar pelo desenvolvimento de Bellman (1957) – também adotado por Castro (2000) – o presente trabalho utilizou a técnica da Simulação Monte Carlo, conforme sugerido por Silva (2001), objetivando não apenas valorar a referida planta termelétrica, mas também estimar o risco de não remuneração do capital investido, que aqui será representado pela probabilidade do VPL assumir valores negativos.

Para a realização da Simulação Monte Carlo foi utilizado o software *Crystal Ball Student Edition*, uma versão acadêmica do *Crystal Ball 2000 Edition* (pacote suplemento destinado ao MS Excel para realização de Simulação Monte Carlo – Site: [www.decisioneering.com](http://www.decisioneering.com)). O motivo para a sua escolha deve-se ao fato do mesmo ser

---

<sup>22</sup> Reserva Global de Reversão.

facilmente implementado em outros softwares que fazem uso de planilhas eletrônicas, portanto de uso mais difundido.

Uma vez obtido o fluxo de caixa para o projeto e levando em consideração o que foi acima exposto, o valor da oportunidade de investimento que é relativo a parcela flexível da geração de uma térmica pode ser dada pela equação de Bellman (1957) abaixo:

$$V_t = \Pi_t(P_t^{spot}, u_t) + \frac{1}{1+\rho} E_t[V_{t+1}] \quad (4.8)$$

Onde:

- $V_t$ : Valor da oportunidade de investimento no período  $t$ .
- $E_t[V_{t+1}]$ : Expectativa no período  $t$  do valor da oportunidade de investimento em  $t+1$ .
- $\rho$ : Taxa de desconto supostamente ajustada ao risco. Considerações sobre a mesma foram feitas na secção 4.1.7.

A equação 4.8 descreve uma política ótima de decisão, enfatizando apenas o agora ( $t$ ) e o depois ( $t+1$ ). No final da vida útil da usina (em  $T$ ), o valor da oportunidade de investimento será dado pela seguinte condição de contorno:

$$V_T = \Pi_T(P_T^{spot}). \quad (4.9)$$

A simplicidade computacional deste modelo está baseada no fato de que a análise se faz *backward*, ou seja, de trás para frente, o que é típico do uso da equação de Bellman (1957). Sendo assim, o valor do projeto é calculado ao longo de sua vida útil.

Assim, no período imediatamente anterior a aquele que representa o fim da vida útil do projeto, o valor residual será:

$$V_{T-1}(P_{T-1}^{spot}) = \max_u \left\{ \Pi_{T-1}(P_{T-1}^{spot}, u_{T-1}) + \frac{1}{1+\rho} E_{T-1}[\Pi_T(P_T^{spot})] \right\}. \quad (4.10)$$

Dessa forma, fica-se conhecendo a função de valoração para  $T - 1$ . O próximo passo é maximizá-la em função de  $u_{T-1}$ . O resultado desta operação ( $V_{T-1}$ ) será substituído na função de valoração para  $T - 2$ , ( $V_{T-2}(P_{T-2}^{spot})$ ), onde, maximizando-a em  $u_{T-2}$ , obtém-se sua solução ( $V_{T-2}$ ). O referido procedimento será repetido sucessivas vezes, até que o valor do projeto seja determinado em  $t = 0$ , conforme mostrado abaixo:

$$V_{T-2}(P_{T-2}^{spot}) = \max_u \left\{ \Pi_{T-2}(P_{T-2}^{spot}, u_{T-2}) + \frac{1}{1+\rho} E_{T-2}[V_{T-1}] \right\}$$

$$V_{T-3}(P_{T-3}^{spot}) = \max_u \left\{ \Pi_{T-3}(P_{T-3}^{spot}, u_{T-3}) + \frac{1}{1+\rho} E_{T-3}[V_{T-2}] \right\}$$

.....

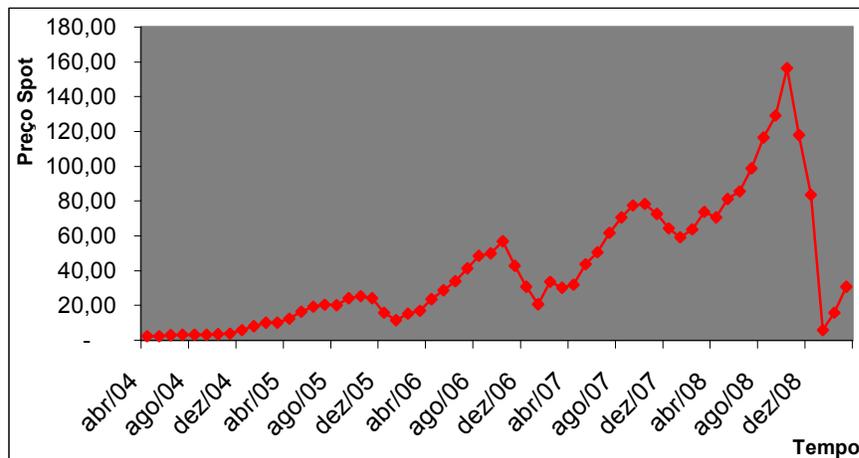
$$V_0(P_0^{spot}) = \max_u \left\{ \Pi_0(P_0^{spot}, u_0) + \frac{1}{1+\rho} E_0[V_1] \right\}.$$

No entanto, faz-se necessária uma consideração sobre esta opção de modelo em avaliação de usinas termoelétricas: sua viabilidade numérica só é possível graças à obtenção da série futura de preços spot. Isso foi realizado devido ao uso de um sistema computacional desenvolvido pelo CEPEL<sup>23</sup>/UFRJ, conhecido por NEWAVE (colaboração da CHESF a este trabalho). Baseado num algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica, o NEWAVE calculou, mediante 2000 simulações, uma série de 60 preços spot mensais para o subsistema Nordeste, a partir de abril de 2004, o que equivale a 5 anos da vida útil para a termoelétrica em questão.

Para realização desse trabalho, o NEWAVE levou em consideração a combinação entre as diferentes possibilidades de aflúncias para os, também diferentes, níveis dos reservatórios que compõe o subsistema, além da disponibilidade dos cabos que compõe o Sistema Interligado de Transmissão. O gráfico abaixo mostra a projeção para os referidos 5 anos:

---

<sup>23</sup> Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.



**Gráfico: 4.1:** Série de Preços Spots

**Fonte:** Dados gerados a partir do Sistema Operacional NEWAVE.

Apesar do NEWAVE projetar preços spots apenas para 5, dos 20 anos que seriam necessários para avaliar o projeto em questão, o presente estudo, seguindo procedimento realizado em Castro (2000), repetiu os preços relativos ao 5º ano da série até alcançar o 20º ano de avaliação.

Sem o uso deste sistema computacional, seria mais viável a adoção da abordagem dada por Koekebakker e Sondal (2002) que obteve tal série, para o mercado energético nos Estados Unidos, mediante utilização de dois processos estocásticos de reversão para a média, o que representaria dificuldades adicionais devido ao cálculo do desvio-padrão das séries históricas de preços spot e do parâmetro que representa a velocidade de reversão à média para cada processo estocástico.

Um outro aspecto importante deste trabalho é o valor a ser agregado por uma planta de geração termelétrica proveniente da declaração de flexibilidade operacional, ou de semiflexibilidade, como é o caso da UTE TermoPE. Para o cálculo do referido valor, deve-se antes de tudo, considerar a total inflexibilidade da planta, o que implica aceitar a hipótese que a mesma não transaciona sua energia no mercado de curto prazo, apenas via contratos bilaterais. Dessa forma é calculado o VPL da térmica, que pode ser obtido de modo

tradicional. A diferença entre este VPL e o VPL obtido a partir da flexibilização da planta (via Equação de Bellman) resultará no valor líquido da declaração de flexibilidade perante o ONS.

#### ***4.3 Avaliando a UTE TermoPE para o Caso da Inflexibilidade Operacional***

Conforme citado na secção anterior, avaliar a referida usina considerando-a totalmente inflexível implica em aceitar a hipótese de que a mesma não transaciona sua energia no mercado de curto prazo (Spot). Dessa forma, a avaliação pode ser feita a partir da aplicação de métodos tradicionais sobre fluxos de caixa obtidos por meio da montagem da tabela de D.R.E.<sup>24</sup>, tabelas de Financiamento<sup>25</sup> e Provisão de Imposto a Pagar. Para a elaboração das mesmas, foram considerados parâmetros anteriormente discutidos na apresentação do projeto, como: preço de contratação, geração contratada, vida útil do empreendimento, capacidade instalada, taxa de desconto, custo do investimento e custo operacional da planta.

Abaixo estão relacionadas às referidas tabelas (todas em milhões de reais). Seguindo uma ordem lógica de montagem do Quadro de Fluxo de Caixa, as tabelas de financiamentos são apresentadas primeiro. A primeira delas, refere-se ao financiamento contraído pela UTE TermoPE junto ao BNDES (Tabela 4.3) no valor de R\$ 226,8 milhões de reais (21% do total investido) e amortizados conforme sistema SAC<sup>26</sup>:

---

<sup>24</sup> Demonstrativo do Resultado do Exercício.

<sup>25</sup> Uma tabela de financiamento para cada fonte de recurso externo: BID e BNDES.

<sup>26</sup> Sistema de Amortização Constante.

**Tabela 4.3:** Financiamento feito ao BNDES (×1.000.000)

| Tempo/Anos | Saldo Dev. | Quota  | Juros  | Prestação |
|------------|------------|--------|--------|-----------|
| 0          | 226,800    | 0      | 0      | 0         |
| 1          | 206,182    | 20,618 | 34,020 | 54,638    |
| 2          | 185,564    | 20,618 | 30,927 | 51,545    |
| 3          | 164,945    | 20,618 | 27,835 | 48,453    |
| 4          | 144,327    | 20,618 | 24,742 | 45,360    |
| 5          | 123,709    | 20,618 | 21,649 | 42,267    |
| 6          | 103,091    | 20,618 | 18,556 | 39,175    |
| 7          | 82,473     | 20,618 | 15,464 | 36,082    |
| 8          | 61,855     | 20,618 | 12,371 | 32,989    |
| 9          | 41,236     | 20,618 | 9,278  | 29,896    |
| 10         | 20,618     | 20,618 | 6,185  | 26,804    |
| 11         | 0,000      | 20,618 | 3,093  | 23,711    |

Fonte: Elaboração do Autor.

A próxima tabela refere-se ao financiamento contraído pela UTE TermoPE junto ao BID (Tabela 4.4). Nesse caso, foram investidos R\$ 529,20 milhões de reais (49% do total investido), também, amortizados segundo sistema SAC:

**Tabela 4.4:** Financiamento feito ao BID (×1.000.000)

| Tempo/Anos | Saldo Devedor | Quota  | Juros  | Prestação |
|------------|---------------|--------|--------|-----------|
| 0          | 529,200       | 0      | 0      | 0         |
| 1          | 488,492       | 40,708 | 79,380 | 120,088   |
| 2          | 447,785       | 40,708 | 73,274 | 113,982   |
| 3          | 407,077       | 40,708 | 67,168 | 107,875   |
| 4          | 366,369       | 40,708 | 61,062 | 101,769   |
| 5          | 325,662       | 40,708 | 54,955 | 95,663    |
| 6          | 284,954       | 40,708 | 48,849 | 89,557    |
| 7          | 244,246       | 40,708 | 42,743 | 83,451    |
| 8          | 203,538       | 40,708 | 36,637 | 77,345    |
| 9          | 162,831       | 40,708 | 30,531 | 71,238    |
| 10         | 122,123       | 40,708 | 24,425 | 65,132    |
| 11         | 81,415        | 40,708 | 18,318 | 59,026    |
| 12         | 40,708        | 40,708 | 12,212 | 52,920    |
| 13         | 0,000         | 40,708 | 6,106  | 46,814    |

Fonte: Elaboração do Autor.

O objetivo básico da elaboração das tabelas de financiamento é estimar às despesas financeiras a serem incluídas nos quadros de D.R.E. e de Fluxo de Caixa, ou seja, o serviço da dívida.

Uma vez determinado o serviço da dívida, o próximo passo será a montagem das demais tabelas. No entanto, antes disso, deverão ser feitas algumas considerações:

- Conforme anteriormente mencionado (secção 5.1.4), despesas comerciais e administrativas provenientes da operação comercial da usina, encontram-se inclusas nos custos operacionais, este é o motivo pelo qual as mesmas não aparecem no quadro de D.R.E. (Tabela 4.5).
- Na elaboração da Tabela de Provisão do Imposto a Pagar (Tabela 4.6), foi adotado 25 anos para a depreciação de obras civis e 10 anos para máquinas e equipamentos, conforme recomendação da Secretaria da Receita Federal.
- Ainda com relação à Tabela 4.6, a alíquota do imposto a ser aplicada ao lucro tributável do projeto foi de 25%, segundo considerações feitas por Pinhel (2000).

A partir de tais informações, foram construídas as Tabelas de D.R.E. e de Provisão de Imposto a Pagar, fornecendo, assim, insumos para a elaboração do Quadro de Fluxo de Caixa (Tabela 4.7), todos relacionados a seguir:

**Tabela 4.5:** Demonstrativo do Resultado do Exercício (D.R.E.)

(×1000.000)

| Itens/Períodos     | Ano 1 | Ano 2 | Ano 3 | Ano 4 | Ano 5 | Ano 6 | Ano 7 | Ano 8 | Ano 9 | Ano 10 | Ano 11 | Ano 12 | Ano 13 | Ano 14 | Ano 15 | Ano 16 | Ano 17 | Ano 18 | Ano 19 | Ano 20 |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Fat. Bruto         | 532   | 532   | 532   | 532   | 532   | 532   | 532   | 532   | 532   | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    |
| PIS/CONFINS etc    | 64    | 64    | 64    | 64    | 64    | 64    | 64    | 64    | 64    | 64     | 64     | 64     | 64     | 64     | 64     | 64     | 64     | 64     | 64     | 64     |
| Receita Liq.       | 467   | 467   | 467   | 467   | 467   | 467   | 467   | 467   | 467   | 467    | 467    | 467    | 467    | 467    | 467    | 467    | 467    | 467    | 467    | 467    |
| Custos             | 454   | 454   | 454   | 454   | 454   | 454   | 454   | 454   | 454   | 454    | 454    | 454    | 454    | 454    | 454    | 454    | 454    | 454    | 454    | 454    |
| Custos Fixos       | 310   | 310   | 310   | 310   | 310   | 310   | 310   | 310   | 310   | 310    | 310    | 310    | 310    | 310    | 310    | 310    | 310    | 310    | 310    | 310    |
| Custos Variáveis   | 144   | 144   | 144   | 144   | 144   | 144   | 144   | 144   | 144   | 144    | 144    | 144    | 144    | 144    | 144    | 144    | 144    | 144    | 144    | 144    |
| Lucro Bruto        | 14    | 14    | 14    | 14    | 14    | 14    | 14    | 14    | 14    | 14     | 14     | 14     | 14     | 14     | 14     | 14     | 14     | 14     | 14     | 14     |
| Despesas Fin.      | 113   | 104   | 95    | 86    | 77    | 67    | 58    | 49    | 40    | 31     | 21     | 12     | 6      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| Despesas Adm.      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| Despesas Com.      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| Valor Residual     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| LAIR <sup>27</sup> | -100  | -91   | -81   | -72   | -63   | -54   | -45   | -35   | -26   | -17    | -8     | 1      | 7      | 14     | 14     | 14     | 14     | 14     | 14     | 14     |
| LDIR <sup>28</sup> | -60   | -53   | -46   | -40   | -33   | -26   | -19   | -12   | -5    | 2      | -3     | 3      | 8      | 13     | 13     | 13     | 13     | 13     | 13     | 13     |

Fonte: Elaboração do Autor

<sup>27</sup> Lucro Antes do Imposto de Renda

<sup>28</sup> Lucro Depois do Imposto de Renda

**Tabela 4.6:** Provisão de Imposto a Pagar

(×1000.000)

| Provisão IR/Período | Ano 1  | Ano 2  | Ano 3  | Ano 4  | Ano 5  | Ano 6  | Ano 7  | Ano 8 | Ano 9 | Ano 10 | Ano 11 | Ano 12 | Ano 13 | Ano 14 | Ano 15 | Ano 16 | Ano 17 | Ano 18 | Ano 19 | Ano 20 |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| LAIR                | -99,8  | -90,6  | -81,4  | -72,2  | -63,0  | -53,8  | -44,6  | -35,4 | -26,2 | -17,0  | -7,8   | 1,4    | 7,5    | 13,6   | 13,6   | 13,6   | 13,6   | 13,6   | 13,6   | 13,6   |
| Depreciação         | 58,3   | 58,3   | 58,3   | 58,3   | 58,3   | 58,3   | 58,3   | 58,3  | 58,3  | 58,3   | 9,7    | 9,7    | 9,7    | 9,7    | 9,7    | 9,7    | 9,7    | 9,7    | 9,7    | 9,7    |
| Lucro Tributável    | -158,1 | -148,9 | -139,7 | -130,5 | -121,3 | -112,1 | -103,0 | -93,8 | -84,6 | -75,4  | -17,6  | -8,4   | -2,2   | 3,9    | 3,9    | 3,9    | 3,9    | 3,9    | 3,9    | 3,9    |
| Provisão IR         | -39,5  | -37,2  | -34,9  | -32,6  | -30,3  | -28,0  | -25,7  | -23,4 | -21,1 | -18,8  | -4,4   | -2,1   | -0,6   | 1,0    | 1,0    | 1,0    | 1,0    | 1,0    | 1,0    | 1,0    |

**Fonte:** Elaboração do Autor

**Tabela 4.7:** Fluxo de Caixa

(×1000.000)

| Itens/Períodos | Ano 0 | Ano 1 | Ano 2 | Ano 3 | Ano 4 | Ano 5 | Ano 6 | Ano 7 | Ano 8 | Ano 9 | Ano 10 | Ano 11 | Ano 12 | Ano 13 | Ano 14 | Ano 15 | Ano 16 | Ano 17 | Ano 18 | Ano 19 | Ano 20 |     |
|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-----|
| Entrada        | 0     | 532   | 532   | 532   | 532   | 532   | 532   | 532   | 532   | 532   | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 580 |
| Receita        | 0     | 532   | 532   | 532   | 532   | 532   | 532   | 532   | 532   | 532   | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532    | 532 |
| Valor Residual | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 49  |
| Saída          | 1080  | 527   | 521   | 514   | 507   | 500   | 493   | 486   | 479   | 472   | 465    | 471    | 464    | 459    | 455    | 455    | 455    | 455    | 455    | 455    | 455    | 455 |
| Investimento   | 1080  | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0   |
| Custos         | 0     | 454   | 454   | 454   | 454   | 454   | 454   | 454   | 454   | 454   | 454    | 454    | 454    | 454    | 454    | 454    | 454    | 454    | 454    | 454    | 454    | 454 |
| Despesas Fin.  | 0     | 113   | 104   | 95    | 86    | 77    | 67    | 58    | 49    | 40    | 31     | 21     | 12     | 6      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0   |
| Despesas Com.  | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0   |
| Despesas Adm.  | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0   |
| Provisão IR    | 0     | -40   | -37   | -35   | -33   | -30   | -28   | -26   | -23   | -21   | -19    | -4     | -2     | -1     | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 1   |
| Fluxo de Caixa | 1080  | 4     | 11    | 18    | 25    | 32    | 39    | 46    | 52    | 59    | 66     | 61     | 68     | 73     | 77     | 77     | 77     | 77     | 77     | 77     | 77     | 126 |

Fonte: Elaboração do Autor

Uma vez obtido o fluxo de caixa para o projeto, o próximo passo é lançar mão da técnica do VPL e avaliá-lo de modo tradicional. Para a avaliação em questão foi obtido um VPL de R\$ - 673,22 milhões de reais. Aqui pode-se observar que a realização de contratos de compra de energia com a CELPE e COELBA a preços superiores aqueles observados no mercado não foram suficientes para evitar um  $VPL < 0$  e a conseqüente conclusão pela inviabilidade econômica do projeto, pelo menos para o caso da inflexibilidade operacional. O grande responsável por esse resultado desfavorável é sem dúvida o ônus causado pelo custo fixo da usina, este na ordem de R\$ 69,23/MWh instalado, o que corresponde a R\$ 310.003.200,00 anuais.

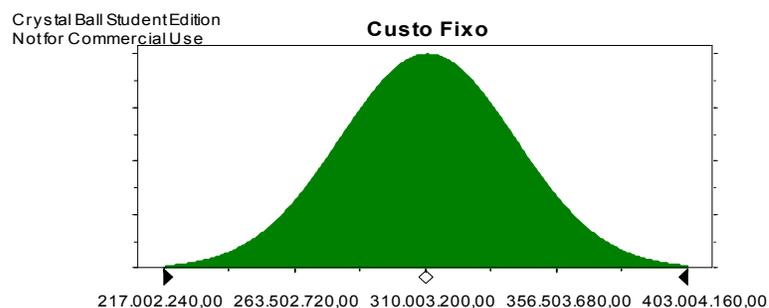
#### ***4.4 Análise de Risco para o Caso da Inflexibilidade Operacional***

Tradicionalmente uma análise de risco é utilizada para indicar a possibilidade do projeto não vir a obter êxito do ponto de vista econômico. No entanto, para a avaliação em questão, devido ao seu significativo  $VPL < 0$ , dificilmente obteríamos alguma possibilidade de um  $VPL > 0$ . Mesmo assim, para confirma essa tendência, foi utilizada, com o auxílio do programa *Crystal Ball Student Edition*, a técnica da Simulação Monte Carlo, por ser esta uma poderosa ferramenta de inferência.

Para o caso da UTE TermoPE, componentes como nível de produção, preço de contratação, impostos, juros pagos e alíquota de imposto de renda são valores pré-determinados ou pelo menos protegidos conforme cláusulas contratuais. Dessa forma, apenas o custo fixo, o custo variável e a taxa de desconto podem sugerir alguma variabilidade, de modo a projetar diferentes fluxos de caixa e conseqüentemente diferentes VPL's para a simulação pretendida.

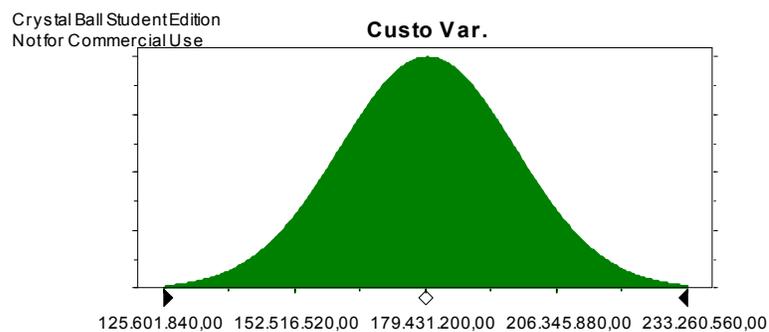
O primeiro passo para se proceder a simulação foi modelar o comportamento do custo fixo, do custo variável e da taxa de desconto. Para tanto, foi proposto um

comportamento aleatório normal para todos, com desvio-padrão de 10% do valor determinado em secções anteriores, conforme sugerido pelo programa de simulação utilizado, observado nas figuras abaixo:



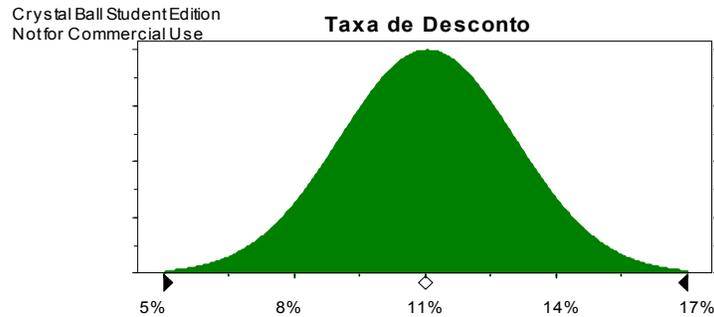
**Figura 4.2:** Comportamento para o Custo Fixo

**Fonte:** Elaboração do Autor



**Figura 4.3:** Comportamento para Custo Variável

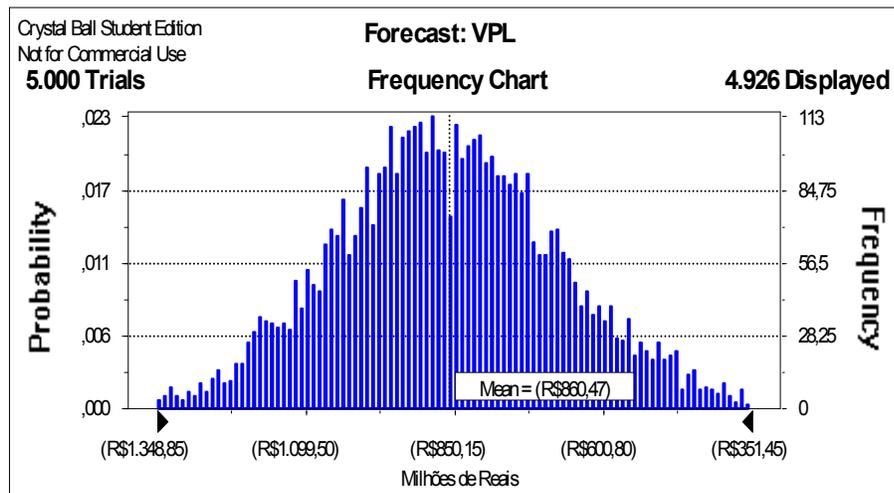
**Fonte:** Elaboração do Autor



**Figura 4.4:** Comportamento para Taxa de Desconto

Fonte: Elaboração do Autor

O segundo passo foi proceder um número máximo de 5.000 simulações, a um nível de confiança de 95%. O resultado do processo foi à geração de uma distribuição também normal<sup>29</sup> de VPL's, conforme histograma apresentado na figura abaixo:



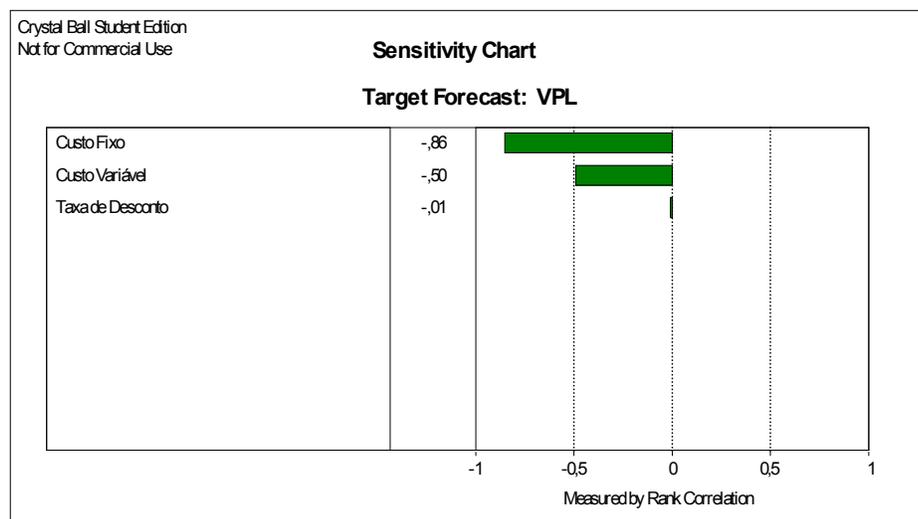
**Figura 4.5:** Histograma para VPL previsto – Distribuição

Fonte: Elaboração do Autor

Como pode ser observado acima, obteve-se com a referida simulação um VPL médio de R\$ - 860,47 milhões, o que confirma a forte tendência à possibilidade de fracasso econômico do projeto na opção do modo inflexível de operação.

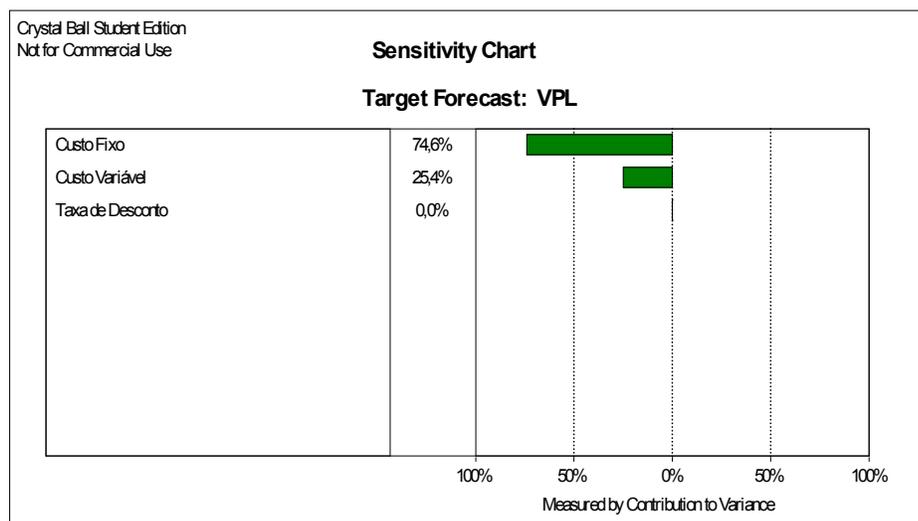
<sup>29</sup> Comportamento previsível conforme Teorema do Limite Central.

Ainda segundo os resultados gerados pela referida simulação, o custo fixo é o parâmetro aleatório de maior influência sobre a variável de previsão, ou seja, o VPL do projeto. Isso pode ser demonstrado nas Figuras 4.6 e 4.7 na qual o custo fixo apresenta-se, dentre as demais variáveis listadas, não apenas a de maior coeficiente de correlação com o VPL do projeto, o que indica um elevado grau de associação linear entre ambos, mas também a que mais contribui na variância do mesmo.



**Figura 4.6:** Coeficiente de Correlação entre as variáveis listadas e o VPL previsto

**Fonte:** Elaboração do Autor



**Figura 4.7:** Contribuição das variáveis listadas para a variância do VPL previsto

**Fonte:** Elaboração do Autor

Essa constatação sugere que para tornar o projeto mais atrativo economicamente, o custo fixo deve ser significativamente reduzido.

Completando a análise, a Tabela 4.8 indica a probabilidade de 20% de haver um VPL inferior a R\$ - 1.022,46 milhões, o que parece ser uma probabilidade muito elevada para uma perda bastante significativa:

**Tabela 4.8:** Probabilidades para VPL's

| Percentile | Milhões de Reais |
|------------|------------------|
| 0%         | (R\$1.750,63)    |
| 10%        | (R\$1.105,97)    |
| 20%        | (R\$1.022,46)    |
| 30%        | (R\$960,74)      |
| 40%        | (R\$913,06)      |
| 50%        | (R\$864,75)      |
| 60%        | (R\$814,54)      |
| 70%        | (R\$763,10)      |
| 80%        | (R\$700,42)      |
| 90%        | (R\$607,78)      |
| 100%       | (R\$109,28)      |

Fonte: Elaboração do Autor.

#### ***4.5 Avaliando a UTE TermoPE para o Caso da Semiflexibilidade Operacional***

##### ***4.5.1 Considerações Iniciais***

Para o presente caso, o desenvolvimento de Bellman (1957), conforme discutido na seção 4.2, foi aplicado apenas para parcela da potência exposta ao mercado de curto prazo (Spot). Ou seja, para os 70 MW não contratados pela CELPE e COELBA. Nesse caso, o faturamento bruto mensal para o projeto foi obtido pela soma de duas parcelas: *i*) remuneração proveniente da potência contratada pelas referidas distribuidoras<sup>30</sup>, e *ii*) remuneração proveniente da potência exposta ao mercado de curto prazo.

<sup>30</sup> Contratação motivada por restrições impostas por contrato de suprimento de gás do tipo “Take-or-Pay”.

O fato de haver 70 MW “sobrando” não significa que essa geração disponível não seja contratada, uma vez que a usina será avaliada para diferentes níveis de contratação da mesma. No entanto, essa contratação não se dará de modo rígido, mesmo quando 100% da potência disponível contratada, a usina terá a liberdade de suspender a produção sempre que o preço da energia observado no mercado spot for inferior ao seu custo de operação. Adquirindo assim, no spot, a energia necessária para atender a referida contratação a um custo inferior a aquele que teria se fosse produzir.

Para o preço de contratação da parcela da potência disponível ao spot, sugeriu-se uma média aritmética ponderada entre os preços contratados pela CELPE e COELBA. Sendo assim, foi adotado o valor de R\$ 136,72/MWh. Dessa forma, procurou-se manter a mesma sistemática de como a UTE TermoPE realiza seus contratos bilaterais, mesmo reconhecendo que este preço encontra-se sobrevalorizado em relação a energia negociada no mercado, o que contraria a premissa básica de economicidade para o sistema, conforme novo marco regulatório para o setor elétrico brasileiro.

Antes da aplicação do modelo, faz-se a suposição de não haver custos no que se refere à entrada em operação, quando preços favoráveis são observados, e custos adicionais referentes ao desligamento da termoelétrica, quando acontecem preços desfavoráveis. A importância desta suposição deve-se ao fato da mesma aproximar a operação da parcela flexível da usina a uma opção européia de compra, o que facilita a aplicação da Teoria das Opções Reais.

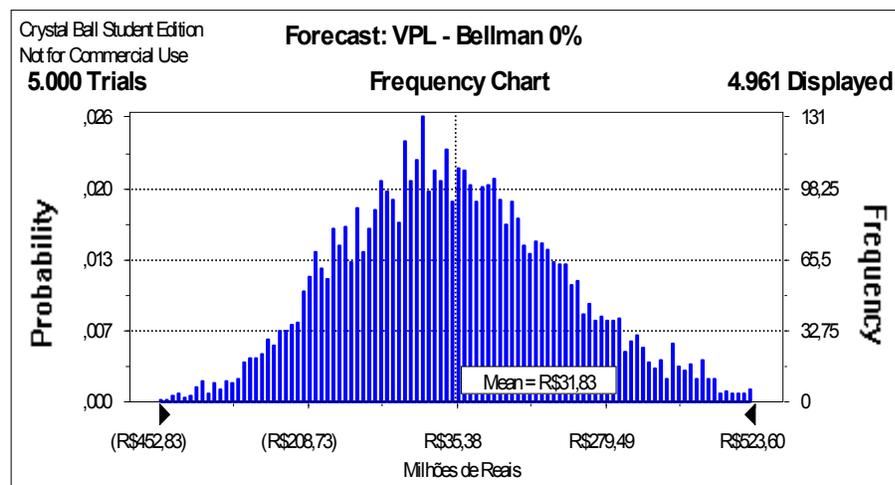
Demais parâmetros, como, custo fixo e variável, investimento inicial, taxa de desconto, impostos, preço de contratação e recursos captados junto a terceiros, serão os mesmos anteriormente discutidos e aplicados para a avaliação do modo inflexível de operação.

#### 4.5.2 Avaliando a Semiflexibilidade Operacional – 0% de Contratação

A aplicação da Equação de Bellman (1957) se dará conforme situação anteriormente discutida. No entanto, especificamente para este caso (0% de contratação da potência disponível), sempre que o custo operacional da usina for superior ao preço observado no spot, não haverá a necessidade de compra de energia no mercado de curto prazo, uma vez que não há contrato estabelecido referente à parcela flexível da potência.

Conforme procedimento realizado para o caso da inflexibilidade operacional, aqui também foi utilizada a técnica da Simulação Monte Carlo na avaliação de risco para o projeto mediante a aplicação do software *Crystal Ball Student Edition*. Dessa forma, parâmetros como custo fixo e variável, além da taxa de desconto, continuaram sendo considerados de comportamento aleatório normal. No entanto, desta vez, os referidos parâmetros não são provenientes dos Quadros de Fluxo de Caixa e D.R.E. e sim da Equação de Bellman (Equação 4.8) desenvolvida na secção 4.2.

Rodando-se o modelo, simultaneamente a aplicação da Simulação Monte Carlo, obtém-se a respectiva distribuição de VPL's, conforme Figura 4.8:



**Figura 4.8:** Histograma para VPL previsto – Distribuição para 0% de contratação

**Fonte:** Elaboração do Autor

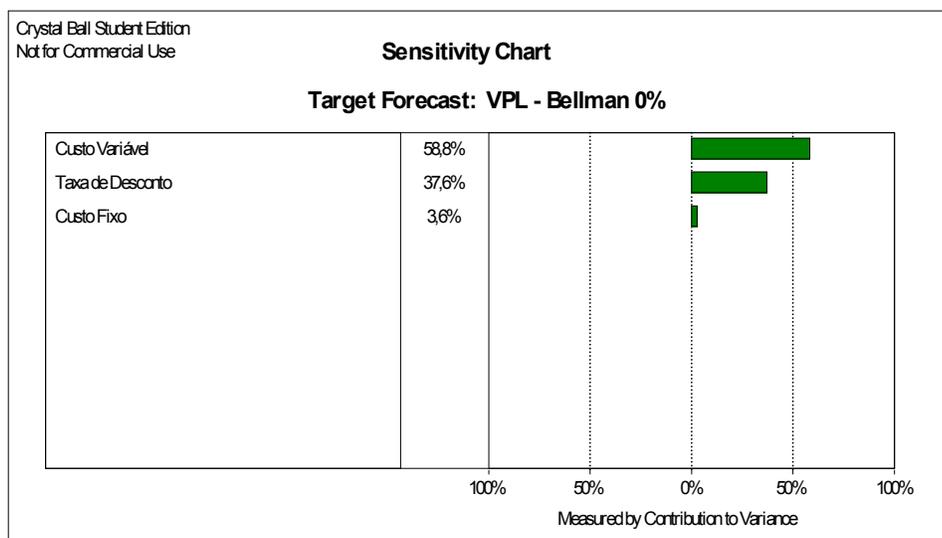
De acordo com o histograma acima, pode-se perceber a ocorrência de um VPL médio de R\$ 31,83 milhões, obtido a partir de um total de 5.000 simulações sobre a Equação 4.8, a um nível de confiança de 95%. Este VPL, apesar de pouco significativo, se comparado ao porte do empreendimento, já representa uma evolução do ponto de vista da viabilidade do projeto, uma vez que se obteve um  $VPL > 0$ . No entanto, com relação a análise de risco, a probabilidade de não remunerar o capital investido permanece ainda muito elevada, conforme pode ser observado na Tabela 4.9:

**Tabela 4.9:** Probabilidade para VPL's – 0% Contratação

| <u>Percentile</u> | <u>Milhões de Reais</u> |
|-------------------|-------------------------|
| 0%                | (R\$565,13)             |
| 10%               | (R\$195,80)             |
| 20%               | (R\$126,16)             |
| 30%               | (R\$69,66)              |
| 40%               | (R\$22,90)              |
| 50%               | R\$21,40                |
| 60%               | R\$69,92                |
| 70%               | R\$120,56               |
| 80%               | R\$183,93               |
| 90%               | R\$273,45               |
| 100%              | R\$867,24               |

Fonte: Elaboração do Autor.

Dessa forma, percebe-se que para uma operação semiflexível, com 0% de contratação da potência disponível ao mercado de curto prazo, há 40% de probabilidade de ocorrer um  $VPL < 0$ . Da mesma forma que para o caso da inflexibilidade operacional, o custo fixo continua sendo o grande responsável pela elevada perspectiva de insucesso. No entanto, é o custo variável da usina, o principal responsável pela maior contribuição à variância do VPL médio obtido. A Figura 4.9 ilustra essa afirmativa.



**Figura 4.9:** Contribuição das variáveis listadas para a variância do VPL previsto – 0% Contr.

**Fonte:** Elaboração do Autor

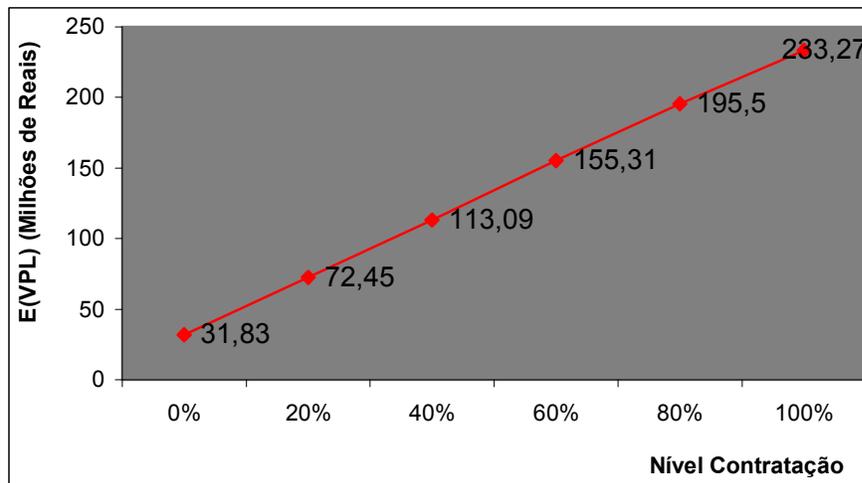
A referida conclusão parece bastante compreensível, uma vez que o custo variável desempenha um papel importante na avaliação em questão. Ou seja, a remuneração de cada mês depende da comparação entre o custo variável e o preço cotado no mercado spot. A próxima seção apresentará, de forma sintética, a avaliação econômica para os demais níveis de contratação.

#### **4.5.3 Avaliando os Demais Níveis de Contratação**

Da mesma forma como na avaliação econômica da UTE TermoPE para 0% de contratação de sua potência disponível, o presente trabalho realizou procedimento semelhante<sup>31</sup> para outros 20%, 40%, 60%, 80% e 100% de contratação da referida potência. Os resultados relativos ao VPL, valor da flexibilidade operacional e probabilidade de se obter um  $VPL < 0$  foram agrupados em gráficos de modo a possibilitar um maior acompanhamento por nível de contratação. Dessa forma, o primeiro gráfico (Gráfico 4.2) refere-se ao

<sup>31</sup> Utilização da Equação de Bellman juntamente com a Simulação Monte Carlo a partir do Crystal Ball Student Edition.

comportamento esperado para o VPL (em milhões de reais) a medida em que se eleva o nível de contratação da potência disponível:

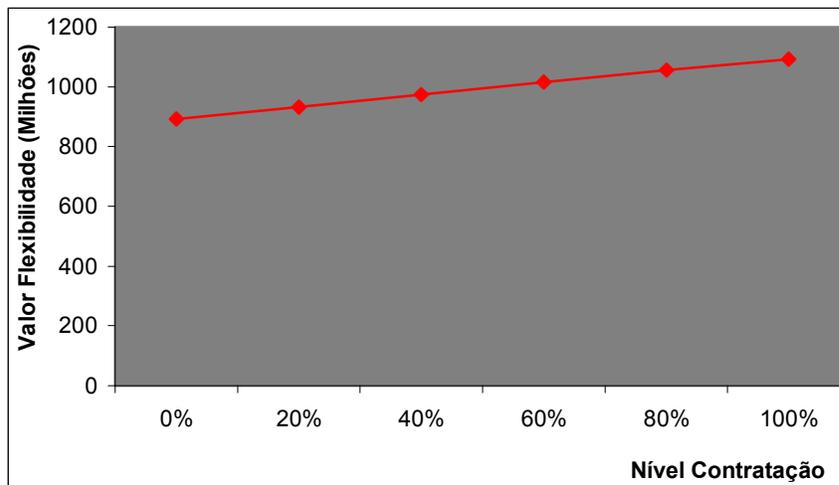


**Gráfico 4.2:** Comportamento esperado para o VPL x Nível de Contratação

**Fonte:** Elaboração do Autor

Como pode ser observado, o gráfico acima apresenta uma relação direta entre a expectativa do VPL e o nível de contratação. Esse comportamento ascendente não é surpresa, uma vez que a inclusão da flexibilidade operacional adiciona margem de manobra gerencial na condução do projeto. No entanto, apesar da seqüência positiva de VPL's, estes ainda podem ser considerados bastante reduzidos se comparados ao investimento inicial do projeto. Para se ter uma idéia, o maior VPL obtido (para o caso de 100% de contratação) representa apenas cerca de 22% do valor investido.

Quanto ao valor da flexibilidade operacional, este pode ser obtido a partir da diferença entre os resultados provenientes do Gráfico 4.2 e do VPL calculado na secção 4.3. Isto é, entre o VPL com e sem a referida flexibilidade. O Gráfico 4.3 plota este resultado parametrizado pelo nível de contratação:

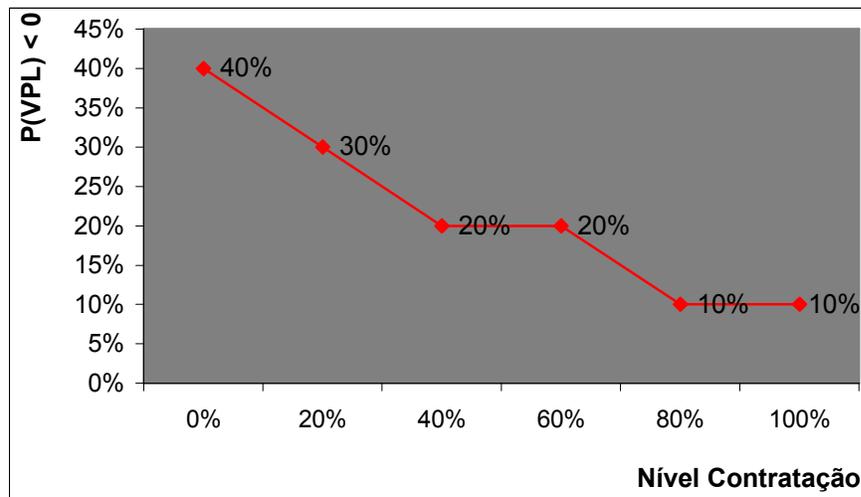


**Gráfico 4.3:** Valor da flexibilidade operacional

**Fonte:** Elaboração do Autor

Supondo 40% de contratação da potência disponível, o valor da flexibilidade operacional será da ordem de R\$ 973,56 milhões. Este será o valor agregado pela usina decorrente da exposição de parte de sua energia no mercado de curto prazo.

No que diz respeito à análise de risco, quanto maior o nível de contratação da potência disponível, menor será a probabilidade de não remuneração do capital investido. Se com o aumento do nível de contratação aumenta o VPL esperado, então diminui as chances de insucesso para o projeto. Basicamente este é o principal motivo para a relação inversa entre risco e contratação, conforme observado no Gráfico 4.4:



**Gráfico 4.4:** Análise de risco por nível de contratação

**Fonte:** Elaboração do Autor.

O que pode ser constatado, mediante a observação dos 3 últimos gráficos é que a avaliação em questão aponta para uma solução de canto. Ou seja, quanto maior o nível de contratação, mais viável economicamente torna-se o empreendimento. Dessa forma, não há porque não estabelecer contratos na modalidade flexível para os 70 MW não destinados a CELPE e COELBA. Uma das razões para isso, é que o preço de contratação da referida potência disponível, encontra-se sobrevalorizado não apenas em relação ao preço da energia cotada através de leilões, mas também sobrevalorizado em relação aos preços estabelecidos no mercado de curto prazo. Somado a isso, ainda há a capacidade de suspensão temporária da produção, o que reverte a tendência de  $VPL < 0$ , e o conseqüente fracasso econômico.

O Anexo, no final deste trabalho, apresenta de modo mais detalhado tanto os dados de entrada (in puts) quanto os de saída (out puts) para todas as simulações de risco (para os casos de flexibilidade e inflexibilidade) realizadas a partir da utilização do programa *Crystal Ball Student Edition*.

## *CAPÍTULO 5*

### *CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES*

#### *5.1 Conclusões*

Devido a sua recente estrutura, o setor elétrico brasileiro tornou-se um campo fértil a produção de estudos econômicos. No que concerne à geração elétrica, o novo modelo institucional incentivou, sobremaneira, a concorrência entre os geradores que foram obrigados a adaptar-se a nova situação racionalizando seus custos a fim de preservar margens de lucros compatíveis com a remuneração do capital investido. Neste contexto, o presente trabalho procurou analisar o caso da UTE TermoPE.

Conforme pôde ser observado na avaliação precedente, a UTE TermoPE não obteria êxito econômico apenas vendendo, de modo inflexível, energia a CELPE e COELBA. O motivo para isso decorre da impossibilidade de suspender temporariamente a produção sempre que o preço cotado no mercado spot fosse superior ao custo operacional da usina. Sendo esta inflexibilidade motivada por contratos de suprimento de gás realizados na modalidade Take-or-Pay.

No entanto, ao disponibilizar uma parcela da potência (cerca de 70 MW) ao mercado spot, houve uma reversão na tendência de insucesso econômico. Dessa forma, a usina foi avaliada para diferentes níveis de contratação da referida potência, obtendo, assim,  $VPL's > 0$  a medida que se aumenta a contratação dos 70 MW disponíveis. Contudo, apesar da seqüência positiva de VPL's, estes ainda são bastante reduzidos se comparados ao valor do investimento inicial do projeto.

Outro fato que mereceu destaque foi o comportamento observado nos Gráficos 4.2, 4.3, e 4.4. Nestes, a evolução do VPL, valor da flexibilidade operacional e risco do

projeto, todos, parametrizado pelo nível de contratação, apontam para uma solução de canto. Esta solução foi basicamente motivada pelo preço de contratação utilizado na avaliação (R\$ 136,72/MWh), além da capacidade da usina suspender temporariamente a produção da potência disponível ao spot.

Com relação ao modelo utilizado – Teoria das Opções Reais via Equação de Bellman – pode-se observar que se por um lado é capaz de capturar o valor proveniente da flexibilidade gerencial de um projeto, por outro, não representa muito mais do que um aperfeiçoamento na já conhecida técnica da Análise por Árvore de Decisão, tendo a evolução dos preços spots como fator condicionante, ou variável de estado, para a decisão em questão. Ou seja, a suspensão temporária da produção.

## ***5.2 Recomendações***

Este trabalho procurou utilizar uma metodologia de avaliação de investimentos que objetivasse a captura do valor proveniente da flexibilização de uma planta de geração termoeétrica. Para isso, fez uso da Teoria das Opções Reais através de um algoritmo de programação dinâmica, a Equação de Bellman. No entanto, esta não é a única maneira de se trabalhar com Opções Reais. Alternativamente pode-se optar por Ativos Contingenciais.

Avaliações por ativos contingenciais geralmente trazem consigo o pressuposto dos mercados completos. Este foi basicamente o motivo pelo seu abandono neste trabalho, uma vez que, para o caso brasileiro, talvez ainda não haja um mercado financeiro suficientemente rico em ativos a ponto de replicar as características de risco e retorno para empreendimento em geração termoeétrica.

No entanto, levando-se em consideração a existência de modelos de avaliações de opções em mercados incompletos, esse problema pode ser contornado a partir de pesquisa sobre qual desses modelos mais se adequaria para o caso de projetos de geração termoeétrica.

Associada a esta análise, pode-se ainda incluir o estudo da formação de uma carteira hedge para proteger o empreendimento das oscilações do câmbio. Essa preocupação justifica-se devido ao fato de que a competitividade de uma usina termoelétrica esta diretamente relacionada ao valor do combustível, que está geralmente cotado em ativos estrangeiros, especialmente o dólar.

## ***REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS***

- AMRAN, M.; KULATILAKA, N. Real options – Managing Strategic Investment in an Uncertain World. Boston: Havard Business School Press, 1999.
- ANDRADE, C. S., NUNES, H. R. A., TANURE, J. E. P. S., PEIXOTO, A. R. Declaração de Preços de Térmicas no Mercado Competitivo de Energia Elétrica. X Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico – SEPF. Curitiba, 2002.
- AZEVEDO, R. O., JÚNIOR, G. N. S. Análise Econômico-Financeira para Implantação de Centrais Termelétricas a Gás no Brasil. Publicação da Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Departamento de Produção. Itajubá, 2000.
- AZOLA, E. P., ANDRADE, J. F. M., Estado da Arte das Tecnologias de Geração Termelétrica: Custos de Geração no Brasil. XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Foz do Iguaçu, 1999.
- BRAGA, F., HENRIQUE, R., RUFFEI, S. Avaliação Econômica para uma Usina Termoelétrica Introduzida no Programa Prioritário Termoelétrico. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Uberlândia, 2003.
- BREALEY, A. B., MYERS, S. C., Princípios de Finanças Empresariais. Lisboa: Editora Mc Graw-Hill, 1996.
- BRENNAN, M. J., SCHWARTZ, E. S., Evaluating Natural Resource Investments. Journal of Business, 1985.
- BOYLE, P., Options: A Monte Carlo Approach. Journal of Financial Economics, 1977.

- BELLMAN, R. Dynamic Programming. New Jersey: Princeton University Press, 1957.
- BODIE, Z., MERTON, R. C. Finanças. Porto Alegre: Editora Bookman, 1999.
- BUARQUE, C. Avaliação Econômica de Projetos. São Paulo: Editora Campus, 1984.
- CASTRO, A. L. Avaliação de Investimento de Capital em Projetos de Geração Termelétrica no Setor Elétrico Brasileiro Usando a Teoria de Opções Reais. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2000.
- CERBASI, G. P. Metodologias Para Determinação do Valor das Empresas: Uma Aplicação no Setor de Geração de Energia Hidrelétrica. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2003.
- CLEMETE, A. Projetos Empresariais e Públicos. São Paulo: Editora Atlas S. A., 1997.
- COPELAND, T. E.; ANTIKAROV, V. Opções Reais: um Novo Paradigma para Reinventar a Avaliação de Investimentos. Rio de Janeiro: Campus, 2001.
- COPELAND, T., KOLLER, T. E., MURRIN, Valuation: Measuring and Managing the Value o Companies. New York, 1994.
- DAVID, P., MOREIRA, A., ROCHA, K. Investments in Thermopower Generation: A Real Options Approach for the New Brazilian Eletrical Power Regulamentation. 6<sup>th</sup> Annual International Real Options Conference. Paphos, Cypros, 2002.
- DENG, S. Stochastic Models of Energy Commodity Price and Their Applications: Mean-Reversion with Jumps and Spikes. Proceedings of the Chicago Risk Management Conferece. Chicago, 1998.

- DECAMPS, J. P., MARIOTTI, T., VILLEEUVE, S. Irreversible Investment in Alternative Projects. 8<sup>th</sup> Annual International Real Options Conference. Montreal, Canada, 2004.
- DIAS, M.A.G. Investimentos sob Incerteza de Exploração de Petróleo, Dep. de Eng. Industrial, PUC/RJ, Dissertação de Mestrado, Agosto de 1996, 470p.
- DIXIT, A. K.; PINDYCK R. S. Investment Under Uncertainty. New Jersey: Princeton University Press, 1994.
- ELIEBER, M. S. Um Estudo Sobre a Teoria das Opções Reais Aplicada à Análise de Investimentos em Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). Dissertação Mestrado. EFEI, Itajubá, 2001.
- FERREIRA, R. G. Matemática Financeira Aplicada: Mercado de Capitais, Administração Financeira e Engenharia Econômica. Recife: Editora Universitária, 2000.
- FORTUNA, E. Mercado Financeiro, Produtos e Serviços, Rio de Janeiro: Editora Qualitymark, 1998.
- GOMES, L. L., BAIDYA, T. K.N., MELO, A. C. G., Aplicação da Teoria das Opções Reais na Determinação do Melhor Momento de Investir. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Campinas, 2001.
- HULL, J. Opções, Futuros e Outros Derivativos. São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros e Cultura Editores Associados. Ed. 1999.
- LOPES, M. J. C. Dispositivos e Condições Contratuais que dão Suporte a um Financiamento de Longo Prazo, Modalidade Project Finance, para Projetos Termoelétricos a Gás Natural no Brasil. Dissertação de Mestrado. USP, São Paulo, 2003.

- MARTIN, J. M. M., TEIVE, R. C. G., Viabilidade de Usinas Termoeletricas a Gás Natural no Sistema Hidrotérmico Brasileiro. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Campinas, 2001.
- MELO, M. V., Utilização do Project Finance e Seus Métodos de Avaliação Econômico-Financeira como Alternativas para Captação de Recursos no Ambiente do Setor Elétrico Brasileiro. Dissertação de Mestrado, Departamento de Economia – PIMES, UFPE, Recife, 2002.
- MINARDI, A. M. A. F. Teoria das Opções Aplicada a Projetos de Investimentos. São Paulo: Editora Atlas, 2003.
- NEGRI, J. C., VIEIRA, S., Análise de Projetos Ciclo Combinado nas Condições Brasileiras: A Visão do Empreendedor. XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Foz do Iguaçu, 2001.
- NETO, L. A. S., Derivativos – Definições, Emprego e Risco. São Paulo: Editora Atlas, 1996.
- PINHEL, A. C. C., Simulação de Uma Usina Térmica a Gás no Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Análise Risco x Retorno. Dissertação de Mestrado, UFRJ – COOPE. Rio de Janeiro, 2000.
- PINTO L., FREITAS M. Mercado de Futuros e Opções: O Preço da Segurança e Mitigação do Risco. Publicação da Engenharia Pesquisa. São Paulo, 2003.
- PIRES, F. J. Z. Opções Reais e Análise de Projetos. Rio de Janeiro: BNDES, março de 1999 (Texto para Discussão, 76)
- PROBELLI, F. F. C. Um Modelo para Gerenciamento de Riscos em Instituições não Financeiras: Aplicação ao Setor de Distribuição Elétrica no Brasil. Dissertação de Mestrado, USP – FEA. São Paulo, 2004.

- RAMOS, D. S., FADIGAS E. F. A., LIMA, W. S. Decisão de Investimentos em Geração Termelétrica sob Condições de Risco no Mercado Atacadista de Energia. Grupo de Energia – GEPEA. São Paulo, 2002.
- ROCHE, H. The Optimal Value of Waiting to Invest with Learning. 7<sup>th</sup> Annual International Real Options Conference. Washington DC, 2003.
- ROCHMAN, R. R. Análise de Métodos Numéricos para Precificação de Opções. Dissertação de Mestrado. FGV – EAESP, São Paulo, 1999.
- ROSS, S. A., WESTERFIELD, R. W., JAFFE, J. F. Administração Financeira – Corporate Finance. São Paulo: Editora Atlas, 1995.
- RIGOLON, F. J. Z. Opções Reais e Análise de Projetos. Rio de Janeiro: BNDES, março de 1999 (Texto para Discussão, 66).
- KOEKEBAKKER, S., SONDAL, S. Valuing an Operating Electricity Production Unit. 6<sup>th</sup> Annual International Real Options Conference. Paphos, Cyprus, 2002.
- KORT, P., MURTO, P., PAWLINA G. The Value of Flexibility in Sequence Growth Investments. 8<sup>th</sup> Annual International Real Options Conference. Montreal, Canadá, 2004.
- SOUZA, Z. J. O Mercado Futuro de Eletricidade em New York. Piracicaba: ESALQ – Universidade de São Paulo, 1999.
- SILVA, B.N. Elaboração de um Modelo de Previsão dos Preços Spot de Energia Elétrica no Brasil e Avaliação de Uma Termelétrica Utilizando a Teoria das Opções Reais. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Industrial, PUC – RJ, 2001.

- STEOLA, D. F. J., SILVA, C., GONÇALVES, J., PAMPLONA, E. O. Ponderação do Custo do Capital Próprio para o Setor Elétrico Brasileiro. XXIV Encontro Nacional de Engenharia de Produção. Florianópolis, 2004.
- VIDAL, D. N. A. Avaliação da Eficiência Técnica das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica Brasileiras Utilizando a Metodologia DEA. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia da Produção, UFPE, Recife, 2002.

## ANEXO

### 1. Simulação Monte Carlo para o caso da inflexibilidade operacional.

#### Crystal Ball Report

Simulation started on 17/6/05 at 0:27:21  
Simulation stopped on 17/6/05 at 0:27:41

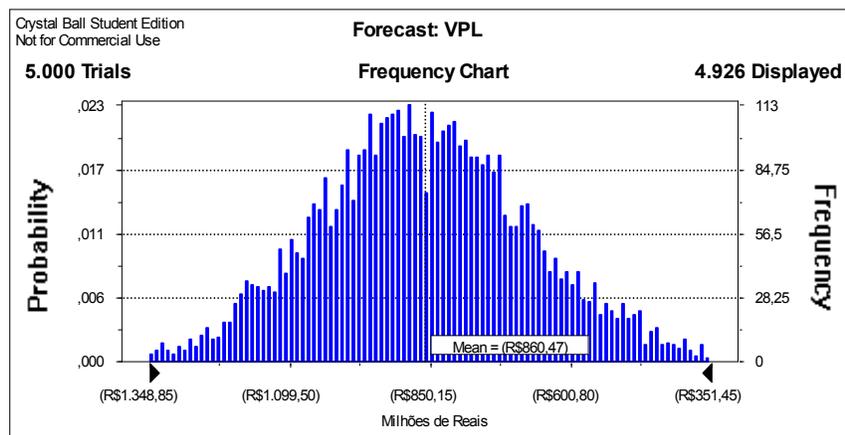
#### Forecast: VPL

Summary:

Display Range is from (R\$1.348,85) to (R\$351,45) Milhões de Reais  
Entire Range is from (R\$1.750,63) to (R\$109,28) Milhões de Reais  
After 5.000 Trials, the Std. Error of the Mean is R\$2,78

Statistics:

|                       | Value         |
|-----------------------|---------------|
| Trials                | 5000          |
| Mean                  | (R\$860,47)   |
| Median                | (R\$864,75)   |
| Mode                  | ---           |
| Standard Deviation    | R\$196,52     |
| Variance              | R\$38.620,54  |
| Skewness              | 0,04          |
| Kurtosis              | 3,30          |
| Coeff. of Variability | -0,23         |
| Range Minimum         | (R\$1.750,63) |
| Range Maximum         | (R\$109,28)   |
| Range Width           | R\$1.641,35   |
| Mean Std. Error       | R\$2,78       |



Forecast: VPL (cont'd)

Cell: B50

Percentiles:

Percentile

0%  
10%  
20%  
30%  
40%  
50%  
60%  
70%  
80%  
90%  
100%

Milhões de Reais

(R\$1.750,63)  
(R\$1.105,97)  
(R\$1.022,46)  
(R\$960,74)  
(R\$913,06)  
(R\$864,75)  
(R\$814,54)  
(R\$763,10)  
(R\$700,42)  
(R\$607,78)  
(R\$109,28)

End of Forecast

Assumptions

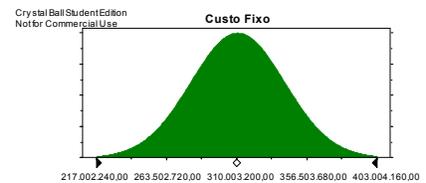
**Assumption: Custo Fixo**

Cell: D1

Normal distribution with parameters:

Mean 310.003.200,00  
Standard Dev. 31.000.320,00

Selected range is from -Infinity to +Infinity



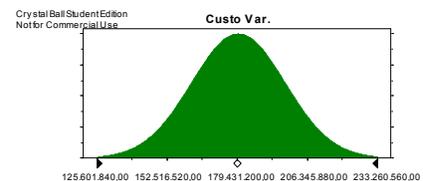
**Assumption: Custo Var.**

Cell: D2

Normal distribution with parameters:

Mean 179.431.200,00  
Standard Dev. 17.943.120,00

Selected range is from -Infinity to +Infinity



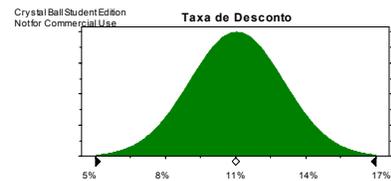
**Assumption: Taxa de Desconto**

Cell: B51

Normal distribution with parameters:

Mean 11%  
Standard Dev. 2%

Selected range is from -Infinity to +Infinity



End of Assumptions

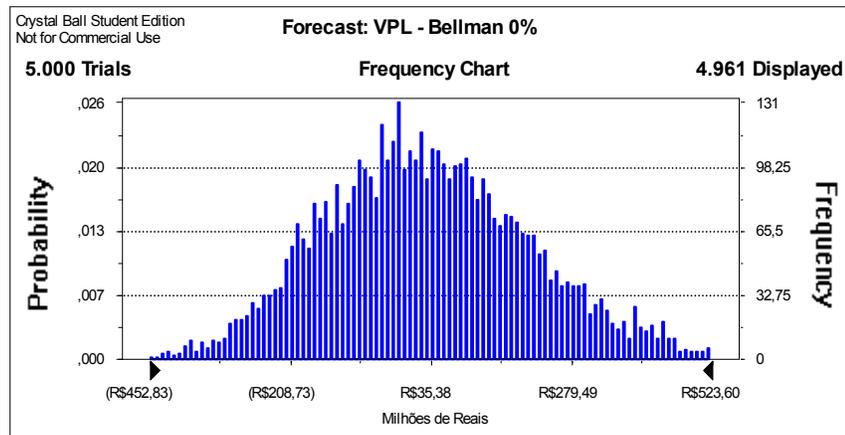
2. Simulação Monte Carlo para o caso da flexibilidade operacional da potência disponível ao mercado de curto prazo – 0%, 20%, 40%, 60%, 80% e 100% de contratação.

**Forecast: VPL - Bellman 0%**

Summary:

Display Range is from (R\$452,83) to R\$523,60 Milhões de Reais  
 Entire Range is from (R\$565,13) to R\$867,24 Milhões de Reais  
 After 5.000 Trials, the Std. Error of the Mean is R\$2,59

| Statistics:           | <u>Value</u> |
|-----------------------|--------------|
| Trials                | 5000         |
| Mean                  | R\$31,83     |
| Median                | R\$21,40     |
| Mode                  | ---          |
| Standard Deviation    | R\$182,91    |
| Variance              | R\$33.454,40 |
| Skewness              | 0,29         |
| Kurtosis              | 3,10         |
| Coeff. of Variability | 5,75         |
| Range Minimum         | (R\$565,13)  |
| Range Maximum         | R\$867,24    |
| Range Width           | R\$1.432,36  |
| Mean Std. Error       | R\$2,59      |



**Forecast: VPL - Bellman 0% (cont'd)**

Percentiles:

| <u>Percentile</u> | <u>Milhões de Reais</u> |
|-------------------|-------------------------|
| 0%                | (R\$565,13)             |
| 10%               | (R\$195,80)             |
| 20%               | (R\$126,16)             |
| 30%               | (R\$69,66)              |
| 40%               | (R\$22,90)              |
| 50%               | R\$21,40                |
| 60%               | R\$69,92                |

|      |           |
|------|-----------|
| 70%  | R\$120,56 |
| 80%  | R\$183,93 |
| 90%  | R\$273,45 |
| 100% | R\$867,24 |

End of Forecast

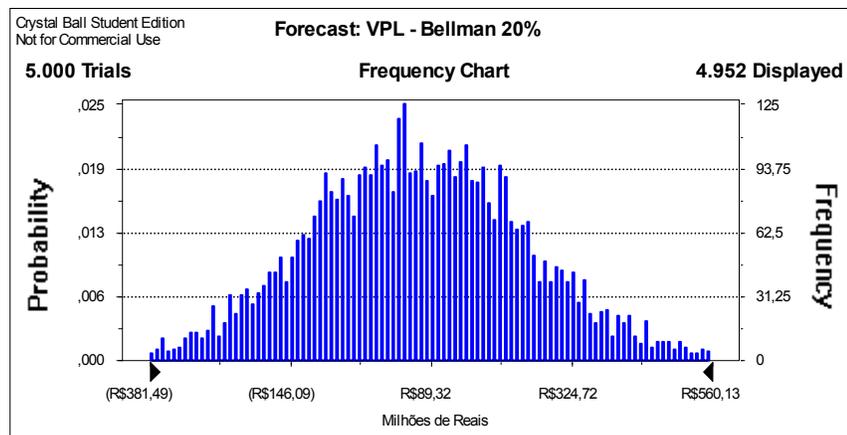
**Forecast: VPL - Bellman 20%**

Summary:

Display Range is from (R\$381,49) to R\$560,13 Milhões de Reais  
 Entire Range is from (R\$521,23) to R\$987,09 Milhões de Reais  
 After 5.000 Trials, the Std. Error of the Mean is R\$2,61

Statistics:

|                       | <u>Value</u> |
|-----------------------|--------------|
| Trials                | 5000         |
| Mean                  | R\$72,45     |
| Median                | R\$66,70     |
| Mode                  | ---          |
| Standard Deviation    | R\$184,71    |
| Variance              | R\$34.119,48 |
| Skewness              | 0,22         |
| Kurtosis              | 3,23         |
| Coeff. of Variability | 2,55         |
| Range Minimum         | (R\$521,23)  |
| Range Maximum         | R\$987,09    |
| Range Width           | R\$1.508,32  |
| Mean Std. Error       | R\$2,61      |



**Forecast: VPL - Bellman 20% (cont'd)**

Percentiles:

| <u>Percentile</u> | <u>Milhões de Reais</u> |
|-------------------|-------------------------|
| 0%                | (R\$521,23)             |

|      |             |
|------|-------------|
| 10%  | (R\$163,10) |
| 20%  | (R\$85,29)  |
| 30%  | (R\$27,65)  |
| 40%  | R\$21,23    |
| 50%  | R\$66,70    |
| 60%  | R\$117,80   |
| 70%  | R\$167,67   |
| 80%  | R\$222,19   |
| 90%  | R\$310,04   |
| 100% | R\$987,09   |

End of Forecast

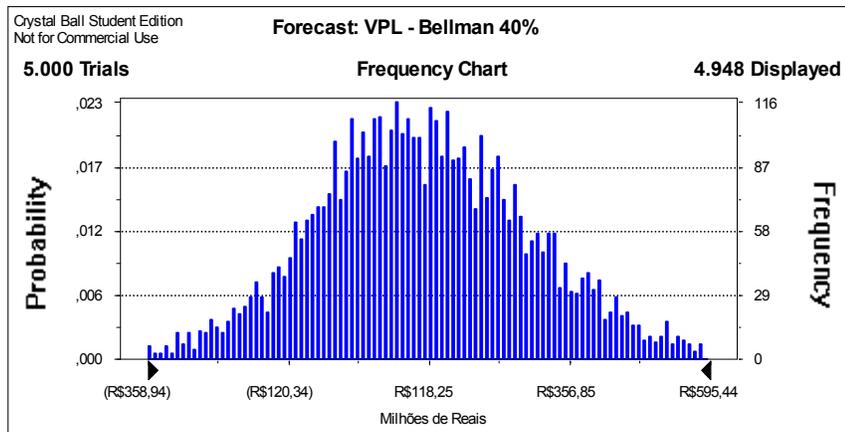
**Forecast: VPL - Bellman 40%**

Summary:

Display Range is from (R\$358,94) to R\$595,44 Milhões de Reais  
 Entire Range is from (R\$483,08) to R\$986,50 Milhões de Reais  
 After 5.000 Trials, the Std. Error of the Mean is R\$2,61

Statistics:

|                       |              |
|-----------------------|--------------|
|                       | <u>Value</u> |
| Trials                | 5000         |
| Mean                  | R\$113,09    |
| Median                | R\$103,52    |
| Mode                  | ---          |
| Standard Deviation    | R\$184,49    |
| Variance              | R\$34.036,02 |
| Skewness              | 0,23         |
| Kurtosis              | 3,17         |
| Coeff. of Variability | 1,63         |
| Range Minimum         | (R\$483,08)  |
| Range Maximum         | R\$986,50    |
| Range Width           | R\$1.469,58  |
| Mean Std. Error       | R\$2,61      |



**Forecast: VPL - Bellman 40% (cont'd)**

Percentiles:

| <u>Percentile</u> | <u>Milhões de Reais</u> |
|-------------------|-------------------------|
| 0%                | (R\$483,08)             |
| 10%               | (R\$111,72)             |
| 20%               | (R\$40,35)              |
| 30%               | R\$11,71                |
| 40%               | R\$58,42                |
| 50%               | R\$103,52               |
| 60%               | R\$152,02               |
| 70%               | R\$206,20               |
| 80%               | R\$264,52               |
| 90%               | R\$354,39               |
| 100%              | R\$986,50               |

End of Forecast

**Forecast: VPL - Bellman 60%**

Summary:

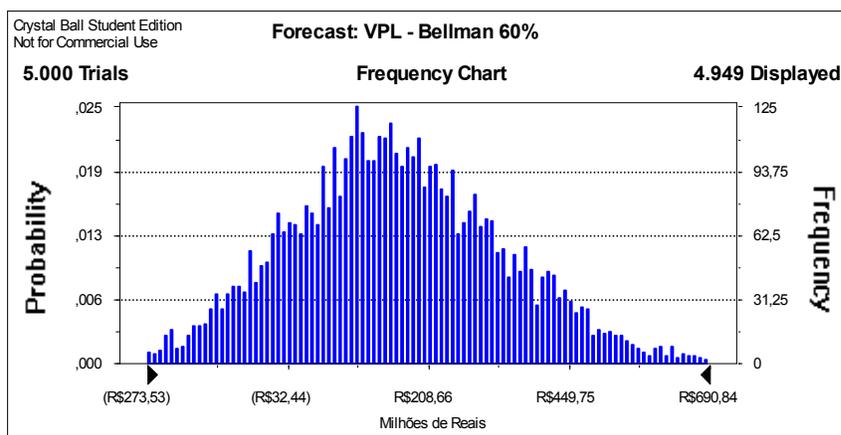
Display Range is from (R\$273,53) to R\$690,84 Milhões de Reais

Entire Range is from (R\$440,89) to R\$859,20 Milhões de Reais

After 5.000 Trials, the Std. Error of the Mean is R\$2,63

Statistics:

|                       | <u>Value</u> |
|-----------------------|--------------|
| Trials                | 5000         |
| Mean                  | R\$155,31    |
| Median                | R\$146,34    |
| Mode                  | ---          |
| Standard Deviation    | R\$186,27    |
| Variance              | R\$34.698,21 |
| Skewness              | 0,23         |
| Kurtosis              | 3,05         |
| Coeff. of Variability | 1,20         |
| Range Minimum         | (R\$440,89)  |
| Range Maximum         | R\$859,20    |
| Range Width           | R\$1.300,09  |
| Mean Std. Error       | R\$2,63      |



**Forecast: VPL - Bellman 60% (cont'd)**

Percentiles:

| <u>Percentile</u> | <u>Milhões de Reais</u> |
|-------------------|-------------------------|
| 0%                | (R\$440,89)             |
| 10%               | (R\$79,55)              |
| 20%               | (R\$2,53)               |
| 30%               | R\$55,78                |
| 40%               | R\$101,26               |
| 50%               | R\$146,34               |
| 60%               | R\$192,74               |
| 70%               | R\$245,42               |
| 80%               | R\$309,53               |
| 90%               | R\$403,32               |
| 100%              | R\$859,20               |

End of Forecast

**Forecast: VPL - Bellman 80%**

Summary:

Display Range is from (R\$284,44) to R\$664,20 Milhões de Reais

Entire Range is from (R\$369,56) to R\$1.153,01 Milhões de Reais

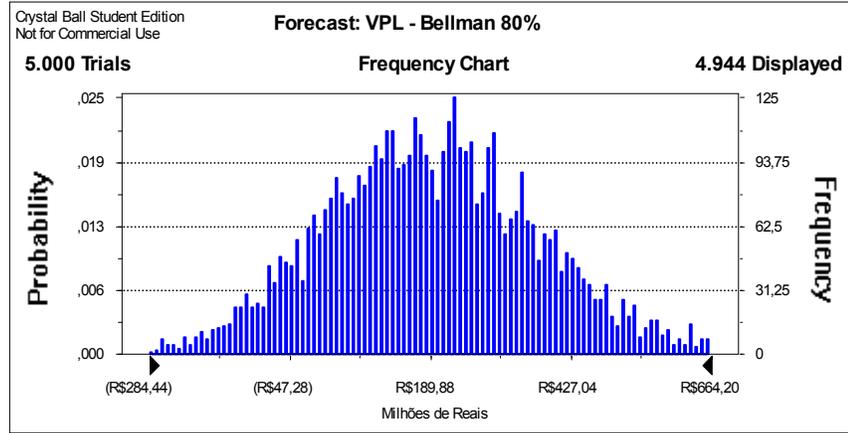
After 5.000 Trials, the Std. Error of the Mean is R\$2,61

Statistics:

|                       | <u>Value</u> |
|-----------------------|--------------|
| Trials                | 5000         |
| Mean                  | R\$195,50    |
| Median                | R\$188,60    |
| Mode                  | ---          |
| Standard Deviation    | R\$184,22    |
| Variance              | R\$33.936,20 |
| Skewness              | 0,22         |
| Kurtosis              | 3,15         |
| Coeff. of Variability | 0,94         |
| Range Minimum         | (R\$369,56)  |

Range Maximum  
 Range Width  
 Mean Std. Error

R\$1.153,01  
 R\$1.522,58  
 R\$2,61



**Forecast: VPL - Bellman 80% (cont'd)**

Percentiles:

| <u>Percentile</u> | <u>Milhões de Reais</u> |
|-------------------|-------------------------|
| 0%                | (R\$369,56)             |
| 10%               | (R\$36,13)              |
| 20%               | R\$37,65                |
| 30%               | R\$95,26                |
| 40%               | R\$142,39               |
| 50%               | R\$188,60               |
| 60%               | R\$236,16               |
| 70%               | R\$288,24               |
| 80%               | R\$347,88               |
| 90%               | R\$432,05               |
| 100%              | R\$1.153,01             |

End of Forecast

**Forecast: VPL - Bellman 100%**

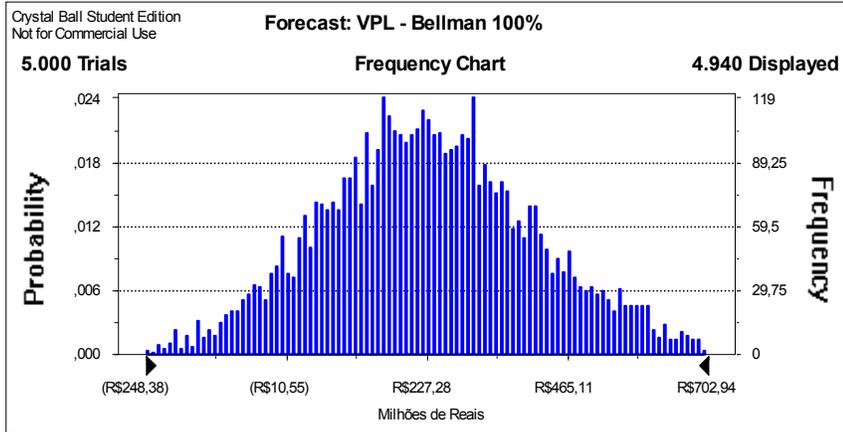
Summary:

Display Range is from (R\$248,38) to R\$702,94 Milhões de Reais  
 Entire Range is from (R\$352,40) to R\$1.059,20 Milhões de Reais  
 After 5.000 Trials, the Std. Error of the Mean is R\$2,63

Statistics:

|                    | <u>Value</u> |
|--------------------|--------------|
| Trials             | 5000         |
| Mean               | R\$233,27    |
| Median             | R\$226,59    |
| Mode               | ---          |
| Standard Deviation | R\$186,13    |
| Variance           | R\$34.643,55 |

|                       |             |
|-----------------------|-------------|
| Skewness              | 0,21        |
| Kurtosis              | 3,17        |
| Coeff. of Variability | 0,80        |
| Range Minimum         | (R\$352,40) |
| Range Maximum         | R\$1.059,20 |
| Range Width           | R\$1.411,60 |
| Mean Std. Error       | R\$2,63     |



**Forecast: VPL - Bellman 100% (cont'd)**

Percentiles:

| <u>Percentile</u> | <u>Milhões de Reais</u> |
|-------------------|-------------------------|
| 0%                | (R\$352,40)             |
| 10%               | (R\$0,96)               |
| 20%               | R\$77,42                |
| 30%               | R\$135,17               |
| 40%               | R\$181,18               |
| 50%               | R\$226,59               |
| 60%               | R\$273,21               |
| 70%               | R\$321,42               |
| 80%               | R\$385,65               |
| 90%               | R\$475,63               |
| 100%              | R\$1.059,20             |

End of Forecast

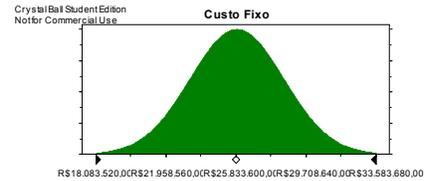
## Assumptions

### **Assumption: Custo Fixo**

Normal distribution with parameters:

Mean R\$25.833.600,00  
Standard Dev. R\$2.583.360,00

Selected range is from -Infinity to +Infinity

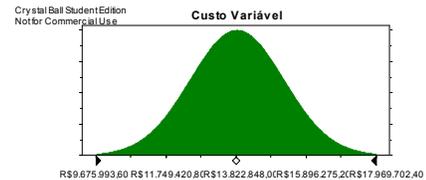


### **Assumption: Custo Variável**

Normal distribution with parameters:

Mean R\$13.822.848,00  
Standard Dev. R\$1.382.284,80

Selected range is from -Infinity to +Infinity



### **Assumption: Taxa de Desconto**

Normal distribution with parameters:

Mean 1%  
Standard Dev. 0%

Selected range is from -Infinity to +Infinity

