

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 712

**TEORIA DAS OPÇÕES REAIS: UMA ABORDAGEM  
PARA ANÁLISE DE INVESTIMENTO EM  
EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO**

**Karla Louise Fabrini**

DATA DA DEFESA: 11/11/2011

**Universidade Federal de Minas Gerais**

**Escola de Engenharia**

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**TEORIA DAS OPÇÕES REAIS: UMA ABORDAGEM PARA  
ANÁLISE DE INVESTIMENTO EM EXPANSÃO DO SISTEMA  
ELÉTRICO**

Karla Louise Fabrini

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Wadaed Uturbey da Costa

Belo Horizonte - MG

Novembro de 2011

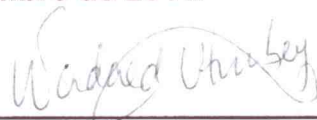
**"Teoria das Opções Reais: Uma Abordagem para Análise de Investimento em Expansão do Sistema Elétrico"**

**Karla Louise Fabrini**

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

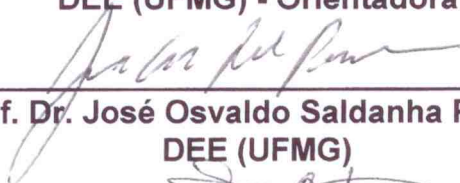
Aprovada em 11 de novembro de 2011.

Por:



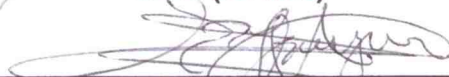
---

**Profa. Dra. Wadaed Uturbey da Costa  
DEE (UFMG) - Orientadora**



---

**Prof. Dr. José Osvaldo Saldanha Paulino  
DEE (UFMG)**



---

**Prof. Dr. Robert Aldo Iquiapaza  
FACE (UFMG)**

## Resumo

Este trabalho apresenta a aplicação da metodologia de Opções Reais à análise de investimentos na Expansão do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.

A proposta fundamental desta metodologia é incorporar à tradicional avaliação de investimentos as incertezas presentes no ambiente de tomada de decisão e as flexibilidades gerenciais associadas a um projeto de investimento.

O setor de distribuição no Brasil é fortemente regulado, de forma que a estimativa do fluxo de caixa de novos investimentos é impactada pelo procedimento de reajuste da tarifa de energia elétrica. O modelo desenvolvido neste trabalho permite valorar as oportunidades de investimento incorporando as sensibilidades associadas ao processo de revisão tarifária.

É importante ressaltar que uma das maiores dificuldades da aplicação das Opções Reais é a modelagem dos fatores de riscos decorrentes das incertezas. As fontes de incerteza modeladas neste trabalho são as associadas à evolução do mercado consumidor, à tarifa média de venda de energia, à taxa de retorno admitida pelo regulador e ao montante do investimento que é incorporado à base de remuneração. A simulação de Monte Carlo permite integrar os efeitos dessas incertezas na estimação da volatilidade do projeto.

A aplicabilidade da abordagem de Opções Reais é ilustrada no contexto de uma concessionária de distribuição de energia elétrica da Região Sudeste do Brasil.

# Abstract

This paper presents the application of the real options theory to the analysis of investments in the Expansion of Distribution System of Electric Power.

The fundamental proposal of this methodology is to incorporate to the traditional investment appraisal the uncertainties sources of the decision making environment and managerial flexibilities associated with an investment project.

The Brazilian Electrical Energy Distribution Sector is heavily regulated. Therefore, the estimated cash flow of new investments is strongly impacted by the electricity tariff revision process. The model developed in this work allows us to assess the investment opportunities by incorporating the effects associated with the tariff revision process.

It is observed that one of the main difficulties found in applying the real options theory is risk factors modeling, which arise from different uncertainties sources. The sources of uncertainty modeled in this work are those associated with the evolution of the consumer market, the average electricity tariff, the rate of return allowed by the regulator and the investment amount that is allowed to be included in the utility remuneration. The Monte Carlo simulation allows us to integrate the effects of these uncertainties in the estimation of project volatility.

The applicability of the real options approach is illustrated in the context of a utility power distribution in the Southeastern Region of Brazil.

# Agradecimentos

Agradeço a Deus, minha fonte de inspiração, sabedoria e persistência.

Meus agradecimentos à minha professora, Wadaed, pela orientação e incentivo.

Agradeço à minha mãe, Rosângela, pelo amor e dedicação.

Ao meu querido marido, Vlânio, pelo companheirismo e por compreender minha ausência.

À minha irmã, Karina, e ao meu afilhado, Davi, pelos momentos de descontração e alegria.

Aos meus amigos da CEMIG D, pelo apoio técnico e profissional.

Ao meu pai, Jarbas, e minha irmã, Katia, que já não estão mais entre nós, dedico esta minha vitória.

# LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Fluxo de Caixa e VPL do Projeto de Investimento .....	9
Figura 2.2: Opções Financeiras – Posição entre o preço corrente do ativo (S) e o preço de exercício (K) .....	15
Figura 3.1: Configuração do Sistema Elétrico .....	19
Figura 3.2: Diagrama das Instituições do Setor Elétrico.....	21
Figura 3.3: Tarifa de Energia = Parcela A + Parcela B.....	29
Figura 4.1: Relação entre o valor da opção real de compra e das variáveis das quais depende .....	39
Figura 4.2: Modelo Binomial.....	45
Figura 5.1: Etapas do Processo de Avaliação de Investimento aplicando Opções Reais .....	48
Figura 5.2: Custos x Benefícios advindos de investimentos no segmento de distribuição do setor elétrico brasileiro .....	49
Figura 5.3: Ganho em perdas decorrente de reforços em instalações existentes .....	50
Figura 5.4: Árvore Binomial .....	59
Figura 5.5: Abordagem Consolidada da Incerteza .....	61
Figura 6.1: Faixa de Incerteza dos valores projetados para a Demanda .....	74
Figura 6.2: Distribuição de probabilidade da taxa de crescimento da demanda .....	75
Figura 6.3: Distribuição de probabilidade da tarifa média de venda de energia da distribuição na microrregião .....	76
Figura 6.4: Distribuição de probabilidade da taxa de retorno regulatória da ANEEL.....	77
Figura 6.5: Distribuição de probabilidades discreta do investimento a ser remunerado .....	79
Figura 6.6: Distribuição de Probabilidades do Retorno do Projeto .....	80
Figura 6.7: Resultados estatísticos da distribuição do retorno do projeto .....	80
Figura 6.8: Sensibilidade do retorno do projeto em relação às variáveis de incerteza .....	81
Figura 6.9: Gráficos de dispersão entre as variáveis de incerteza e o Retorno .....	82
Figura 6.10: Árvore de Eventos.....	84
Figura 6.11: Árvore de Valores do Retorno do Projeto.....	84

Figura 6.12: Árvore de Decisão.....	84
Figura 6.13: Distribuição de probabilidade do VPL .....	87
Figura 6.14: Cenário 1 – Simulação de Monte Carlo.....	90
Figura 6.15: Cenário 2 – Simulação de Monte Carlo.....	90
Figura 6.16: Cenário 3 – Simulação de Monte Carlo.....	91
Figura 6.17: Cenário 4 – Simulação de Monte Carlo.....	91
Figura 6.18: Cenário 5 – Simulação de Monte Carlo.....	92
Figura 6.19: Cenário 6 – Simulação de Monte Carlo.....	92
Figura 6.20: Cenário 7 – Simulação de Monte Carlo.....	93
Figura 6.21: Cenário 8 – Simulação de Monte Carlo.....	93
Figura 6.22: Cenário 9 – Simulação de Monte Carlo.....	94
Figura 6.23: Cenário 10 – Simulação de Monte Carlo.....	94
Figura 6.24: Cenário 11– Simulação de Monte Carlo.....	95
Figura 6.25: Cenário 12 – Simulação de Monte Carlo.....	95
Figura 6.26: Cenário 13 – Simulação de Monte Carlo.....	96
Figura 6.27: Cenário 14 – Simulação de Monte Carlo.....	96
Figura 6.28: Cenário 15 – Simulação de Monte Carlo.....	97
Figura 6.29: Distribuição de Probabilidade do VPL para cada cenário simulado .....	99
Figura 6.30: Gráfico da relação entre as métricas de risco do VPL e a volatilidade do retorno do projeto .....	101
Figura 6.31: Distribuições de Probabilidade do VPL com a variação da Taxa de Crescimento da Demanda.....	104
Figura 6.32: Distribuições de Probabilidade do VPL com a variação da Tarifa de Venda de Energia.....	105

# LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Tributos Setoriais.....	24
Tabela 3.2: Encargos Setoriais .....	25
Tabela 4.1: Analogia entre Opções Financeiras e Opções Reais .....	42
Tabela 6.1: Total de Investimentos previstos para implantação do projeto .....	70
Tabela 6.2: Fluxo de Caixa do Projeto* .....	71
Tabela 6.3: Valores projetados para a demanda de energia na região em estudo ...	73
Tabela 6.4: Valores adotadas na curva <i>Custom</i> para modelagem do Investimento a ser remunerado .....	79
Tabela 6.5: Parâmetros utilizados para construção das árvores binomiais.....	83
Tabela 6.6: Resultados Obtidos pela análise via Opções Reais .....	86
Tabela 6.7: Análise de Risco – NPVaR e C-NPVaR .....	88
Tabela 6.8: Resumo da Análise de Sensibilidade .....	97
Tabela 6.9: Análise de risco do VPL – NPVaR e C-NPVaR .....	100
Tabela 6.10: Relação entre as métricas de risco do VPL e a Volatilidade do Retorno do Projeto .....	101
Tabela 6.11: Resultado da análise via TOR quando se consideram três cenários para a Taxa de Crescimento da Demanda.....	103
Tabela 6.12: Resultado da análise via TOR quando se consideram três cenários para a Tarifa de Venda de Energia .....	103
Tabela 6.13: Análise de Risco pela variação da Taxa de Crescimento da Demanda .....	105
Tabela 6.14: Análise de Risco pela variação da Tarifa de Venda de Energia .....	105

# ABREVIATURAS

AIS	Ativo Imobilizado em Serviço
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
C-NPVaR	Valor Presente Líquido em Risco Condicional, do inglês, <i>Conditional Net Present Value at Risk</i>
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FC	Fluxo de Caixa
FCF	Fluxo de Caixa Futuro
FDC	Fluxo de Caixa Descontado
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
IAS	Índice de Aproveitamento de Subestações
MME	Ministério de Minas e Energia
NPVaR	Valor Presente Líquido em Risco, do inglês, <i>Net Present Value at Risk</i>
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SE	Subestação
SMC	Simulação de Monte Carlo
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa de Mínima Atratividade
VOR	Valor da Opção Real
TOR	Teoria das Opções Reais
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	Custo Médio Ponderado de Capital, do inglês, <i>Weight Average Cost of Capital</i>

# Sumário

CAPÍTULO 1 .....	1
INTRODUÇÃO .....	1
1.1. Considerações Iniciais .....	1
1.2. Objetivos .....	2
1.3. Motivação.....	3
1.4. Estrutura do Trabalho.....	5
CAPÍTULO 2 .....	7
REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	7
2.1. Metodologia Tradicional de Análise de Investimento .....	8
2.2. Avaliação de Riscos Utilizando as Métricas NPVaR e C-NPVaR.....	12
2.3. Opções Financeiras .....	13
2.4. Considerações Finais.....	16
CAPÍTULO 3 .....	18
O AMBIENTE DE TOMADA DE DECISÃO .....	18
3.1. Estruturação do Setor Elétrico Brasileiro.....	18
3.2. Expansão do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.....	21
3.3. Composição da Tarifa de Energia Elétrica .....	23
3.4. Mecanismos de Correção Tarifária .....	26
3.4.1. Revisão Tarifária Periódica.....	27
3.5. Considerações Finais.....	35
CAPÍTULO 4 .....	37
TEORIA DAS OPÇÕES REAIS.....	37
4.1. Considerações Iniciais .....	37
4.2. Analogia entre Opções Financeiras e Opções Reais.....	41
4.2.1. O Modelo Black & Scholes .....	43

4.2.2. O Modelo Binomial .....	44
4.3. Considerações Finais .....	46
CAPÍTULO 5 .....	47
METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DE OPÇÕES REAIS.....	47
5.1. Análise Tradicional do Valor Presente Líquido do Projeto .....	48
5.1.1. Modelo de Fluxo de Caixa .....	49
5.2. A Árvore de Eventos .....	52
5.2.1. Movimento Browniano Geométrico.....	53
5.2.2. Modelagem da Variável de Incerteza .....	55
5.2.3. Discretização das Árvores Binomiais.....	58
5.2.4. Simulação de Monte Carlo.....	60
5.2.5. O Processo de Construção da Árvore de Eventos .....	62
5.3. A Árvore de Decisões.....	63
5.4. O Valor da Opção Real .....	66
5.5. Considerações Finais.....	66
CAPÍTULO 6 .....	67
RESULTADOS .....	67
6.1. Construção do Fluxo de Caixa .....	69
6.2. Construção das Árvores de Eventos e de Decisão .....	71
6.3. Cálculo do VOR.....	86
6.4. Análise de Risco do VPL.....	87
6.5. Análise de Sensibilidade .....	88
6.5.1. Métricas de Risco .....	98
6.5.2. Análise de Cenários.....	102
6.6. Considerações Finais.....	106
CAPÍTULO 7 .....	107
CONCLUSÃO.....	107

REFERÊNCIA .....	110
ANEXO I.....	114

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1. Considerações Iniciais

A Teoria das Opções Reais (TOR), baseada nas técnicas aplicadas no mercado financeiro para análise de investimentos, é uma metodologia que complementa a tradicional análise de investimentos, incorporando na projeção do fluxo de caixa futuro da empresa as incertezas e as flexibilidades gerenciais, de forma a proporcionar uma maior dimensão à análise de investimentos e auxiliar na tomada de decisão.

No setor de distribuição de energia elétrica, todo investimento na expansão do sistema elétrico é precedido de uma análise técnica e econômica para avaliar se o mesmo é tecnicamente viável e financeiramente prudente, quando ainda se está na fase de planejamento. A qualidade de ser financeiramente prudente é especialmente importante, pois determina que o órgão regulador permita a incorporação do investimento ao conjunto de ativos que formam a base de remuneração do capital da empresa, para formação da tarifa de energia da concessionária do serviço de distribuição (ANEEL, 2006).

As ações de investimento buscam o atendimento ao mercado de energia elétrica atual e futuro. Os investimentos para atendimento ao mercado atual decorrem da necessidade de melhoria da qualidade do serviço e do produto entregue pela concessionária, que são mensurados pelos indicadores de continuidade de fornecimento de energia, bem como pelos critérios de qualidade definidos pelo órgão regulador. Em contrapartida, a necessidade de realização de novos investimentos para atendimento ao mercado futuro é diagnosticada pela identificação de possíveis esgotamentos da capacidade do sistema, no horizonte em análise.

O paradigma tradicional na tomada de decisão, no que se refere a grandes investimentos, são os métodos de avaliação baseados no fluxo de caixa descontado do projeto de investimento, dentre os quais se destacam o método do Valor Presente Líquido (VPL) e o da Taxa Interna de Retorno (TIR) (LAPPONI, 2007; CASAROTTO & KOPITTKKE, 2010). Entretanto, estes são métodos estáticos que não consideram a flexibilidade gerencial disponível durante a vida do projeto e, em geral, subestimam toda oportunidade de investimento (COPELAND & ANTIKAROV, 2001).

Já a metodologia de opções reais adota como premissa que o investidor tem a opção de investir, mas não uma obrigação de fazê-lo, sendo que, de acordo com as incertezas do mercado, ele pode optar por expandir, adiar ou, até mesmo, abandonar um investimento. Dessa forma, a flexibilidade gerencial é levada em consideração, durante o processo de avaliação.

Este trabalho propõe a utilização da TOR para avaliação de projetos de investimento no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil. A aplicação desta metodologia, nas análises de investimentos na expansão do sistema de distribuição de energia elétrica, permitirá aos tomadores de decisão valorar as flexibilidades gerenciais presentes nos projetos de investimento, uma vez que esta ferramenta incorpora as incertezas e oportunidades inerentes aos projetos na avaliação dos investimentos.

## **1.2. Objetivos**

O objetivo geral deste trabalho é o estudo e aplicação da TOR no contexto do Sistema Elétrico Brasileiro. Especificamente, propõe-se a utilização da TOR na avaliação econômica de investimentos no contexto regulado do segmento de distribuição de energia elétrica.

Em particular, para atingir os objetivos gerais mencionados acima, estuda-se uma opção de diferimento de investimentos na expansão do sistema elétrico de uma concessionária de energia elétrica da Região Sudeste do Brasil. Para isto,

identificam-se as fontes de incerteza relevantes, que impactam o fluxo de caixa de uma distribuidora de energia; estuda-se a regulamentação do setor, avaliando como ela interfere no fluxo de caixa e como interage com a TOR e aborda-se a identificação e modelagem das flexibilidades disponíveis na tomada de decisão ao longo da vida do investimento.

Dentre as diversas fontes de incerteza existentes, objetiva-se considerar as associadas à evolução do mercado consumidor, à tarifa média de venda de energia à taxa de retorno admitida pelo regulador e ao montante de investimento a ser remunerado na Revisão Tarifária, pelo órgão regulador.

Destaca-se que, devido ao importante impacto que as fontes de incerteza associadas à regulação do setor introduzem na avaliação dos projetos de investimento, a modelagem desenvolvida neste trabalho deve considerar a incorporação dos efeitos da revisão tarifária nos fluxos de caixa da concessionária.

### **1.3. Motivação**

Segundo LAPPPONI (2007), o objetivo gerencial é maximizar a riqueza da empresa. Para isto, os administradores tomam decisões que maximizam a criação de valor para a empresa, através da detecção das oportunidades de investimento em ativos reais que forneçam maiores benefícios do que os custos envolvidos. Investimento é o ato de incorrer em gastos imediatos na expectativa de obter futuros benefícios. No cenário econômico atual, as empresas buscam rápida adaptação às mudanças, procurando investir em projetos que venham a criar opções, tornando-as, desta forma, mais flexíveis.

Deve-se observar que a tradicional análise econômica de investimentos utiliza os resultados econômicos previstos a partir de um fluxo de caixa que não é capaz de captar o valor da flexibilidade administrativa presente em muitos projetos. Neste contexto, a busca de métodos mais sofisticados de avaliação de investimentos capazes de lidar com as incertezas e as possíveis flexibilidades gerenciais, que

envolvem o mercado de energia elétrica e também os processos de expansão dos sistemas elétricos de distribuição, torna-se uma opção atraente para as empresas, possibilitando a estas, a incorporação de possíveis mudanças na direção do investimento.

Outro fator importante que se deve destacar é a necessidade da incorporação do risco no processo de avaliação de um investimento. Risco é decorrente da presença de fontes de incerteza no ambiente de tomada de decisão, que produzem variabilidade nos retornos futuros esperados para um projeto de investimento. Conhecer os tipos de riscos inerentes ao projeto e mensurá-los, ainda na fase de viabilidade do projeto, subsidia a empresa na tomada de decisão, evitando situações adversas no futuro, além de permitir identificar o grau de incerteza de um investimento. Desta forma, propicia-se a realização de investimentos prudentes.

Ressalta-se a importância de avaliar os impactos da Revisão Tarifária Periódica (RTP) no fluxo de caixa da distribuidora, por se tratar de um setor fortemente regulado. Sob este enfoque, o fluxo de caixa de um investimento deve ser analisado em dois momentos distintos: nos anos entre a realização do investimento e o ano da revisão tarifária, período no qual o ativo ainda não foi incorporado à base de remuneração da empresa. Nesse período, a receita proveniente deste ativo se refere somente à receita adicional obtida pelo investimento. Em um segundo momento, no ano subsequente ao ano da revisão tarifária, o ativo é inserido na base de remuneração e têm-se as receitas permitidas pelo regulador, além das receitas adicionais geradas pelo ativo em operação (ANEEL, 2006-b).

Para o desenvolvimento deste trabalho, opta-se por utilizar como ferramenta a Teoria das Opções Reais, por ser indicada para este tipo de avaliação, uma vez que considera as flexibilidades gerenciais que tendem a alterar o comportamento do projeto, à medida que as incertezas são reveladas. Além disso, esta ferramenta auxilia a tomada de decisão sobre o *timing* correto, o que as ferramentas tradicionais não permitem. Esta característica, no contexto de um setor regulado é de grande importância, visto que a distribuidora de energia está sujeita a penalizações caso um investimento não tenha sido realizado no momento adequado, fato que não caracteriza a prudência de um investimento (FABRINI & UTURBEY, 2011).

Segundo SANTOS & PAMPLONA (2005), as principais contribuições da TOR são, primeiramente, auxiliar a administração a estruturar a oportunidade de investimento pela definição das diferentes alternativas de investimento com suas incertezas subjacentes e opções inseridas; segundo, trabalhar a flexibilidade de um projeto mais facilmente do que o tradicional Fluxo de Caixa Descontado.

#### **1.4. Estrutura do Trabalho**

O texto está estruturado em sete capítulos.

O Capítulo 2 apresenta o referencial teórico do trabalho, descrevendo brevemente a metodologia tradicional de análise de investimentos, conceitos relacionados às métricas utilizadas para análise de risco do valor presente de um projeto e a teoria das opções financeiras, base da formulação da TOR, foco do estudo deste trabalho.

O Capítulo 3 trata do ambiente de tomada de decisão, descrevendo a estruturação do Setor Elétrico Brasileiro, a abordagem usualmente utilizada na expansão do sistema de distribuição de energia elétrica, a formação da tarifa de energia elétrica, além de apresentar os mecanismos de correção desta tarifa.

A base teórica das opções reais é apresentada no Capítulo 4. Neste capítulo é apresentada também a analogia entre as opções reais e opções financeiras, bem como metodologias de cálculo desta última.

No Capítulo 5 é desenvolvida a metodologia de avaliação de opções reais proposta neste trabalho. Neste item é apresentada a análise tradicional de investimento e o modelo do fluxo de caixa adotado, primeiro passo para aplicação da metodologia. Em seguida, é apresentado todo o processo utilizado na construção das árvores binomiais até a obtenção do valor da opção real.

Os resultados obtidos são mostrados e comentados no Capítulo 6, sendo os mesmos provenientes de uma análise de investimento, em um caso real, de

expansão do sistema de distribuição de energia elétrica de uma concessionária da região Sudeste do Brasil.

Finalmente, no Capítulo 7 são destacadas as conclusões obtidas no desenvolvimento do trabalho.

## **CAPÍTULO 2**

### **REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

A fim de auxiliar o leitor na compreensão dos conceitos e termos que serão utilizados ao longo desta dissertação, é apresentada, neste capítulo, uma breve descrição da metodologia tradicional de análise de investimento. Apresentam-se também conceitos relacionados às métricas utilizadas para análise de risco do Valor Presente Líquido (VPL) de um projeto de investimento, além da teoria de opções financeiras, que subsidia o referencial teórico da aplicação das opções reais, foco do estudo deste trabalho.

A análise econômica de investimentos é baseada na elaboração de um fluxo de caixa que reflita todas as entradas e saídas de recursos do caixa da empresa, ou seja, a realização de uma estimativa das receitas/benefícios e custos advindos de um novo projeto.

Aplicada ao mercado de energia elétrica, a análise econômica de investimentos utiliza os resultados financeiros previstos de um fluxo de caixa de investimentos e retornos relacionados ao atendimento de seu mercado consumidor, seja por disponibilização de capacidades adicionais, seja por melhoria na tensão de atendimento (MIRANDA, 2005).

A análise econômica via Opções Reais é uma nova metodologia de análise de investimentos que incorpora a flexibilidade gerencial, a incerteza e a aprendizagem, de modo a que as opções de adiamento, abandono, expansão, dentre outras, possam ser consideradas na prática da empresa. Esta metodologia não rejeita o modelo do fluxo de caixa descontado, apenas o complementa, ao somar ao VPL resultante o valor das oportunidades embutidas (MIRANDA, 2005).

## 2.1. Metodologia Tradicional de Análise de Investimento

“O objetivo da decisão de investimento ou do orçamento de capital é maximizar o valor da empresa. A decisão de alocação do capital em projetos de investimento é fundamental para o sucesso, pois os recursos da empresa são comprometidos por longo tempo na direção de seu futuro desejado e isso envolve um grande esforço de tempo e de gerenciamento. Cada projeto aprovado é um desembolso realizado pela empresa com a expectativa de obter benefícios futuros quantificados pela geração de um fluxo de retornos adequados, em geral, por um prazo maior do que um ano. A simples geração de lucro é uma condição necessária, mas não é suficiente, pois o lucro aceitável do projeto é o que agrega valor à empresa.” (LAPPONI, 2007, p.123).

A análise de investimentos exige a elaboração da estimativa de um fluxo de caixa que considere (MIRANDA, 2005):

- ✓ As despesas advindas de um novo investimento;
- ✓ As receitas incrementais geradas após a entrada efetiva de um ativo em operação.

Ainda de acordo com MIRANDA (2005), as etapas para a formação de um fluxo de caixa são:

- ✓ Identificação e quantificação dos benefícios trazidos pelo projeto;
- ✓ Determinação dos períodos em que, de fato, determinados benefícios resultam em receitas adicionais à empresa;
- ✓ Identificação dos movimentos tarifários existentes e seus impactos. No contexto atual do setor elétrico brasileiro, o movimento tarifário mais importante para a atividade de distribuição de energia elétrica é a Revisão Tarifária Periódica.

A análise econômica de um projeto de investimento sucede os estudos de planejamento que apontam as alternativas técnicas do projeto. Após a determinação das alternativas que atendem tecnicamente os requisitos do projeto, a decisão da

alternativa a ser escolhida deve considerar os aspectos econômicos de cada opção. A engenharia econômica fornece, através das métricas tradicionais de análise de investimento, critérios de decisão para a escolha entre as opções de investimento. São elas:

- ✓ Valor Presente Líquido (VPL);
- ✓ Taxa Interna de Retorno (TIR);
- ✓ Tempo de Retorno do Capital ou *Payback*.

Estas métricas são normalmente utilizadas de forma complementar e, não necessariamente, produzem os mesmos resultados de forma individual (LAPPONI, 2007).

Resumidamente, um projeto deve ser aceito quando o VPL é maior que zero e a TIR é maior que a Taxa de Mínima Atratividade (TMA), que é a taxa a partir da qual o investidor considera que está obtendo ganhos financeiros (CASAROTTO & KOPITTKKE, 2010).

Valor Presente Líquido (VPL): transferência para o instante presente de todas as variações de caixa esperadas à taxa mínima de atratividade. O VPL informa se o projeto de investimento aumentará o valor da empresa e seu resultado representa o lucro obtido pelo empreendedor. Quanto maior seu valor positivo, mais atrativa é a proposta de investimento (LAPPONI, 2007).

Segundo LAPPONI (2007, p. 132), “o VPL do projeto com prazo de análise “ $n$ ”, custo inicial “ $I$ ” na data zero, os retornos gerados  $FC_1, FC_2, FC_3, \dots, FC_n$  e a taxa requerida “ $k$ ” é obtido com a expressão” (2.1):

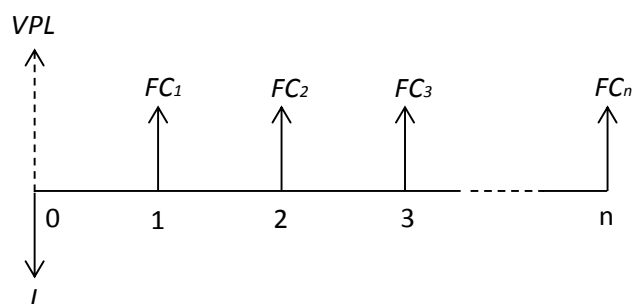


Figura 2.1: Fluxo de Caixa e VPL do Projeto de Investimento (LAPPONI, 2007)

$$VPL = -I + \frac{FC_1}{1+k} + \frac{FC_2}{(1+k)^2} + \frac{FC_3}{(1+k)^3} + \dots + \frac{FC_n}{(1+k)^n} = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} \quad (2.1)$$

Essa equação mostra que o *VPL* do projeto é o resultado da soma algébrica do investimento inicial “*I*”, e a soma dos presentes dos retornos, *PRetornos*, ambas parcelas na mesma data inicial (LAPPONI, 2007):

$$VPL = -I + PRetornos \quad (2.2)$$

Ainda de acordo com LAPPONI (2007, p. 133), “parte da parcela *PRetornos* inclui a recuperação do capital investido ou custo inicial e sua remuneração com a taxa requerida *k*. O *VPL* do projeto será positivo se a soma dos presentes dos retornos do projeto for maior do que o custo inicial *I*, caso contrário, o *VPL* será negativo. Para decidir se o projeto deve ser aceito, seu *VPL* é comparado com o valor de referência zero, de forma que:

- Se  $VPL > 0$ , o custo inicial será recuperado e remunerado com a taxa requerida *k* e o projeto criará valor para a empresa medido na data inicial pelo *VPL*. Logo, se o *VPL* for maior que zero o projeto deve ser aceito.
- Entretanto, se o  $VPL < 0$ , o custo inicial não será recuperado nem remunerado de forma completa com a taxa requerida *k*. Por conseguinte, o projeto deve ser rejeitado porque sua aceitação destruirá valor da empresa medido na data inicial pelo *VPL* negativo.
- O  $VPL = 0$  não foi incluído na condição de aceitação do projeto, pois esse resultado indica que o custo inicial será recuperado e remunerado na taxa requerida *k*, porém, não criará nem destruirá valor da empresa.”

Taxa Interna de Retorno (TIR): é a taxa para a qual o valor presente líquido do projeto é igual a zero, portanto, a *TIR* é obtida impondo na equação (2.1), a condição  $VPL = 0$  (LAPPONI, 2007; CASAROTTO & KOPITTKE, 2010).

De acordo com os critérios definidos em LAPPONI (2007, p. 176), “sendo a *TIR* a taxa de juro que zera o *VPL* do projeto, para qualquer taxa requerida *k* menor

que a *TIR* o *VPL* será positivo, e para qualquer taxa requerida  $k$  maior que a *TIR* o *VPL* será negativo. Dessa maneira, para decidir se o projeto deve ser aceito, a *TIR* do projeto é comparada com a referência da taxa requerida  $k$ , de forma que:

- Se  $TIR > k$ , o custo inicial será recuperado e remunerado com a taxa requerida  $k$  e o projeto criará valor não determinado. Logo, se a *TIR* for maior que  $k$  o projeto deve ser aceito.
- Se  $TIR < k$ , o custo inicial não será recuperado nem remunerado de forma completa com a taxa requerida  $k$ . Por conseguinte, o projeto deve ser rejeitado porque sua aceitação destruirá um valor não determinado da empresa.
- Se  $TIR = k$ , não foi incluída na condição de aceitação do projeto, pois esse resultado indica que o custo inicial será recuperado e remunerado com a *TIR*, porém não criará nem destruirá valor da empresa.”

Segundo CASAROTTO & KOPITTKKE (2010, p. 42), “uma das formas de se avaliar se um investimento é atrativo é confrontar a *TIR* com a *TMA*, sendo que, para  $TIR > TMA$  o investimento é atrativo.”

*Tempo de Retorno do Capital (Payback)*: consiste na determinação do número de períodos necessários para recuperar o capital investido, ou seja, o tempo necessário para que as receitas futuras igualem ao valor do investimento inicial, sendo que quanto menor este tempo, melhor é a alternativa de investimento (CASAROTTO & KOPITTKKE, 2010).

## 2.2. Avaliação de Riscos Utilizando as Métricas NPVaR e C-NPVaR

A modelagem financeira tradicional para a análise de investimentos, baseada nos conceitos de VPL, TIR e *Payback*, é determinística, ou seja, o fluxo de caixa descontado é construído com base em parâmetros fixos. Portanto, os critérios utilizados para a avaliação não incorporam a influência de alguns parâmetros que são, por natureza, de caráter estocástico. Na prática, estes parâmetros estão associados a incertezas, de forma que projetos de investimento com um mesmo VPL, avaliados pela análise convencional, podem apresentar riscos diferentes. A consideração dos riscos associados aos projetos de investimento é essencial, podendo direcionar a tomada de decisão para projetos com menor ou maior risco e rentabilidades correspondentes, de acordo com o perfil dos investidores. Ainda, pode proporcionar um melhor gerenciamento do fluxo de caixa nas empresas.

Como foi visto na seção anterior, o método do VPL estabelece que projetos com VPL positivos devem ser aceitos. No entanto, um projeto pode apresentar um VPL esperado, porém, a variabilidade do mesmo pode ser grande. Isto significa que pode existir uma probabilidade alta de se obter um valor de VPL menor que o valor esperado.

De acordo com UTURBEY e AGUILAR (2010), “o risco de investimentos em ativos reais pode ser definido a partir da variabilidade do VPL do projeto. O método de simulação de Monte Carlo pode ser utilizado para determinar a distribuição de probabilidades do VPL, pois permite incorporar a variabilidade das fontes de incerteza diretamente nos fluxos de caixa do projeto.”

Buscando incorporar a análise de riscos na avaliação do investimento, determina-se uma nova regra de aceitação para o projeto, que está associada às medidas de risco adotadas: NPVaR e C-NPVaR.

O Valor Presente Líquido em Risco (NPVaR) é uma estimativa do menor VPL potencial, a um dado nível de confiança. Pode ser determinado a partir da distribuição de probabilidades do VPL. De acordo com o nível de confiança  $(1-\alpha)$  adotado pelo investidor, o NPVaR é igual ao VPL com  $\alpha\%$  de probabilidade de obter VPLs menores que o NPVaR (YE & TIONG, 2000).

O Valor Presente Líquido em Risco Condicional (C-NPVaR) é o VPL esperado condicionado em valores de VPL menores que o NPVaR, isto é, a média dos VPLs menores que o NPVaR.

Observa-se que o NPVaR e o C-NPVaR podem ter valores bastante diferentes ou semelhantes, dependendo das características da distribuição na região dos VPL menores que o NPVaR. Ainda, o C-NPVaR sempre é menor que o NPVaR, sendo assim uma medida de risco mais conservadora (CARON *et al.*, 2007; TZIRALIS *et al.*, 2008; SCHULTZ & UTURBEY, 2011).

UTURBEY e AGUILAR (2010) afirmam que, “de acordo com a definição de NPVaR, um projeto é aceito com um nível de confiança  $(1-\alpha)$  se o seu NPVaR a esse nível de confiança é maior que zero. Entretanto, o C-NPVaR desse projeto poderia ser negativo, mostrando o grau de intensidade do valor extremo do VPL, e o projeto poderia ser não atrativo para o investidor. Na comparação de investimentos, os projetos com maiores NPVaR e C-NPVaR, ao mesmo nível de confiança, são preferidos. Finalmente, é importante enfatizar que o nível de confiança adotado para avaliar as métricas de risco depende, exclusivamente, das características de aversão ao risco do investidor, de forma que não podem ser definidas condições gerais de aceitação.”

### **2.3. Opções Financeiras**

No mercado financeiro, a terminologia “opção” é muito utilizada para expressar uma oportunidade de compra ou venda de um título (por exemplo, uma ação), a um determinado preço e limitado a um período de tempo (MONTEVECHI, 2010).

O titular de um contrato de opção possui o direito, e não a obrigação, de comprar ou vender esse título por um preço fixo e em uma data específica. Esse direito é adquirido após o pagamento de um valor, definido como prêmio da opção. O valor desse prêmio é bem inferior se comparado ao do próprio ativo subjacente, do qual a opção foi derivada.

Basicamente, existem dois tipos de opções:

- ✓ Opções de Compra (Call Options): concede ao titular o direito de adquirir uma ação a um preço determinado e período de tempo especificado.
- ✓ Opções de Venda (Put Options): concede ao titular o direito de vender uma ação a um preço determinado e período de tempo especificado.

Segundo PORTUGAL (2007), o valor de uma opção, ou melhor, o prêmio desembolsado para adquiri-la, é determinado com base em um conjunto de variáveis, as quais podem ser resumidas como segue:

- Valor corrente do ativo subjacente ( $S_0$ ): representa o valor de mercado de um determinado ativo. As opções são ativos financeiros cujos valores estão associados a esse ativo, e, assim, sua precificação deriva do valor desse ativo;
- Preço de exercício ou *Strike* ( $K$ ): preço do título sobre o qual o titular possui o direito de negociar o ativo, ou seja, comprá-lo ou vendê-lo;
- Prazo de exercício da opção (prazo de expiração) ou *Maturity* ( $T$ ): prazo de maturidade da opção, ou seja, intervalo de tempo compreendido entre as datas de sua aquisição e de seu exercício;
- Prêmio pela opção ( $C$ ): é o prêmio que se paga para ter o direito da opção.
- Volatilidade do valor do ativo subjacente ( $\sigma$ ): oscilações no valor do ativo subjacente ao longo do tempo associadas a cenários de incertezas;
- Taxa livre de risco ( $r_f$ ): taxa de retorno que pode ser obtida sem que o investidor assuma riscos; e
- Dividendos ( $\delta$ ): valor distribuído aos titulares de ações a título de reembolso do investimento realizado.

A diferença entre o valor corrente do ativo subjacente e o preço de exercício é denominada valor intrínseco da opção.

Ainda de acordo com PORTUGAL (2007, p. 32) “o exercício da opção pode ser entendido como a operação pela qual o titular de uma opção de compra exerce seu direito de comprar o ativo subjacente ao preço de exercício, ou pela qual o titular de uma opção de venda exerce o seu direito de vender esse ativo, também ao preço de exercício. Uma opção de compra será exercida somente se o preço de exercício

for inferior ao valor corrente do ativo subjacente, enquanto que, para uma opção de venda, o raciocínio é o inverso.”

Para analisar se uma opção financeira deve ou não ser exercida, verifica-se a posição do preço corrente do ativo (S) e o preço de exercício (K). A opção será exercida de acordo com as condições do ativo objeto na data de exercício da opção, ou seja, seu valor de mercado na data de expiração:

- *At the money*, se  $S - C = K$ , indica que não foi agregado valor ao investidor;
- *In the money*, se  $S - C > K$ , indica valor positivo para o investidor;
- *Out of the money*, se  $S - C < K$ , indica valor negativo para o investidor.

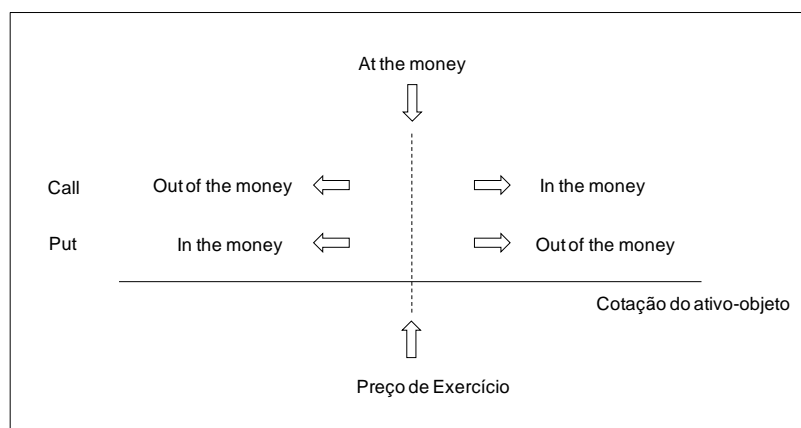


Figura 2.2: Opções Financeiras – Posição entre o preço corrente do ativo (S) e o preço de exercício (K)

Fonte: LAPPONI (2003, p. 320)

Na avaliação de uma opção financeira, devem-se considerar as seguintes características gerais:

- A opção é exercida se é “*in the money*”. Caso contrário, deixa-se a opção expirar, ficando a perda limitada ao prêmio pago pela opção;
- Quanto maior a diferença entre **K** e **S** do ativo objeto, menor **C**, porque existe menor chance da opção ser exercida;
- Quanto mais próximo de **T**, se a opção está “*out of money*”, menor o preço;
- Quanto mais longe de **T**, maior **C**, porque haverá mais chance de se alcançar **S** e os custos de carregamento;
- Call e Put movem em diferentes direções;

- Para uma *Call Option*, seu valor aumenta quando o preço da ação aumenta. Já para a *Put Option*, seu valor aumenta quando o preço da ação diminui.

As opções de compra e de venda são classificadas em função do momento em que podem ser exercidas. Uma opção americana é aquela que permite a seus titulares o exercício antes do término do prazo de exercício, ou seja, pode ser exercida a qualquer momento até a data de vencimento, enquanto que a opção europeia reserva a seus titulares o direito de exercício apenas na data de expiração da opção.

De acordo com LAPPONI (2003), na data e no preço de exercício:

- ✓ O titular de uma opção tem o direito, mas não a obrigação de:
  - Comprar do lançador um ativo-objeto se for uma “*call*”;
  - Vender ao lançador um ativo-objeto se for uma “*put*”.
- ✓ O lançador de uma opção tem a obrigação de:
  - Vender ao titular um ativo-objeto se for uma “*call*”;
  - Comprar do titular um ativo-objeto se for uma “*put*”.

O lançador de uma opção é o responsável pela emissão do contrato, pois ele é o proprietário do ativo-objeto. Já o titular de uma opção de “*call*” / “*put*” tem o direito, mas não a obrigação de comprar / vender o ativo-objeto.

## 2.4. Considerações Finais

Este capítulo apresentou, inicialmente, a metodologia tradicional de análise de investimento, que é o primeiro passo para o desenvolvimento da avaliação de investimentos utilizando a abordagem das opções reais. Por se tratar de uma análise estática, na qual os parâmetros envolvidos no fluxo de caixa são fixos, a avaliação tradicional de um investimento não captura os riscos e as incertezas presentes no projeto em análise. Uma forma de avaliar os riscos de um projeto é utilizando as métricas de risco associadas à distribuição de probabilidade do VPL. Neste capítulo

foram apresentadas as métricas NPVaR e C-NPVaR, como alternativa complementar de avaliar a viabilidade de um projeto.

Foram apresentados também os principais conceitos relacionados à teoria das opções financeiras, por se tratar do referencial teórico da abordagem das opções reais.

No capítulo seguinte, será apresentado o ambiente de tomada de decisão para o qual será aplicada a metodologia deste trabalho.

## **CAPÍTULO 3**

### **O AMBIENTE DE TOMADA DE DECISÃO**

A aplicabilidade do trabalho está direcionada ao setor de Energia Elétrica. Desta forma, para elucidar o entendimento do leitor quanto à análise de investimento em expansão do sistema elétrico, torna-se importante fazer uma abordagem sobre a estruturação do setor elétrico, a expansão do sistema de distribuição, bem como conhecer o mecanismo de faturamento de energia, através do entendimento de conceitos relacionados à composição da tarifa de energia elétrica, seu reajuste tarifário e o modelo de fluxo de caixa aplicado ao setor.

#### **3.1. Estruturação do Setor Elétrico Brasileiro**

O sistema elétrico do país é composto pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), uma grande rede de transmissão que permite o trânsito de energia elétrica por regiões do Brasil e pelos sistemas isolados, que representam 2,3% do total (ANEEL, 2008-a).

Os principais agentes do setor elétrico são as centrais geradoras, responsáveis pela geração e transmissão de energia elétrica até os centros consumidores, as distribuidoras que levam a energia até o consumidor final e as comercializadoras de energia elétrica, que possuem o direito de comprar e vender energia aos consumidores livres, cuja demanda está acima de 3MW.

A Figura 3.1 ilustra a configuração do Sistema Elétrico (ANEEL, [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)).

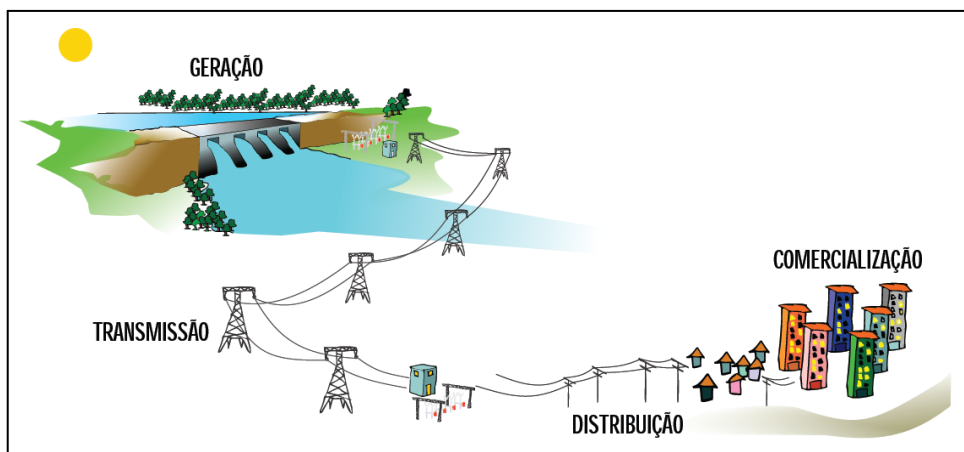


Figura 3.1: Configuração do Sistema Elétrico  
 Fonte: Cartilha “Por dentro da conta de luz” – ANEEL – <http://www.aneel.gov.br>

Na última década, o Setor Elétrico Brasileiro sofreu diversas alterações até chegar ao modelo vigente. Em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Um dos resultados apontados pelo projeto foi a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las em empresas associadas aos segmentos de geração e transmissão por um lado e distribuição por outro, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização, e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais, sob regulação do Estado. Até então, a indústria apresentava uma estrutura vertical, na qual uma empresa de energia elétrica atuava, ou podia atuar, em todos os segmentos da atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização, ou seja, era responsável desde a geração da energia elétrica até a entrega do produto ao consumidor final.

Ainda neste projeto, foi identificada a necessidade de criação de um órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável por regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de um operador para o sistema elétrico nacional, nomeado Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com atribuições de operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, além de administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil. Identificou-se também a necessidade de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

Concluído em agosto de 1998, o projeto definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no Setor Elétrico Brasileiro.

Após a grave crise de abastecimento de energia elétrica sofrida pelo setor, em 2001, resultando no racionamento de energia elétrica, questionou-se o rumo do setor elétrico. Com o objetivo de readaptar o modelo até então vigente, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de novas propostas de alterações no setor elétrico brasileiro.

Durante os anos de 2003 e 2004, foi lançado pelo Governo Federal as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização da Energia Elétrica, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, além de dar outras providências.

Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma instituição responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia elétrica no sistema interligado, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia, e Consumidores Livres.

A Figura 3.2 apresenta o diagrama institucional do setor (CCEE, [www.ccee.or.br](http://www.ccee.or.br)).

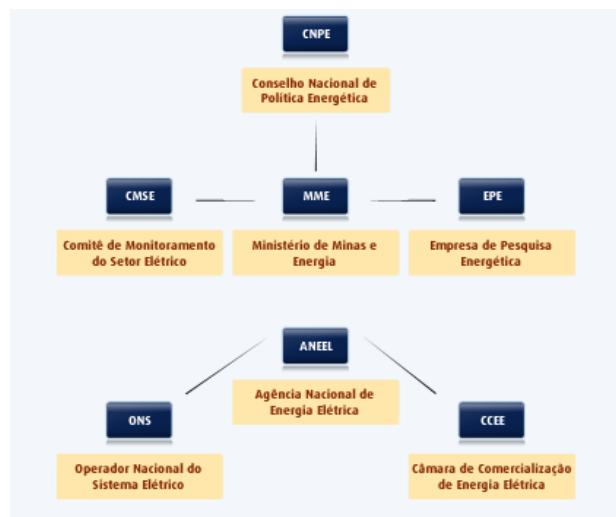


Figura 3.2: Diagrama das Instituições do Setor Elétrico  
Fonte: [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)

### 3.2. Expansão do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

A necessidade de expansão do sistema de distribuição de uma concessionária de energia elétrica se justifica por duas características principais:

- A garantia de atendimento da demanda requerida pelo mercado consumidor em sua área de concessão;
- O fornecimento de um produto com qualidade, segundo as exigências do órgão regulador.

Os contratos de concessão firmados entre as concessionárias de energia elétrica e a ANEEL estabelecem regras quanto aos serviços prestados pela empresa detentora da concessão, como tarifação da energia, regularidade e continuidade no atendimento aos consumidores, qualidade e segurança dos serviços prestados em sua área de concessão. Define também penalidades quando as exigências estabelecidas pela ANEEL, relacionadas à qualidade e continuidade do serviço, não forem atendidas.

Para garantir os critérios definidos no contrato de concessão de energia, a distribuidora deve manter seu sistema apto a fornecer a demanda de energia

solicitada pelo seu mercado, bem como, respeitar os níveis de qualidade da energia estabelecidos neste contrato.

Desta forma, o crescimento de seu mercado consumidor deve ser acompanhado de maneira a observar se o sistema projetado em determinada região atende os níveis de qualidade bem como de demanda solicitada.

A necessidade de expansão do sistema de distribuição é diagnosticada pelo engenheiro de planejamento, responsável por propor soluções técnicas para ampliação da capacidade do sistema.

O sistema de distribuição é composto por subestações, linhas e redes de distribuição responsáveis por conduzir a energia elétrica dos centros consumidores até o consumidor final. A capacidade deste sistema é dimensionada de acordo com as necessidades da região atendida.

De modo geral, o aumento da capacidade do sistema de distribuição é atingido pela ampliação de uma subestação existente ou construção de uma nova subestação e pela recapacitação de linhas de distribuição existentes ou construção de novas linhas e redes de distribuição.

Detectada a necessidade de expansão do sistema, o setor de planejamento avalia as possíveis alternativas técnicas, além de analisar a viabilidade econômico-financeira de cada alternativa do empreendimento. A alternativa que apresentar a maior atratividade para a empresa é escolhida para ser implementada.

Além da garantia do fornecimento dos níveis de energia demandados pelo seu mercado consumidor, a concessionária deve estar atenta também aos níveis de qualidade da energia elétrica.

A qualidade da energia elétrica pode ser avaliada sob dois aspectos distintos: a qualidade do produto, que caracteriza os fenômenos e estabelece os valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão, e a qualidade do serviço que se refere basicamente à apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento (ANEEL, 2008-c).

Para cada indicador são definidas metodologias de cálculo, bem como estabelecidas metas a serem cumpridas pelas concessionárias. O desempenho de cada distribuidora é avaliado pela ANEEL, através da apuração destes indicadores, sendo que, caso as exigências deste órgão regulador não sejam cumpridas, a concessionária pode ser penalizada, por exemplo, com o pagamento de multas pelo descumprimento de uma meta estabelecida.

No que se refere à qualidade do produto, pode-se citar como exemplos de características que medem a qualidade da energia, as distorções harmônicas, a flutuação de tensão, o desequilíbrio de tensão, dentre outros.

Em relação à qualidade do serviço prestado e desempenho do sistema elétrico, os indicadores que avaliam a continuidade do fornecimento de energia são duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC), frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC), duração de interrupção individual por unidade consumidora (DIC), frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC) e, por último, duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora (DMIC) (ANEEL, 2008-c).

### **3.3. Composição da Tarifa de Energia Elétrica**

Um dos grandes desafios da ANEEL é definir uma tarifa de energia que seja justa para o consumidor e que ao mesmo tempo assegure o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária (ANEEL, 2006-b; ANEEL, 2008-a).

Adicionalmente aos custos com a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, nas tarifas de energia são cobrados encargos e tributos definidos por lei.

Os tributos são pagamentos compulsórios devidos ao poder público, a partir de determinação legal, e que asseguram recursos para que o Governo desenvolva suas atividades.

Os tributos aplicáveis ao setor elétrico são agrupados em três grupos: federais, estaduais e municipais, conforme Tabela 3.1 (ANEEL, 2008-a).

Tabela 3.1: Tributos Setoriais

<b>Tributos</b>	<b>Finalidade</b>
<b>Tributos Federais</b>	
Programas de Integração Social (PIS)	Cobrados pela União para manter programas voltados ao trabalhador e para atender a programas sociais do Governo Federal. Alíquota de 1,65% do faturamento bruto.
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS)	Cobrados pela União para manter programas voltados ao trabalhador e para atender a programas sociais do Governo Federal. Alíquota de 7,60% do faturamento bruto.
<b>Tributos Estaduais</b>	
Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)	Este imposto incide sobre as operações relativas à circulação de mercadorias e serviços e é de competência dos governos estaduais e do Distrito Federal.
<b>Tributos Municipais</b>	
Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP)	É atribuída ao Poder Público Municipal toda e qualquer responsabilidade pelos serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública. Neste caso, a concessionária apenas arrecada a taxa de iluminação pública para o município.

Fonte: Cartilha “Por dentro da conta de luz” – ANEEL – <http://www.aneel.gov.br>

Os encargos são contribuições, definidas em leis aprovados pelo Congresso Nacional, utilizadas para fins específicos (ANEEL, 2008-a).

A Tabela 3.2 apresenta os principais encargos que incidem na tarifa de energia.

Tabela 3.2: Encargos Setoriais

Encargo	Finalidade
Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)	Valores fixados pela ANEEL para custear a compra de combustível fóssil para geração de energia a partir de fonte termoeétrica, que é necessária nas regiões do País fora do atendimento do sistema interligado nacional, como a região Norte, chamados sistemas isolados. Esse custo é rateado por todos os consumidores do Brasil em função de seu mercado e podem variar de acordo com a necessidade do despacho das térmicas.
Reserva Global de Reversão (RGR)	É uma parcela cujo valor é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao uso eficiente da energia elétrica e combate ao desperdício. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária, limitado a 3% de sua receita anual.
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	É estabelecida pela ANEEL e tem a finalidade de cobrir o custeio de suas atividades. Este encargo é fixado anualmente e pago mensalmente pelas concessionárias.
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	Propiciar o desenvolvimento energético a partir das fontes alternativas, promover a universalização do serviço de energia e subsidiar as tarifas da subclasse residencial (baixa renda).
Encargos de Serviços do Sistema (ESS)	Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do Sistema Elétrico Interligado Nacional.
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)	Tem por objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica do País, tais como: energia eólica, biomassa e PCH.
Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais. As concessionárias são obrigadas a aplicar anualmente 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programa de eficiência energética no uso final.
Taxa de Custeio do Operador Nacional do Sistema (ONS)	O ONS tem por missão coordenar e controlar a operação do sistema elétrico interligado, bem como administrar e coordenar a prestação dos serviços de geração e transmissão de energia elétrica. Submete anualmente à aprovação da ANEEL seu orçamento e os valores das contribuições mensais de seus associados.
Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos (CFURH)	Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica
Royalties de Itaipu	Pagar a energia gerada de acordo com o Tratado Brasil / Paraguai

Fonte: Cartilha “Por dentro da conta de luz” – ANEEL – <http://www.aneel.gov.br>

A tarifa de energia elétrica deve ter o valor necessário para garantir o fornecimento de energia, assegurar aos prestadores de serviços os ganhos suficientes para cobrir os custos operacionais eficientes, remunerar adequadamente os investimentos necessários para a expansão da capacidade e garantir a boa qualidade de atendimento.

### **3.4. Mecanismos de Correção Tarifária**

O reajuste e as revisões são mecanismos pelos quais as tarifas de energia elétrica podem ser alteradas. Estão previstos nos contratos de concessão, assinado entre a concessionária de energia elétrica e a União (Poder Concedente), e permitem a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias. Neste contrato estão fixadas as regras para prestação do serviço de distribuição de energia elétrica e previstos três mecanismos de correção da tarifa: Revisão Tarifária Periódica, Reajuste Tarifário Anual e Revisão Tarifária Extraordinária. Eles possuem procedimentos, critérios e periodicidade bem diversos.

**Revisão Tarifária Periódica:** Permite um reposicionamento da tarifa após completa análise dos custos eficientes e remuneração dos investimentos prudentes. Dependendo do contrato de concessão, ocorre a cada quatro ou cinco anos, quando é verificado o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária. Este processo contempla os custos não-gerenciáveis (como a compra de energia e encargos), os custos operacionais (através da empresa de referência, cujo conceito é apresentado mais a frente) e a remuneração/reintegração do capital investido.

**Reajuste Tarifário Anual:** Ocorre a cada ano, no mês de abril, exceto quando no ano em questão houver revisão tarifária periódica. Esse processo tem o objetivo de repassar integralmente os custos não-gerenciáveis e corrigir monetariamente os custos gerenciáveis, que foram estabelecidos na revisão tarifária. Sua função é repartir com o consumidor os ganhos de produtividade da concessionária, decorrentes do crescimento do número de unidades consumidoras e do aumento do consumo do mercado existente, o que contribui para a modicidade tarifária.

**Revisão Tarifária Extraordinária:** Não existe periodicidade prevista, pois sua característica é exatamente a de ser um instrumento para repor grave desequilíbrio econômico-financeiro a qualquer momento.

Segundo ANEEL (2008-a), estes mecanismos são aplicados para:

- Permitir que a tarifa de energia seja justa aos consumidores;
- Definir uma tarifa suficiente para cobrir custos do serviço com nível de qualidade estabelecido pela ANEEL;
- Remunerar os investimentos reconhecidos como prudentes;
- Estimular o aumento da eficiência e da qualidade dos serviços prestados pela concessionária;
- Garantir atendimento abrangente ao mercado sem distinção geográfica ou de renda.

### **3.4.1. Revisão Tarifária Periódica**

A revisão tarifária periódica compreende o reposicionamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica e a determinação do Fator X, que é o instrumento regulatório de estímulo à eficiência e à modicidade tarifária (ANEEL, 2006-b).

O objetivo principal da regulação econômica é reproduzir, no desempenho da empresa monopolista regulada, os efeitos da pressão da concorrência observada em mercados competitivos (ANEEL, 2008-b). De forma consistente com esse objetivo, o atual modelo de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica consagrou um regime tarifário denominado regime de preços máximos (*price-cap*), pelo qual os serviços são regulados pelo preço, segundo regras econômicas cuja finalidade precípua é a eficiência na prestação do serviço e a modicidade tarifária, com vantagens para os usuários do serviço. Dessa forma, a revisão tarifária periódica constitui o instrumento regulatório do novo regime econômico e financeiro mediante o qual se assegura que os ganhos de eficiência empresarial se traduzam em modicidade tarifária.

Ainda em ANEEL (2008-b), “no momento da revisão tarifária são estabelecidas novas tarifas com base em custos eficientes, de forma que os consumidores sejam beneficiados pelas reduções de custos e pela maior eficiência que a concessionária teve a oportunidade de obter no período anterior.”

As empresas de distribuição de energia elétrica fornecem energia elétrica aos seus consumidores, com base em obrigações e direitos estabelecidos em um Contrato de Concessão, celebrado com a União, para a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica na sua área de concessão. Segundo o Contrato de Concessão, a receita requerida da concessionária de distribuição, chamada “receita do serviço de distribuição”, possui duas parcelas, que se referem a dois grandes conjuntos de repasse de custos:

$$\textit{Receita Requerida} = PA + PB$$

- Parcela A: custos não-gerenciáveis que são apenas repassados para a tarifa de energia e independem da gestão da empresa distribuidora. São custos cujo montante e variação escapam à vontade ou influência da concessionária, como a energia elétrica adquirida para atendimentos aos clientes, os custos de transmissão e os encargos setoriais;
- Parcela B: custos gerenciáveis, ou seja, administrados pela própria distribuidora. Fazem parte dessa parcela as despesas com pessoal, materiais e serviços de terceiros, de operação e manutenção, a cota de depreciação e a remuneração dos investimentos.

De acordo com ANEEL (2007), os custos não gerenciáveis são aqueles relativos aos serviços de geração e transmissão de energia contratados pela distribuidora e ao pagamento de obrigações setoriais. Esta parcela corresponde, aproximadamente, a 75% da receita das concessionárias.

Os custos gerenciáveis, por sua vez, decorrem dos serviços prestados diretamente pelas concessionárias, como distribuição de energia, manutenção da rede, cobrança das contas, centrais de atendimento e remuneração dos investimentos. Corresponde a cerca de 25% da receita da distribuidora. Para o cálculo dessa parcela, aplica-se o conceito de Empresa de Referência, que é uma

empresa modelo com custos operacionais eficientes e definem-se os investimentos prudentes, limitados aos calculados pela ANEEL (ANEEL, 2007).

A Figura 3.3 apresenta a composição da receita de uma distribuidora.

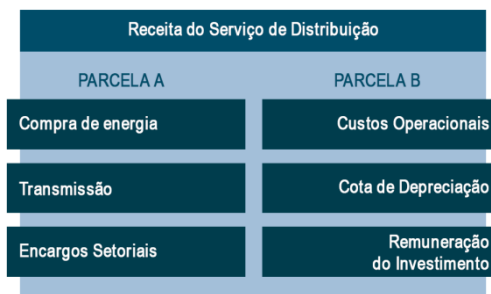


Figura 3.3: Tarifa de Energia = Parcela A + Parcela B  
Fonte: Cartilha “Por dentro da conta de luz” – ANEEL – <http://www.aneel.gov.br>

O processo de revisão tarifária<sup>1</sup> é realizado em duas etapas. Na primeira etapa, denominada reposicionamento tarifário, são estabelecidas tarifas compatíveis com a cobertura dos custos operacionais eficientes – para um dado nível de qualidade do serviço – e com uma remuneração justa e adequada sobre investimentos realizados com prudência, que são investimentos estritamente necessários à prestação dos serviços. A segunda etapa consiste no estabelecimento de metas de produtividade para o período tarifário subsequente, através do Fator X (ANEEL, 2008-b).

### **Reposicionamento Tarifário**

O reposicionamento tarifário estabelece o nível de custos operacionais eficientes e uma justa remuneração do capital, a serem cobertos pelas tarifas. Pelo reposicionamento, parte ou todo o ganho de eficiência auferido, no período revisório anterior, é transferido para o consumidor por meio da redução das tarifas.

A determinação dos custos operacionais eficientes constitui, efetivamente, um dos grandes desafios da revisão tarifária. Eles devem estar em consonância com o conceito de Empresa de Referência.

<sup>1</sup> O atual modelo de revisão tarifária está em fase de mudanças, conforme propostas da audiência pública 040/2010. Portanto, para o próximo ciclo, está prevista uma nova metodologia para a revisão tarifária, na qual se espera como medida mais significativa, uma maior eficiência das concessionárias.

A Empresa de Referência é uma distribuidora virtual na qual se simula a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica nas mesmas condições que opera uma distribuidora real. Para um dado nível de qualidade exigido pelo regulador, a empresa de referência é orientada para a utilização eficiente dos recursos, estabelecendo assim um padrão de desempenho (*benchmark*) a ser perseguido pela empresa real. Esta estratégia segue as linhas gerais da regulação por comparação, pois emula a competição entre uma distribuidora real e a respectiva empresa de referência (ANEEL, 2007).

A cada ciclo de revisão tarifária é definido um nível de custos operacionais eficientes, com o propósito de estimular as empresas a uma maior eficiência em sua gestão. Assim, coerente com o regime de regulação por incentivos, é assegurado como bônus, às distribuidoras, a diferença entre os custos definidos na revisão tarifária e os que efetivamente pudessem ser alcançados durante o período tarifário subsequente (ANEEL, 2006-a; ARAÚJO & OLIVEIRA, 2005).

No que diz respeito à remuneração sobre o capital investido a ser incluída nas tarifas, há que se considerar a necessidade de preservar a atratividade de investimentos para o setor, o que significa que a remuneração deve corresponder exclusivamente ao custo de oportunidade do capital do investidor. O cálculo da remuneração requer que se defina o valor do investimento a ser remunerado (ou base de remuneração) e a taxa de retorno adequada a ser aplicada sobre esse valor. Em relação ao valor do investimento, considera apenas o valor dos ativos das concessionárias que estejam efetivamente prestando serviços ao consumidor, nos termos da Resolução ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006. Considerando, ainda, que as empresas podem financiar suas atividades com capital próprio e capital de terceiros e que o custo de cada alternativa de financiamento é diferente, há que se definir a participação desses capitais no financiamento das atividades da concessionária (ANEEL, 2008-b).

### **O Fator X**

Uma vez que as tarifas tenham sido reposicionadas, são então estimados os ganhos de produtividade para o período tarifário subsequente, Fator X.

O Fator X é um índice fixado pela ANEEL na época da revisão tarifária, que incide apenas sobre os custos gerenciáveis (Parcela B). Constitui um mecanismo que permite compartilhar com o consumidor os ganhos de produtividade estimados da concessionária (ANEEL, 2008-b).

Na distribuição de energia elétrica, os ganhos de produtividade decorrem, principalmente, do crescimento do mercado atendido pela concessionária, tanto pelo maior consumo das unidades consumidoras existentes como pela ligação de novas unidades. Em função da presença de economias de escala, a expansão do mercado é atendida com custos incrementais decrescentes, resultando em um ganho de produtividade para a distribuidora que não decorre de uma gestão mais eficiente da empresa e que, portanto, deve ser repassado para os consumidores, com a finalidade de promover a modicidade tarifária (ANEEL, 2008-b).

O repasse dos ganhos de produtividade para os consumidores se dá por meio da aplicação do Fator X nos cálculos da revisão tarifária periódica. O Fator X funciona, na maioria das vezes, como um redutor dos índices de reajustes das tarifas cobradas aos consumidores. O Fator X é composto das parcelas  $X_a$  e  $X_e$  e é estabelecido de acordo com a fórmula a seguir (ANEEL, 2008-b):

$$\text{Fator } X = X_e \times (IGPM - X_a) + X_a \quad (3.1)$$

onde:

$X_e$  = componente que reflete a expectativa de ganho de produtividade decorrente do aumento do consumo de energia elétrica na área de concessão, tanto pelo aumento de consumo dos consumidores existentes como pelo crescimento do número de unidades atendidas, no período entre revisões tarifárias. Além disso, o fator  $X_e$  contempla também o impacto que os investimentos associados ao aumento de demanda provocam sobre a base de remuneração;

$X_a$  = componente que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), sobre a parcela mão de obra dos custos operacionais da concessionária e;

IGPM = número obtido pela divisão dos índices do Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M), da Fundação Getúlio Vargas (FGV), do mês anterior à data do reajuste em processamento e do mês anterior à data de referência anterior.

### **Cálculo da parcela $X_e$**

De acordo com ANEEL (2006b), o cálculo do componente  $X_e$  é realizado pelo método de Fluxo de Caixa Descontado (FCD), que tem por objetivo valorar as receitas e despesas futuras da concessionária, dado um determinado crescimento de mercado e uma previsão de investimentos. De acordo com esse método, o componente  $X_e$  é aquele que iguala a taxa interna de retorno do fluxo de caixa regulatório da concessionária no período tarifário ao custo de capital (WACC).

Para se utilizar a metodologia de FCD é necessário estimar, para o período tarifário, as seguintes variáveis: receita, custos operacionais, investimentos e base de remuneração.

A receita tarifária é determinada a partir do mercado de energia elétrica projetado e pela tarifa definida na revisão tarifária periódica. Para definição do mercado de energia, são utilizadas as projeções informadas pelas concessionárias e consolidadas pelo órgão regulador, a fim de verificar se guardam coerência com os valores históricos do mercado da concessionária e a expectativa futura.

Os custos operacionais, ou seja, os custos de operação, manutenção, administração e gestão comercial são projetados para o período tarifário com base nos custos da Empresa de Referência, referenciados à data do reposicionamento tarifário. Para cada um desses grupos de custo, estima-se o custo futuro relativo às parcelas de mão-de-obra, material e serviços.

As concessionárias serão incentivadas a informar suas melhores projeções de investimentos, que devem incluir (i) os investimentos em expansão do sistema para atender o crescimento do mercado, devido à incorporação de novos consumidores e ao aumento de carga dos consumidores existentes, (ii) os investimentos referentes à renovação dos ativos de distribuição que chegaram ao final de sua vida útil, e, ainda, (iii) os investimentos necessários à incorporação de redes particulares e respectiva

reforma dessas redes, além do combate às perdas técnicas e não técnicas de energia.

A composição da base de remuneração regulatória considera o valor dos ativos físicos da concessionária, ou seja, o valor do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), atualizados na data da revisão tarifária periódica, líquida de depreciação, descontados todos os ativos que estão incluídos nos custos operacionais da Empresa de Referência (ANEEL, 2006-b).

A determinação da base de remuneração é tão importante em um sistema de regulação por incentivos quanto em um sistema de regulação tradicional pela taxa de retorno. Além de sua importância para a preservação do equilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão, também visa proteger, em última instância, os consumidores da imposição de custos injustos. Neste contexto, torna-se necessária a correta definição da base de remuneração para que os objetivos da revisão tarifária possam ser alcançados a contento (ANEEL, 2008-b).

Ainda em ANEEL (2008-b), tendo em vista essas questões, é preciso definir se o investimento a ser remunerado está ou não relacionado com os ativos existentes e necessários para a prestação do serviço regulado, pois a opção resultará num valor diferente para a base de remuneração e, conseqüentemente, em valores diferentes para as tarifas que serão cobradas dos consumidores. Outra ordem de consideração diz respeito à definição do que se considera investimento prudente – que se trata da preocupação fundamental do órgão regulador no cumprimento de seus principais objetivos, quais sejam:

- (i) Zelar pelo equilíbrio nas relações entre consumidores e concessionárias;
- (ii) Garantir tarifas justas;
- (iii) Garantir continuidade da prestação dos serviços;
- (iv) Zelar pela qualidade do serviço;
- (v) Atrair investimentos.

De acordo com ANEEL (2008-b), os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica e geração associada são classificados em elegíveis e não elegíveis, e todos devem ser avaliados, observando o seguinte:

- (i) os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica são elegíveis para inclusão na base de remuneração quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica;
- (ii) os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica são não elegíveis quando não utilizados na atividade concedida ou utilizados em atividades não vinculadas ao serviço público de distribuição de energia elétrica.

Para aplicação dos critérios de elegibilidade para inclusão na base de remuneração, faz-se necessária uma análise qualificada da utilização do ativo, diferenciando conveniência de necessidade, no que se refere à utilização do ativo na atividade concedida de distribuição de energia elétrica e geração associada. Para quantificar o grau de utilização de um ativo, aplica-se um índice de aproveitamento, definido por um percentual que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia elétrica para inclusão na base de remuneração.

### **Cálculo da parcela $X_a$**

Para fins de determinação do componente  $X_a$ , deve-se levar em conta que a Parcela B é composta por:

- (i) Custos Operacionais da concessionária;
- (ii) Remuneração sobre o capital e a depreciação.

O regulador adota o modelo de Empresa de Referência para a determinação dos custos operacionais da concessionária, definindo as parcelas que representam a totalidade destes custos, que são os correspondentes a materiais e serviços, equipamentos e mão-de-obra (ANEEL, 2006-b).

O IGP-M é o índice adequado para refletir a variação dos custos operacionais com materiais e serviços, ao passo que o IPCA é o índice que busca refletir a evolução dos custos operacionais com mão-de-obra.

Em relação à remuneração de capital e à depreciação, é aplicado o IGP-M sobre a totalidade dos custos.

Uma vez determinadas as parcelas  $X_e$  e  $X_a$ , procede-se ao cálculo do Fator X, conforme equação (3.3) apresentada anteriormente.

### **Depreciação**

O cálculo da depreciação está estritamente relacionado com o método de formação da base de remuneração, sendo, portanto, elemento significativo no processo de revisão tarifária periódica. A taxa de depreciação é o instrumento utilizado para definir o período em que os ativos estarão gerando receitas e benefícios para a empresa regulada. Tendo em vista que as taxas de depreciação atualmente em vigor, definidas na Resolução ANEEL n.º 002/1997, refletem efetivamente a vida útil real dos bens, tais taxas devem ser utilizadas para fins de revisão tarifária periódica, a partir das datas de entrada em operação dos ativos. Além disso, esse critério permite um tratamento uniforme para todas as concessionárias, elimina a subjetividade do avaliador na determinação da vida útil remanescente do ativo e facilita a realização de fiscalização e auditoria pelo regulador. De outro lado, é importante que o regulador avalie continuamente se as taxas de depreciação em vigor satisfazem o objetivo de formação de preço justo ao consumidor.

### **3.5. Considerações Finais**

No capítulo 3, foi apresentado o ambiente de tomada de decisão para o qual será desenvolvida a metodologia de opções reais na análise de investimento na expansão do sistema de distribuição de energia.

Conforme discutido no decorrer do capítulo, o segmento de distribuição é fortemente regulado, sendo de grande relevância a consideração dos impactos da revisão tarifária no fluxo de caixa da concessionária. Neste contexto, a abordagem das opções reais subsidia a empresa na tomada de decisão no *timing* correto, uma

vez que o retorno está associado também ao período da realização do investimento em relação ao momento da revisão tarifária.

No capítulo 4 serão apresentados os principais conceitos relacionados à teoria das opções reais, foco de estudo deste trabalho.

## **CAPÍTULO 4**

### **TEORIA DAS OPÇÕES REAIS**

#### **4.1. Considerações Iniciais**

Opções Reais vem sendo considerado nas últimas décadas como um novo paradigma para análise econômica de investimentos.

A Teoria das Opções Reais é uma metodologia de avaliação de investimento que complementa a tradicional análise econômica através da incorporação do valor das flexibilidades gerenciais e incertezas do mercado.

Refere-se a uma metodologia aplicada por analogia ao referencial teórico relacionado à precificação de opções de ativos financeiros, para fins de avaliação de projetos de investimento ou qualquer outro ativo real.

Segundo COPELAND & ANTIKAROV (2001, p. 6), “uma Opção Real é o direito, mas não a obrigação, de empreender uma ação (por exemplo, diferir, expandir, contrair ou abandonar) a um custo predeterminado que se denomina preço de exercício, por um período preestabelecido, a vida da opção.”

Para MUN (2002), a metodologia de Opções Reais é uma abordagem sistemática e de solução integrada, que utiliza a teoria financeira, análise econômica de investimentos, ciência de administração e de decisões, estatística e modelagem econométrica, na aplicação da teoria de opções para avaliação/valoração de ativos físicos reais, em oposição de ativos financeiros. Toda a análise de Opções Reais está inserida em um ambiente de negócios incerto e dinâmico, no qual as decisões são flexíveis, no contexto de tomada de decisões estratégicas de investimentos de capital, na valorização das oportunidades de investimento e nas projeções de capital.

Ainda de acordo com MUN (2002), as Opções Reais são cruciais em:

- I. Identificar os diferentes caminhos de decisão de investimento, dada a alta incerteza das condições do negócio;
- II. Valorar cada alternativa de decisões estratégicas e o que isto representa em termos de viabilidade econômico-financeira;
- III. Priorizar estes caminhos ou projetos com base em uma série de métricas qualitativas e quantitativas;
- IV. Otimizar o valor da decisão estratégica de investimento, através da avaliação de diferentes caminhos de decisões em determinadas condições, ou utilizando diferentes seqüências de caminhos para conduzir a estratégia ideal;
- V. Programar a efetiva execução de seus investimentos e encontrar o valor de referência ótimo e os direcionadores de custos ou receitas;
- VI. Gerenciar novas opções existentes ou em desenvolvimento e caminhos de decisões estratégicas para futuras oportunidades.

A principal diferença entre o fluxo de caixa descontado e a TOR é que o fluxo de caixa descontado tradicional assume uma decisão única e estática, todas as decisões são feitas no início do investimento, sem a possibilidade de mudar e se desenvolver ao longo do tempo. Opções reais, ao contrário, assumem uma série dinâmica de decisões, na qual o investidor tem a flexibilidade para adaptar-se à mudança no ambiente de tomada de decisão, variando a direção do investimento à medida que as incertezas são resolvidas.

Assim como as opções financeiras, o valor das opções reais depende de cinco variáveis básicas, conforme descrito em COPELAND & ANTIKAROV (2001):

- I. Valor do ativo subjacente sujeito a risco (S): trata-se de um projeto, um investimento ou uma aquisição;
- II. Preço de exercício (X): é o montante monetário investido para exercer a opção, se estiver “comprando” o ativo, ou o montante recebido, se estiver “vendendo” o ativo;
- III. Prazo de vencimento da opção (T): tempo compreendido entre a aquisição da opção e seu exercício. Com o aumento do prazo de expiração, o valor da opção também aumenta;

- IV. Desvio padrão do valor do ativo subjacente sujeito a risco ( $\sigma$ ): corresponde a volatilidade do valor do ativo. O valor de uma opção aumenta com o risco do ativo subjacente, porque os retornos de uma opção dependem do valor do ativo subjacente que está acima do preço de exercício, e a probabilidade disto aumenta com a volatilidade do ativo subjacente;
- V. Taxa de juros livre de risco ao longo da vida da opção ( $r_f$ ): taxa de retorno que pode ser obtida sem que o investidor assuma riscos. À medida que a taxa de juros livre de risco aumenta, o valor da opção também se eleva.

A Figura 4.1 apresenta, para uma opção de compra, a relação entre o valor da opção real e das variáveis das quais depende.







Se a variável aumenta: 	OR
S = Valor do Ativo Subjacente sujeito a risco	
X = Preço de Exercício	
T = Prazo de Vencimento da Opção	
$\sigma$ = Volatilidade do valor do ativo	
$r_f$ = Taxa de juros livre de risco	

Figura 4.1: Relação entre o valor da opção real de compra e das variáveis das quais depende  
 Fonte: (MIRANDA, 2005, p.82)

De acordo com DIXIT & PINDYCK (1995), a aplicação da metodologia de Opções Reais está relacionada à existência de três principais fatores:

- A existência de incertezas em relação aos fluxos de caixa futuros;
- A irreversibilidade total ou parcial dos investimentos;
- A flexibilidade gerencial na tomada de decisão.

Segundo BRANCH (2003), a tradicional avaliação de projetos conhece o risco de um projeto, mas ignora o fato de que ações gerenciais poderiam mitigar estes

riscos e, deste modo, preservar ou, até mesmo, aumentar o valor do projeto. Ao contrário, a análise via opções reais combina a incerteza e o risco com a flexibilidade do processo de avaliação, considerando a volatilidade como um fator potencial positivo, atribuindo valor ao projeto.

Em um ambiente de incerteza, quando a opção for exercida, o investimento é realizado e o projeto iniciado, mas, simultaneamente, o detentor da opção estará desistindo da oportunidade de esperar para ver como evoluirão as incertezas do projeto e utilizar esta informação para reavaliar a conveniência e o melhor momento para o exercício da opção. Se a incerteza sobre as condições futuras do projeto aumentar, o valor associado à oportunidade de esperar também aumenta, enquanto a oportunidade de investimento imediato se torna menos atrativa. Como o valor de espera cresce com a incerteza, a otimização do momento de exercício e do valor de uma opção de investimento é crucial em um ambiente de gerenciamento baseado no valor. Portanto, o valor da opção de investimento deveria ser considerado na avaliação do valor econômico total do capital investido, resultando em um maior retorno para o investimento incorrido. Neste caso, o valor presente líquido do projeto é expandido para (ALBUQUERQUE *et al.*, 2009) :

$$VPL_{\text{expandido}} = VPL_{\text{convencional}} + VOR$$

Assim, a metodologia de avaliação utilizando a Teoria de Opções Reais complementa o modelo do fluxo de caixa descontado, ao somar ao VPL resultante do mesmo, o valor das oportunidades gerenciais embutidas.

De acordo com o tipo de flexibilidade que oferecem, as Opções Reais podem ser classificadas em:

- Opção de Abandono: opção de abandonar um projeto não lucrativo;
- Opção de Expansão/Contração: opção de expandir/contrair a dimensão de um projeto, dependendo das condições do mercado;
- Opção de Diferimento: opção de adiar o início de um projeto, visando esperar por mais informações para reduzir as incertezas do mercado.
- Opções Compostas: é uma opção sobre opção. Aplicada para investimentos realizados em etapas.

## 4.2. Analogia entre Opções Financeiras e Opções Reais

Opções Reais aplica a teoria de opções financeiras para análise de ativos físicos e reais. Embora existam certas semelhanças entre opções reais e financeiras, existem também algumas diferenças chaves.

De acordo com MINARDI (2000), as principais diferenças entre opções reais e financeiras são:

- I. Opções financeiras típicas têm vida curta (menos de um ano para expiração). Opções reais têm vida longa, sendo perpétuas em alguns casos;
- II. Embora opções financeiras possam ser exercidas antecipadamente (antes do vencimento), a análise desse exercício é secundária, pois, dada a vida curta da opção, o custo de não exercê-la no momento ótimo não é significativo. Em opções reais, no entanto, a decisão de exercer antecipadamente uma opção ou de se adotar um projeto é crítica;
- III. Os ativos-objetos de opções financeiras são comercializados em vários mercados e, como seus preços nunca serão negativos, a escolha dos processos aleatórios para a precificação do ativo objeto é mais limitada. Em opções reais, o ativo-objeto (projeto) geralmente não é comercializado e nada garante que seu valor não se torne negativo, o que pode implicar em se trabalhar com uma maior gama de processos aleatórios para o valor do ativo-objeto. Além disso, se não for possível encontrar um ativo negociado no mercado perfeitamente correlacionado com o projeto analisado, a avaliação da teoria de opções perde sua acurácia, uma vez que a volatilidade do projeto é estimada subjetivamente, sem uma base fundamentada;
- IV. Opções financeiras têm um preço de exercício determinado e único. O preço de exercício de opções reais, geralmente o valor do investimento no projeto, pode variar ao longo do tempo, podendo até variar de maneira aleatória;
- V. Opções financeiras geralmente envolvem uma única opção. Opções reais geralmente são compostas. Por exemplo, o setor de P&D cria uma opção para se adotar uma tecnologia com benefícios desconhecidos. Se a tecnologia desenvolvida for bem sucedida, existe uma opção para expandir a

linha de produto se houver sucesso no mercado final. Se o produto, no entanto, se tornar obsoleto, existe a opção de abandonar sua produção. Uma análise adequada de P&D deve incluir o valor de opções subsequentes de expansão e abandono. Infelizmente, o valor de opções múltiplas é diferente da soma dos valores individuais das opções, porque opções reais interagem entre si. Por exemplo, uma vez abandonado o projeto, não haverá mais a opção de contrair a escala de produção;

- VI. Opções financeiras são exclusivas do investidor. Nenhuma outra pessoa pode exercer a opção possuída por ele. O mesmo não ocorre com opções reais, em que o grau de exclusividade depende da estrutura de mercado. Se o mercado for monopolista, a empresa tem a exclusividade total de investimento em seu setor. Se o mercado for perfeitamente competitivo, o direito de investimento é um bem público de toda a indústria, e o valor da opção real se deteriora com o passar do tempo. Por exemplo, o setor de P&D de uma determinada empresa desenvolveu um produto inovador. O valor de se lançar esse produto hoje pode ser maior que o valor de se lançar esse produto amanhã, pois outras empresas concorrentes poderão desenvolver produtos similares. Neste caso, o valor da opção de postergar o lançamento deteriora-se com o tempo.

A Tabela 4.1 apresenta a analogia entre os parâmetros utilizados para avaliar opções financeiras e opções reais.

Tabela 4.1: Analogia entre Opções Financeiras e Opções Reais

OPÇÕES FINANCEIRAS		OPÇÕES REAIS	
Preço do ativo subjacente ou preço da Ação	S	VP	Valor Presente do Fluxo de Caixa
Preço de Exercício	K	I	Investimento Inicial
Tempo de Expiração	T	T	Vida útil do projeto
Volatilidade	$\sigma$	$\sigma$	Incerteza sobre o fluxo de caixa
Taxa livre de risco	$r_f$	$r_f$	Taxa de desconto livre de risco

Basicamente, as opções reais podem ser precificadas de forma análoga as opções financeiras.

Na literatura, são encontrados dois principais modelos para precificação das opções financeiras, o modelo Black & Scholes e o modelo Binomial.

#### 4.2.1. O Modelo Black & Scholes

BLACK & SCHOLES apresentaram em seu artigo *The Pricing of Options and Corporate Liabilities* (1973) um modelo matemático para precificação de opções financeiras. As equações (4.1) e (4.2) apresentam o modelo para cálculo de uma opção de compra (Call Option) e uma opção de venda (Put Option), respectivamente:

$$C_{call} = S_0 N(d_1) - K e^{-r_f T} N(d_2) \quad (4.1)$$

$$C_{put} = K e^{-r_f T} N(-d_2) - S_0 N(-d_1) \quad (4.2)$$

onde:

$$d_1 = \frac{\ln(S_0/K) + (r_f + \sigma^2/2)T}{\sigma\sqrt{T}} \quad (4.3)$$

$$d_2 = \frac{\ln(S_0/K) + (r_f - \sigma^2/2)T}{\sigma\sqrt{T}} = d_1 - \sigma\sqrt{T} \quad (4.4)$$

$S_0$  = Valor corrente do ativo subjacente

$K$  = Preço de exercício da opção

$T$  = Prazo de exercício da opção

$d_1$  e  $d_2$  = distribuição log normal

$N(d_n)$  = função de distribuição normal acumulada

$r_f$  = taxa de retorno livre de risco

$\sigma$  = volatilidade do valor do ativo subjacente

Grande parte das opções financeiras pode ser avaliada pelo modelo Black & Scholes, no entanto, este modelo apresenta algumas limitações para análise de opções reais, que são muito mais complexas. Conforme COPELAND & ANTIKAROV (2001), pode-se citar como limitações:

- I. A opção só pode ser exercida no vencimento;
- II. Existe somente uma fonte de incerteza;
- III. A opção está embasada em um único ativo subjacente sujeito a risco, portanto, as opções compostas são excluídas;
- IV. O preço de mercado corrente e o processo estocástico seguido pelo ativo subjacente são observáveis;
- V. O ativo subjacente não paga dividendos;
- VI. A variância do retorno sobre o ativo subjacente é constante ao longo do tempo;
- VII. O preço de exercício é conhecido e constante.

#### **4.2.2. O Modelo Binomial**

Um dos modelos mais usuais para se avaliar opções envolve a construção de uma árvore binomial, que pode ser definida como a representação gráfica do comportamento de um determinado ativo ao longo do prazo de exercício da opção. Esse modelo foi proposto inicialmente em 1979 por Cox, Ross e Rubinstein, como uma alternativa ao modelo Black & Scholes, e parte da premissa de que o preço do ativo segue um Movimento Geométrico Browniano (MGB), e que, a cada intervalo de tempo, existem dois movimentos possíveis: um de subida e outro de descida, definidos de acordo com suas probabilidades individuais (COX *et. al.*, 1979).

Supõe-se que " $S_0$ " seja o preço do ativo hoje. Durante um intervalo de tempo " $t$ ", que é o tempo de expiração da opção, na data de vencimento o preço desse ativo pode assumir dois valores, de acordo com o movimento observado, ou seja, o valor do ativo pode aumentar ou diminuir, por um fator " $u$ " ou " $d$ ", se ocorrer um movimento de subida ou descida, respectivamente.

Foi definido, portanto, que “p” é a probabilidade de ocorrer os movimentos de subida e “1-p” a probabilidade de ocorrer movimentos de descida e que o retorno desse ativo equivale à taxa livre de risco.

Nesse sentido, a premissa adotada para o modelo é a da avaliação neutra ao risco, pela qual os fluxos de caixa futuros são trazidos a valor presente pela taxa livre de risco, desde que o ajuste ao risco seja ponderado pelas probabilidades “p” e “1- p”.

Os parâmetros dos movimentos de subida e de descida, “u” e “d”, respectivamente, são definidos considerando-se a volatilidade “σ” do valor do ativo subjacente e para um determinado intervalo de tempo “Δt”. Dessa forma, tem-se que:

$$u = e^{\sigma\Delta t} \quad (4.5)$$

$$d = e^{-\sigma\Delta t} \quad (4.6)$$

O valor esperado do ativo (V), no tempo t, é uma função da probabilidade “p” de alcançar o melhor cenário e “1 – p” de atingir o pior cenário, designado  $uS_0$  e  $dS_0$ , respectivamente, e calculado por (4.7).

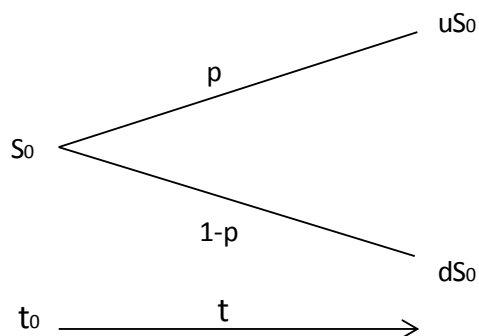


Figura 4.2: Modelo Binomial

$$V = p \cdot uS_0 + (1 - p) \cdot dS_0 \quad (4.7)$$

O valor do ativo na data de hoje é:

$$S_0 = \frac{p.uS_0 + (1-p).dS_0}{(1+r_{wacc})^t} \quad (4.8)$$

O preço da opção no instante  $t_0$  é dado pela equação abaixo:

$$C = \frac{p.uS_0 + (1-p).dS_0}{(1+r_f)^t} - k \quad (4.9)$$

onde

$r_f$  = taxa livre de risco

$r_c$  = custo do capital

$k$  = preço de exercício da opção, referenciado ao tempo  $t_0$

O modelo Binomial é um modelo discreto no tempo. Isto facilita o monitoramento a cada passo do que o detentor da opção irá fazer e o que pode acontecer no ambiente (BRACH, 2003).

### 4.3. Considerações Finais

Conforme apresentado anteriormente, a abordagem de opções reais permite agregar à análise de investimentos os riscos e as incertezas associados a um projeto, auxiliando na tomada de decisão. Conhecer os riscos e mensurá-los ainda na fase de planejamento dá ao tomador de decisão possibilidades de alterar a direção de um investimento, sendo que esta característica agrega valor ao projeto.

Foi discutida também a analogia entre opções reais e opções financeiras, além de métodos de precificação de opções financeiras.

No capítulo seguinte, será apresentado o desenvolvimento da metodologia de opções reais de forma genérica, demonstrando o passo a passo para obtenção do valor de uma opção real.

## **CAPÍTULO 5**

### **METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DE OPÇÕES REAIS**

Neste capítulo será detalhada cada etapa da avaliação de um investimento através da aplicação da Metodologia de Opções reais. As etapas apresentadas a seguir, apresentam a metodologia aplicada para um caso genérico, porém, o modelo de fluxo de caixa apresentado, se aplica ao segmento de distribuição do setor elétrico.

De acordo com COPELAND & ANTIKAROV (2001), o processo de avaliação de opções reais consiste, basicamente, em percorrer os quatro passos apresentados na Figura 5.1 e descritos a seguir:

- I. Análise padrão do valor presente do projeto com o emprego das técnicas tradicionais, através da projeção do fluxo de caixa da empresa ao longo da vida do projeto;
- II. Construção de uma árvore de eventos, alicerçada em um conjunto de incertezas combinadas que influenciam a volatilidade do projeto;
- III. Determinação das decisões gerenciais a serem tomadas nos nós das árvores de eventos, para transformá-la em árvore de decisões. Avaliação dos retornos da árvore de decisões obtidos, aplicando-se os portfólios replicados ou as probabilidades neutras em relação ao risco;
- IV. Obtenção do VPL com flexibilidade e cálculo do Valor da Opção Real.

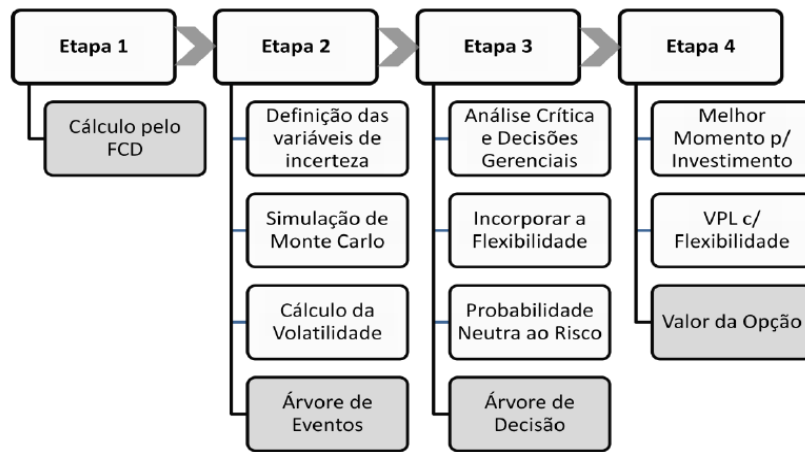


Figura 5.1: Etapas do Processo de Avaliação de Investimento aplicando Opções Reais  
 Fonte: (BRANDÃO, 2010, p. 51)

## 5.1. Análise Tradicional do Valor Presente Líquido do Projeto

Para proceder à análise do VPL é necessário avaliar todos os custos e os benefícios incorridos com o projeto em estudo. Inicialmente, são estudadas todas as alternativas que atendem tecnicamente o projeto a ser implementado. Para aquelas alternativas que atendem aos critérios de planejamento é realizada a análise econômico-financeira, através dos cálculos das métricas de análise tradicional de investimentos (VPL, TIR, *Payback*), baseadas no fluxo de caixa descontado. A alternativa que apresentar os melhores resultados é escolhida para ser executada.

Nesta etapa, é considerado um modelo de fluxo de caixa estático para avaliação de investimento. A denominação “fluxo de caixa estático” vem da desconsideração das variabilidades dos componentes do fluxo e, conseqüentemente, do risco do projeto.

No caso do setor elétrico, pode-se considerar como custos e benefícios advindos de um projeto de investimento no sistema os seguintes itens:

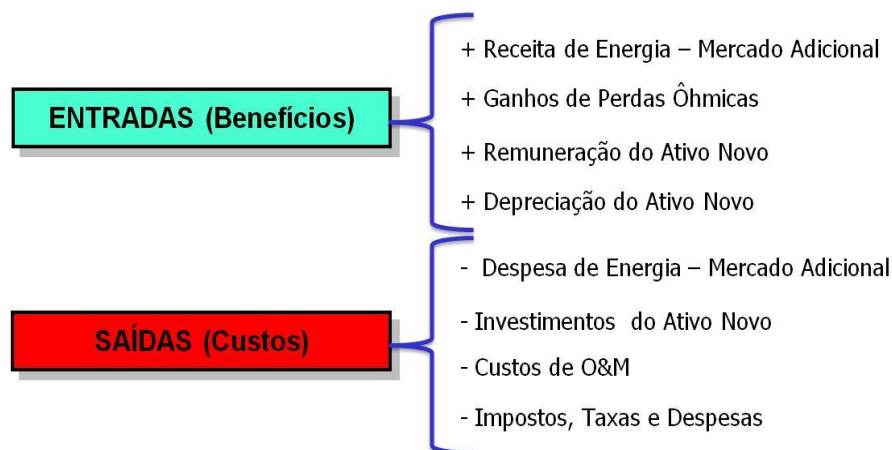


Figura 5.2: Custos x Benefícios advindos de investimentos no segmento de distribuição do setor elétrico brasileiro

A seção 5.1.1 apresenta o detalhamento das variáveis que compõem o FCD para projetos de investimento na expansão do sistema de distribuição de energia e, através da aplicação das métricas de análise de investimento, apresentadas na seção 2.1, procede-se a avaliação econômica do empreendimento. O VPL resultante se refere ao VPL sem flexibilidade.

### 5.1.1. Modelo de Fluxo de Caixa

Conforme apresentado anteriormente, a expansão do sistema é caracterizada pela realização de um projeto de investimento que objetiva o aumento da capacidade do sistema ou a melhoria dos níveis de qualidade da energia.

Um projeto de investimento é caracterizado pela implementação de um plano de obras referente aos objetivos específicos da empresa e que exigem a aplicação de recursos no processo produtivo.

O passo inicial para estimativa da viabilidade econômica de um investimento no setor elétrico é a construção do Fluxo de Caixa Descontado (FCD).

O FCD se refere ao fluxo de caixa de uma empresa e é elaborado a partir do balanço de todos os benefícios advindos de um investimento, bem como os custos para implantação e manutenção deste investimento. Para cada tipo de projeto são

definidas as entradas e saídas do fluxo de caixa, que são descontadas à taxa de desconto considerada pela empresa, para cálculo do Valor Presente Líquido do Projeto. A taxa de desconto depende principalmente do risco envolvido no projeto.

Neste modelo, as receitas esperadas incluem:

- (i) A receita adicional da venda de energia: receita líquida total auferida na venda de energia, calculada através do mercado adicional agregado pelo projeto proposto multiplicado pela Tarifa Média de Venda de Energia da área de influência do projeto.

$$\begin{aligned} \text{Receita de Venda de Energia (R\$)} = \\ \text{Mercado Adicional (MWh)} \times \text{Tarifa Média de Venda de Energia (R\$/MWh)} \end{aligned}$$

- (ii) Ganhos em perdas decorrentes de reforços das instalações existentes: é o ganho proporcionado pela redução dos níveis de perdas elétricas, devido à implantação do novo projeto. O valor do ganho de perdas, para cada obra que compõe o projeto em análise, deve ser definido comparando-se os valores de perdas com e sem a obra, no ano de entrada em operação, permanecendo constante para todo o período de análise.

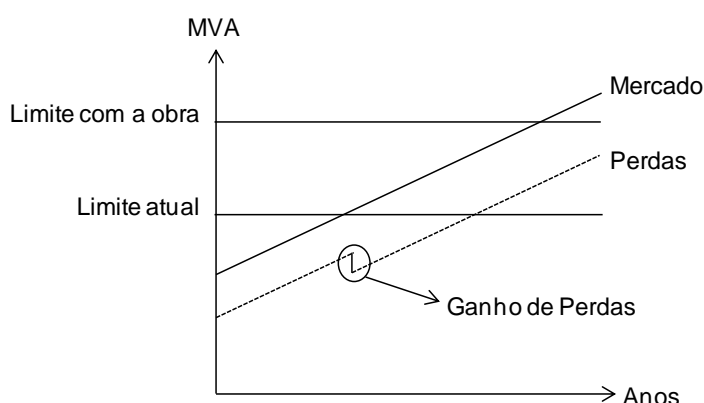


Figura 5.3: Ganho em perdas decorrente de reforços em instalações existentes

- (iii) Receita associada à remuneração do investimento: se refere à remuneração dos investimentos prudentes realizados pela

concessionária para prestar o serviço público de distribuição de acordo com as condições estabelecidas no contrato de concessão, em particular os níveis de qualidade exigidos, avaliados a preços de mercado e adaptados através dos índices de aproveitamento (ANEEL, 2006-b).

Corresponde à receita permitida pelo regulador, que é dada através da aplicação de uma taxa de retorno sobre o valor da base de remuneração da concessionária definida pela ANEEL.

No momento da realização da revisão tarifária periódica é avaliado o conjunto de AIS, com vistas à composição da base de remuneração da concessionária. O detalhamento do conceito de base de remuneração está apresentado na seção 3.4.1.

O percentual da taxa de depreciação utilizado no FCD é de 4,66%, conforme estabelecida em ANEEL (2008-b), e incide sobre o valor do AIS.

Os custos ou despesas modelados no fluxo de caixa são:

- (i) Investimento: Recursos necessários à implementação do projeto proposto. Estes recursos são alocados na aquisição de materiais, equipamentos, terrenos, etc., elaboração de projetos, construção e gerenciamento.
- (ii) Custo da energia: custos associados à energia adicional vendida ao mercado, comprada de um sistema supridor a montante. Neste custo, não estão consideradas as perdas elétricas, que serão calculadas separadamente, conforme item a seguir.

$$\text{Custo da Energia (R\$)} = \text{Mercado Adicional (MWh)} \times \text{Tarifa de Compra de Energia (R\$/MWh)}$$

- (iii) Custo das perdas adicionais: ao mercado adicional de energia proporcionado pelo projeto estão associadas as perdas adicionais para

atendimento a esse mercado. Devem ser consideradas as perdas dentro da porção do sistema elétrico compreendido dentro da área do projeto a ser avaliado. Portanto, não devem ser consideradas as perdas a montante do projeto.

$$\text{Custo de Perdas Adicionais (R\$)} = \text{Perdas Adicionais (MWh)} \times \text{Tarifa de Compra de Energia (R\$/MWh)}$$

- (iv) Custos de operação e manutenção: recursos necessários para o adequado funcionamento das instalações implantadas ou ampliadas na perspectiva de execução do projeto sob análise. Incluem-se operação e manutenção preventiva de instalações. Estes custos iniciam-se no ano em que as instalações entram efetivamente em operação e são estimados em torno de 5% do total do investimento realizado.

$$\text{Operação e Manutenção (R\$)} = \Sigma \text{ Investimentos (R\$)} \times 5\%$$

- (v) Todos os tributos e encargos do setor elétrico, conforme exposto anteriormente nas Tabelas 3.1 e 3.2, respectivamente.
- (vi) Imposto de Renda e Contribuição Social: estes tributos incidem sobre o lucro tributável, ou seja, o resultado da receita operacional líquida e a despesa operacional total do projeto sob análise.
- Para Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro líquido, é considerada a alíquota de 34% (25% e 9%, respectivamente).

## 5.2. A Árvore de Eventos

A árvore de eventos é uma representação discreta da evolução dos valores do ativo subjacente. Tradicionalmente, nos modelos financeiros (Black & Scholes), o valor do ativo é modelado por um processo contínuo. COX, ROSS e RUBINSTEIN (1979) propuseram o modelo binomial, que é um modelo estocástico discreto, para precificação de opções em ativos reais.

O primeiro passo para construção da árvore de eventos é a determinação da volatilidade do valor do projeto, que constitui a etapa mais complexa da avaliação de investimentos via opções reais. Trata-se de um processo criterioso de seleção das fontes de incerteza que impactam o fluxo de caixa da empresa, ou seja, que podem alterar as projeções futuras dos retornos da empresa. A partir desta seleção, faz-se um estudo detalhado dos valores que estas variáveis podem assumir, representando-se a variabilidade através de uma distribuição de probabilidades. Posteriormente, através do método de simulação de Monte Carlo, é obtida a distribuição de probabilidades do retorno do projeto.

Para determinar a volatilidade do retorno do projeto é necessário modelar as fontes de incerteza, de forma a conhecer a variabilidade das mesmas. Desta forma, é apresentada uma breve abordagem sobre a modelagem matemática utilizada neste trabalho, onde são discutidos métodos estatísticos utilizados para obtenção de modelos que sintetizam projeções futuras das variáveis de incerteza do projeto.

Em seguida, é feita uma explanação sobre o processo de discretização presente nas árvores binomiais e a simulação de Monte Carlo.

### **5.2.1. Movimento Browniano Geométrico**

O Movimento Browniano Geométrico (MBG) (também chamado de Movimento Geométrico Browniano e Movimento Browniano Exponencial) é um processo estocástico contínuo no qual o logaritmo de uma quantidade variando aleatoriamente segue um movimento Browniano, ou um processo de Wiener. É aplicável à modelagem matemática de certos fenômenos nos mercados financeiros, sendo utilizado particularmente no campo da precificação de opções, uma vez que uma quantidade que segue um MBG pode assumir qualquer valor positivo, e somente mudanças percentuais nas variáveis aleatórias são importantes.

Processo estocástico é definido pela probabilidade da evolução de uma variável aleatória “ $x$ ” em um período de tempo “ $t$ ”. Segundo DIXIT & PINDYCK

(1994), um processo estocástico é uma variável que se desenvolve no tempo de uma maneira que é, pelo menos, parcialmente aleatória e imprevisível.

Segundo BRACH (2003), um processo estocástico descreve uma seqüência de eventos determinados por leis probabilísticas. Isto permite prever a probabilidade de ocorrência de eventos aparentemente aleatórios.

Os quatro tipos básicos de processos estocásticos mais utilizados na avaliação financeira são:

- ✓ Movimento Browniano Geométrico;
- ✓ Processo de Reversão à Média;
- ✓ Processo de Barreira de Longo Prazo;
- ✓ Processo de Difusão com Saltos.

De acordo com MUN (2002), em caso determinístico, onde a incerteza não é considerada no modelo de avaliação financeira, os fluxos de caixa futuros podem ser previstos usando análise de regressão em dados históricos, utilizando análise de séries temporais, ou usando o gerenciamento de suposições. No entanto, quando se deseja incorporar a incerteza no modelo, o processo estocástico Movimento Browniano é utilizado na previsão financeira e em modelos de precificação de opções. O Movimento Browniano Exponencial é dado por:

$$\frac{\delta S}{S} = e^{\mu(\delta t) + \sigma \varepsilon \sqrt{\delta t}} \quad (5.1)$$

Em (5.1), S representa o valor do ativo subjacente. A variação percentual da variável S combina duas parcelas: uma determinística e uma estocástica, que podem ser segregadas conforme equação (5.2).

$$\frac{\delta S}{S} = e^{\mu(\delta t)} e^{\sigma \varepsilon \sqrt{\delta t}} \quad (5.2)$$

A componente determinística, dada pela parcela  $e^{\mu(\delta t)}$ , representa a taxa de crescimento do processo browniano.

A componente estocástica,  $e^{\sigma\varepsilon\sqrt{\delta t}}$ , é composta por um parâmetro de volatilidade,  $\sigma$ , um fator de tempo,  $\delta t$ , que é definido pela duração do intervalo de tempo, no processo de discretização, e uma variável aleatória,  $\varepsilon$ , definida por uma distribuição normal, de média igual a zero e desvio padrão igual a um.

A abordagem da árvore binomial é um modelo de simulação discreta, que dispensa a realização de simulações repetidamente. Desta forma, a variável aleatória pode ser desconsiderada, restando para o termo estocástico simplesmente  $e^{\sigma\sqrt{\delta t}}$  (MUN, 2002).

### **5.2.2. Modelagem da Variável de Incerteza**

A modelagem da variável de incerteza descrita neste trabalho baseia-se no processo de Movimento Browniano Geométrico, por se tratar de um processo mais comum e utilizado, predominantemente, devido à sua simplicidade e amplas aplicações.

Um modelo pode ser obtido por meio de dados disponíveis e é utilizado para produzir uma previsão do comportamento destes dados no futuro. A maioria dos métodos de previsão baseia-se na idéia de que observações passadas contêm informações sobre o padrão de comportamento, dos dados observados, no futuro. A previsão é um meio de fornecer informações para uma conseqüente tomada de decisão, visando a determinados objetivos.

O desenvolvimento apresentado a seguir, de acordo com COPELAND & ANTIKAROV (2001, p. 261 a 263), descreve uma forma de efetuar a modelagem da variável de incerteza para obter estimativas sobre o futuro desta variável. Inicialmente, é considerada uma única fonte de incerteza. Define-se, como hipótese, que a incerteza segue um movimento browniano geométrico, no qual seu valor no período seguinte,  $V_{t+\Delta t}$  é igual a seu valor neste período,  $V_t$ , multiplicado por um fator de aumento contínuo,  $r$ , no intervalo  $\Delta t$ . A taxa de aumento,  $r$ , é uma variável

aleatória com distribuição normal e crescimento esperado constante ( $\bar{r}$ ) e desvio padrão constante,  $\sigma$ :

$$V_{t+\Delta t} = V_t e^{r\Delta t} \quad (5.3)$$

Ao final de um período  $\Delta t$ , o intervalo de confiança dado por (5.4) possui 95% de probabilidade de conter a variável  $r$ .

$$r \in [\bar{r} - 2\sigma, \bar{r} + 2\sigma] \quad (5.4)$$

Para o horizonte de tempo do estudo,  $T = n\Delta t$ , o crescimento total esperado tem distribuição normal com média  $\bar{r}T$  e desvio padrão igual a  $\sigma\sqrt{T}$ . Portanto, ao final de  $T$ , o intervalo de confiança de 95% para  $r$  está dado por (5.5).

$$r \in [\bar{r}T - 2\sigma\sqrt{T}, \bar{r}T + 2\sigma\sqrt{T}] \quad (5.5)$$

Os valores superior e inferior do intervalo de 95% de confiança de  $r$  são:

$$\text{Superior } [r] = \bar{r}T + 2\sigma\sqrt{T} \quad (5.6)$$

$$\text{Inferior } [r] = \bar{r}T - 2\sigma\sqrt{T} \quad (5.7)$$

Considerando que a taxa de crescimento determina o nível da variável aleatória no período  $T$ ,  $V_T$ , temos os seguintes limites superiores e inferiores para seus valores:

$$\text{Superior } [V_T] = V_0 e^{\bar{r}T + 2\sigma\sqrt{T}} \quad (5.8)$$

$$\text{Inferior } [V_T] = V_0 e^{\bar{r}T - 2\sigma\sqrt{T}} \quad (5.9)$$

O modelo de Fluxo de Caixa Futuro (FCF) é elaborado em base a uma trajetória esperada específica para a incerteza, na qual as taxas de crescimento esperadas para cada período são indicadas como  $\bar{r}_i$ . Para o horizonte de tempo  $T = n\Delta t$ , o crescimento esperado total será o somatório das taxas de crescimento anual,  $\bar{r}_i$  com  $i = [1, n]$ .

$$\bar{R}_T = \sum_{i=1}^T \bar{r}_i \quad (5.10)$$

Substituindo em (5.8) e (5.9), os valores superior e inferior do ativo ao final do horizonte, com 95% de confiança, são:

$$\text{Superior } [V_T] = V_0 e^{\sum r_i + 2\sigma\sqrt{T}} \quad (5.11)$$

$$\text{Inferior } [V_T] = V_0 e^{\sum r_i - 2\sigma\sqrt{T}} \quad (5.12)$$

Assumindo que a incerteza segue uma trajetória de crescimento constante, pode-se substituir o somatório dos crescimentos,  $\sum r_i$ , pelo produto do crescimento médio e do número total de períodos,  $\bar{r}T$ .

Finalmente, deve-se determinar o desvio padrão da variável aleatória taxa de crescimento  $r$ . Neste ponto, utiliza-se informação não estatística, proveniente do conhecimento do ambiente de tomada de decisão específico dos gerentes de projeto. Por exemplo, ao especificar um intervalo de confiança de 95% ao final do horizonte T para a variável de incerteza, a expressão (5.13) indica o desvio padrão da taxa de crescimento procurado.

$$\sigma = \frac{\ln\left(\frac{V_T^{superior}}{V_0}\right) - \sum_{i=1}^n r_i}{2\sqrt{T}}, \sigma = \frac{\sum_{i=1}^n r_i - \ln\left(\frac{V_T^{inferior}}{V_0}\right)}{2\sqrt{T}} \quad (5.13)$$

A incorporação desta variável à abordagem integrada da incerteza proposta por COPELAND & ANTIKAROV é feita de forma direta, obtendo uma amostra da variável  $r_t$ , taxa de crescimento, da sua distribuição normal com desvio padrão dado por (5.13), e calculando a variável incerta com (5.14).

$$V_t = V_{t-\Delta t} e^{r_t} \quad (5.14)$$

### 5.2.3. Discretização das Árvores Binomiais

O processo de simulação discreta gera uma árvore binomial, denominada Árvore de Eventos, que apresenta a evolução na incerteza do valor do ativo subjacente. Esta aproximação foi inicialmente proposta em COX *et al.* (1979). Cada nó da árvore binomial apresenta dois caminhos possíveis: um de subida e outro de descida em relação ao seu estágio atual. Durante o processo de ramificação da árvore distinguem-se dois intervalos de tempo relevantes, que são o tempo de duração do investimento, durante o qual as decisões gerenciais estão disponíveis, que representa o maior intervalo, e o tamanho do passo do modelo, que representa os pontos de decisão (WADAED & AGUILAR, 2009; MUN, 2002).

A Figura 5.4 ilustra uma árvore de eventos, na qual cada nó corresponde a um possível valor do ativo e a árvore define a evolução do valor deste ativo. Os fatores de subida (*up*) e descida (*down*) são calculados conforme equações (5.15) e (5.16), respectivamente (MUN, 2002; BRACH, 2003).

$$u = e^{\sigma\sqrt{\delta t}} \quad (5.15)$$

$$d = e^{-\sigma\sqrt{\delta t}} \quad (5.16)$$

Nas equações (5.15) e (5.16), *u* e *d* são os fatores de subida e descida, simétricos em magnitude, o que permite assegurar a criação de uma árvore binomial simétrica. Estes fatores dependem da volatilidade do ativo subjacente,  $\sigma$ , e do intervalo de tempo,  $\delta t$ , que corresponde ao tamanho do passo entre os nós da árvore binomial.

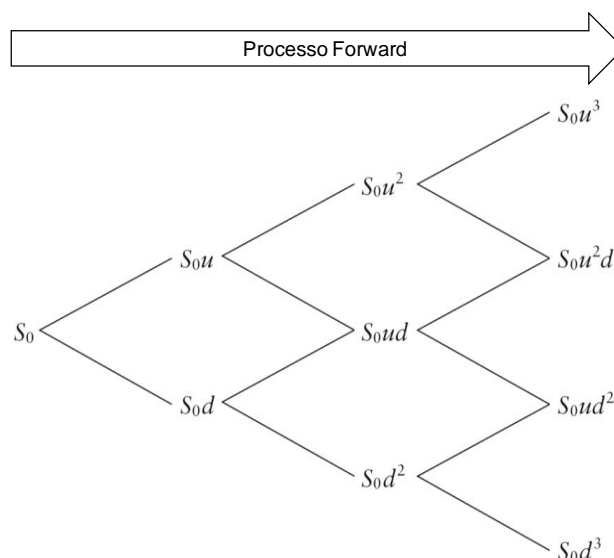


Figura 5.4: Árvore Binomial

Pela análise da Figura 5.4, pode-se concluir que, quanto maior for a volatilidade, maiores serão os fatores de subida e descida e, conseqüentemente, mais larga será a árvore binomial.

Para estimar a opção, uma segunda árvore é gerada, a árvore binomial de avaliação da opção.

O objetivo da árvore binomial de avaliação da opção é determinar o valor da opção no primeiro nó da árvore. Esta árvore é construída por meio de um processo *backward*, ou seja, de trás para frente, o que significa que os valores dos nós terminais da árvore são calculados inicialmente e depois calculados os valores intermediários, até alcançar o primeiro nó da árvore. Este processo *backward* é necessário desde que a avaliação da opção envolva uma decisão, objetivando maximizar o retorno do ativo subjacente. Em geral, esta decisão implica em exercer a opção em um determinado momento (nó da árvore), ou mantê-la aberta, para que seja exercida posteriormente. O valor envolvido no exercício da opção e o valor de mantê-la aberta são comparados, escolhendo-se o maior entre eles.

A avaliação dos nós terminais é simples. Já para um nó intermediário, deve-se considerar o valor esperado de manter a opção aberta. Isto é feito descontando a uma taxa livre de risco e ponderando através da utilização da probabilidade neutra ao risco, dada pela equação (5.17):

$$p = \frac{e^{r_f(\delta t)} - d}{u - d} \quad (5.17)$$

A probabilidade  $p$ , indicada em (5.17), corresponde à probabilidade de variação do valor do ativo em um ambiente de decisão hipotético, no qual os riscos já foram contabilizados, portanto, a taxa de desconto é simplesmente  $r_f$ , a taxa livre de risco. Este mundo hipotético, neutro ao risco, é equivalente ao ambiente real de tomada de decisão, no qual há certa probabilidade de variação do ativo e desconta-se a uma taxa de desconto que leva em conta o risco.

O tratamento do risco dentro do fluxo de caixa pode ser realizado por dois métodos. O primeiro método é simplesmente ajustar os pagamentos de um fluxo de caixa de seus riscos. Isto implica a utilização do método de fluxo de caixa descontado, aplicando uma adequada taxa de desconto ajustada ao risco do mercado, que normalmente é maior do que a taxa livre de risco. O segundo método é ajustar as probabilidades que levam aos pagamentos do fluxo de caixa. A abordagem probabilística neutra em relação ao risco desconta fluxos de caixa com certeza-equivalente a uma taxa livre de risco e não a uma taxa ajustada ao risco do mercado, uma vez que, o risco já foi considerado pelo ajuste da probabilidade, o que implica na utilização da probabilidade neutra ao risco. As duas abordagens produzem os mesmos resultados quando aplicadas adequadamente (MUN, 2002; COPELAND & ANTIKAROV, 2001).

#### **5.2.4. Simulação de Monte Carlo**

Simulação é um procedimento que pretende imitar um sistema real. A simulação de Monte Carlo gera aleatoriamente valores para variáveis incertas para simular um modelo na vida real. O comportamento aleatório em jogos de azar é semelhante a como a Simulação de Monte Carlo seleciona os valores das variáveis aleatórias para simular um modelo. Para cada variável é definida uma função de densidade de probabilidade adequada. O tipo de distribuição escolhido depende das

condições do ambiente da variável. Durante a simulação, o valor a ser usado para cada variável é amostrado da sua distribuição (MUN, 2002).

A simulação de Monte Carlo permite incorporar todas as fontes de incerteza na avaliação do projeto, verificando assim, o impacto simultâneo de todas as variáveis no retorno do projeto. Esta técnica, proposta em COPELAND & ANTIKAROV (2001), é chamada de Abordagem Consolidada da Incerteza.

As estimativas das incertezas individuais podem ser obtidas a partir de dados históricos ou, de forma alternativa, com uma modelagem baseada em informação informal da gerência do projeto, como descrito na seção 5.2.2. A Figura 5.5 ilustra a utilização da simulação de Monte Carlo para combinar muitas fontes de incerteza.

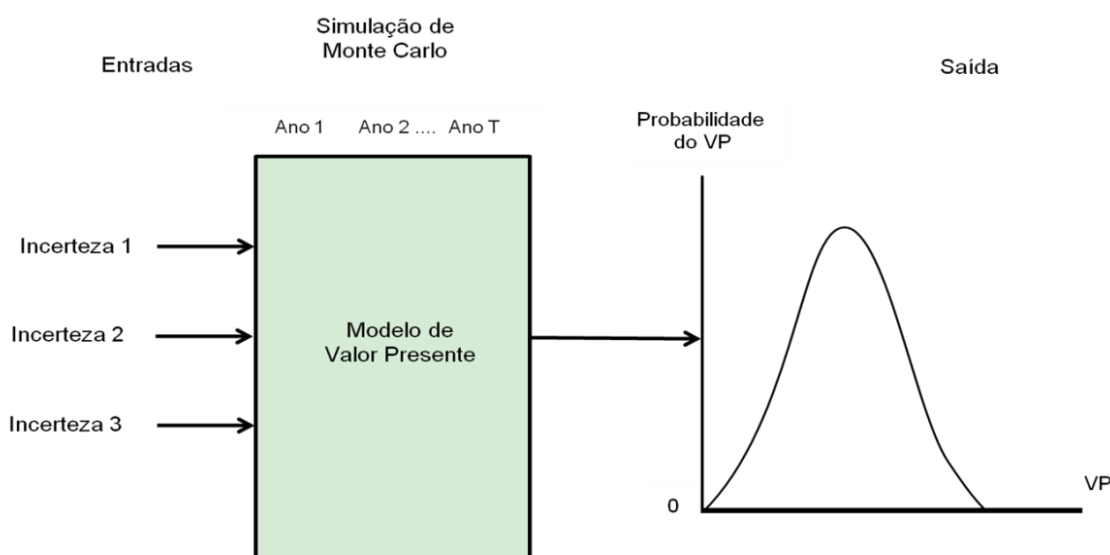


Figura 5.5: Abordagem Consolidada da Incerteza

A saída da simulação de Monte Carlo é a distribuição de probabilidades do valor do ativo subjacente. A partir desta distribuição determina-se a volatilidade do ativo, que será utilizada na elaboração da árvore de eventos. Considera-se como ativo o retorno do projeto, e define-se a volatilidade “ $\sigma$ ” deste como o desvio padrão da sua distribuição de probabilidades. O retorno do projeto, ou seja, o logaritmo das variações percentuais do valor presente do projeto ao longo dos anos é calculado pela equação (5.18).

$$Z = \ln \left( \frac{VP_1 + FCF_1}{VP_0} \right) \quad (5.18)$$

$$VP_0 = \sum_{t=1}^T \frac{FCF_t}{(1+WACC)^t} \quad (5.19)$$

$$VP_1 = \sum_{t=2}^T \frac{FCF_t}{(1+WACC)^{t-1}} \quad (5.20)$$

Em (5.18), (5.19) e (5.20),  $VP_0$  é o Valor Presente do projeto no ano 0,  $VP_1$  é o Valor Presente do projeto no ano 1 e  $FCF_1$  é o Fluxo de Caixa Futuro do projeto no ano 1.

Durante a simulação de Monte Carlo, o valor do retorno “Z” é obtido mantendo-se constante “ $VP_0$ ” e variando-se “ $VP_1$ ” e “ $FCF_1$ ”, que são determinadas em função das distribuições de probabilidade adotadas para as fontes de incerteza modeladas.

### 5.2.5. O Processo de Construção da Árvore de Eventos

Após obter o valor presente esperado do projeto e uma estimativa da volatilidade dos retornos, é possível construir a árvore de eventos. Para isso, devem-se calcular os movimentos ascendentes e descendentes da árvore, bem como o intervalo entre os nós, utilizando as expressões (5.21), (5.22) e (5.23), respectivamente.

$$u = e^{\sigma\Delta t} \quad (5.21)$$

$$d = e^{-\sigma\Delta t} \quad (5.22)$$

$$\Delta t = \frac{T}{n} \quad (5.23)$$

Em (5.23),  $T$  é o tempo de expiração da opção, em anos, e  $n$  é o número de estágios da árvore.

“Uma árvore de eventos não incorpora decisões. Em vez disso, ela objetiva modelar a incerteza que influencia o valor do ativo subjacente sujeito a risco ao longo do tempo.” (COPELAND & ANTIKAROV, 2001, p.221)

Observa-se que a árvore de eventos é uma discretização do processo estocástico que representa a evolução do valor presente do ativo subjacente ao longo do horizonte de tempo do estudo, fornecendo o valor presente que o ativo subjacente pode assumir no futuro.

### **5.3. A Árvore de Decisões**

Após a construção da árvore de eventos, o passo seguinte é a avaliação do valor do projeto considerando as flexibilidades. Observa-se que as decisões a serem tomadas pela gerência do projeto, ao longo da vida deste, envolvem algum tipo de maximização, de forma que a construção da árvore de decisões constitui um processo de otimização (maximização).

Segundo COPELAND & ANTIKAROV (2001, p.223), “a árvore de decisões mostra os retornos das decisões ótimas, condicionadas às situações que se apresentam. Portanto, seus retornos são os que resultariam da opção, ou opções, que estamos tentando valorar.”

A árvore de decisão representa um processo de tomada de decisões seqüenciais em que a otimalidade de uma decisão atual depende de um conjunto de acontecimentos futuros. A construção da árvore é baseada na Programação Dinâmica Estocástica (PDE), sendo o período de análise dividido em intervalos, os estágios da árvore e, usando uma técnica de cálculo recursivo, encontra-se para

cada possível situação, a melhor decisão de acordo com os objetivos prefixados. Independentemente da trajetória descrita para se chegar a um determinado nó da árvore, as decisões remanescentes devem constituir uma trajetória ótima para sair daquele nó. Desta forma, o problema deve ser resolvido em sentido contrário, ou seja, sendo a recursão realizada no sentido inverso do tempo, processo este denominado *backward*.

A Programação Dinâmica é uma técnica útil na resolução de uma grande variedade de problemas, os quais podem ser caracterizados através de estados e de estágios ou etapas. (WOOD & WOLLENBERG, 1996).

Para construção da árvore de decisão é feita uma análise *backward*, ou seja, uma análise de trás para frente, a partir da última coluna da árvore de eventos. A decisão é feita com o objetivo de maximizar o retorno do investimento, tendo em vista os valores observados em cada ramificação da árvore de eventos. Desta forma, quando a decisão a ser tomada é a de investir ou não, na última coluna da árvore de decisão, deve-se aplicar a regra (5.24).

$$V = \text{Max}[S - X; 0] \quad (5.24)$$

Em (5.24), S é o valor do projeto obtido na última coluna da árvore de eventos e X é o investimento necessário. Para formar as demais colunas da árvore de decisão, a análise é feita pela aplicação da abordagem de Portfólios Replicados ou da abordagem da Probabilidade Neutra ao Risco (COPELAND & ANTIKAROV, 2001). Neste trabalho, optou-se pela aplicação da probabilidade neutra ao risco que consiste em calcular os valores da árvore de decisão através da equação (5.25).

$$p = \frac{e^{r_f(\Delta t)} - d}{u - d} \quad (5.25)$$

De acordo com PORTUGAL (2007) e BRACH (2003), as probabilidades neutras ao risco não são as probabilidades objetivas, mas uma mera convenção matemática que objetiva ajustar os fluxos de caixa de forma a serem trazidos a valor

presente a uma taxa livre de risco. Esta abordagem é vantajosa e mais simples em relação à do portfólio replicado, pois as probabilidades neutras ao risco permanecem constantes durante toda a vida da opção, considerando-se que são obtidas em função da taxa livre de risco e dos parâmetros dos movimentos de subida e de descida, “u” e “d”, respectivamente.

HIRSCHEY (2003) afirma que, em teoria, estão presentes três atitudes em relação ao risco. A primeira delas seria a de aversão ao risco, caracterizada por investidores que evitam correr riscos ou que tomam decisões no sentido de tentar minimizá-los em quase sua totalidade. A segunda atitude é a de empatia pelo risco, que caracteriza investidores que tomam suas decisões em ambientes de alto risco, ou seja, um comportamento antagônico ao anterior. A terceira e última atitude seria a indiferença ou neutralidade ao risco, por meio da qual os tomadores de decisão direcionam foco nos retornos esperados dos ativos e não levam em consideração a volatilidade desses retornos. Os indivíduos neutros ao risco não exigem retorno financeiro em função do risco, pois assumem que o retorno de qualquer ativo é igual à taxa livre de risco.

Por meio de (5.25), os valores do retorno do projeto obtidos na árvore de decisão são trazidos para a data zero, utilizando uma taxa livre de risco ( $r_f$ ).

Por exemplo, ao avaliar uma opção de adiar um investimento, a cada ramo da árvore de decisão é calculado o valor do retorno do projeto, conforme (5.26) e o valor que maximiza o retorno, aplicando-se a expressão (5.27) é o valor assumido na árvore.

$$V = \frac{(V_{sup} \times p) + (V_{inf} \times (1-p))}{e^{r_f \Delta t}} \quad (5.26)$$

$$V = \text{Max} \left[ \frac{(V_{sup} \times p) + (V_{inf} \times (1-p))}{e^{r_f \Delta t}}; S - X \right] \quad (5.27)$$

Em (5.26) e (5.27),  $V_{sup}$  é o valor retirado da árvore de valores do retorno do projeto, correspondente ao ramo superior subsequente da árvore de valores e  $V_{inf}$  correspondente ao ramo inferior subsequente desta mesma árvore.

## 5.4. O Valor da Opção Real

O valor obtido no primeiro nó da árvore binomial de avaliação da opção é o VPL do projeto com flexibilidade. Se este valor é maior que o VPL do projeto sem flexibilidade, obtido pela análise tradicional de investimento, o exercício da opção real criada pela flexibilidade gerencial disponível aumentará o valor do projeto.

Uma vez calculado este valor, o cálculo do valor da opção real (VOR) é dado pela equação (5.28), que nada mais é que a diferença entre o VPL com flexibilidade (VPL expandido) e o VPL convencional obtido da análise tradicional de investimento.

$$VPL_{\text{expandido}} = VPL_{\text{convencional}} + VOR \quad (5.28)$$

## 5.5. Considerações Finais

O primeiro passo da avaliação de um investimento utilizando a teoria das opções reais é a análise tradicional, que necessita da construção de um fluxo de caixa que reflita todos os custos e benefícios incorridos com o projeto em análise. Portanto, a construção de um fluxo de caixa o mais próximo da realidade da empresa será um fator determinante para toda a análise.

Um segundo fator impactante na avaliação, não menos importante, é a estimação da volatilidade do retorno do projeto. A determinação deste parâmetro talvez seja a etapa mais complexa da análise via opções reais e, a que vai assegurar que os riscos estejam sendo bem apurados na avaliação do projeto.

No capítulo a seguir, apresenta-se o desenvolvimento da metodologia em um caso real.

## CAPÍTULO 6

### RESULTADOS

No intuito de ilustrar a aplicabilidade e desempenho da metodologia exposta neste trabalho, as etapas descritas no capítulo 5 são desenvolvidas para um estudo de caso. Estuda-se a expansão de uma região do sistema de distribuição de energia elétrica de uma concessionária da Região Sudeste do Brasil. Utiliza-se o software *Crystal Ball*.

Pretende-se demonstrar o melhor momento para investir na expansão do sistema, através do monitoramento do crescimento da demanda verificado na região em estudo. Portanto, é apresentada a metodologia de cálculo de uma opção de diferimento, ou seja, a opção de postergar a realização do investimento até que as incertezas, principalmente, em relação à evolução do mercado, sejam mais bem estimadas.

Devido à característica industrial da região em análise e a grande variabilidade da demanda observada nesta região, advinda do comportamento da economia brasileira, verifica-se em anos anteriores uma elevação da demanda local em pequenos intervalos de tempo.

Observando os níveis de carga registrados em determinado período, a área de planejamento, através da análise do fluxo de potência, diagnostica a necessidade de ampliar a capacidade de fornecimento de energia da região, de forma a atender o crescimento do mercado consumidor. Além disso, um estudo de planejamento observa também a possibilidade de melhoria da qualidade da energia na região, através da redução de perdas e melhoria do perfil de tensão, e, ainda, buscando o aumento da flexibilidade operativa e da confiabilidade do atendimento às cargas de média e baixa tensão, evitando-se, desta forma, possíveis penalizações pelo descumprimento dos índices de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

Neste contexto, avaliam-se tecnicamente as possíveis configurações do sistema para atendimento a esta demanda. Após levantadas as alternativas tecnicamente viáveis, efetuam-se análises econômicas de cada alternativa de investimento, visando definir a mais atrativa.

A alternativa analisada neste trabalho refere-se à implantação de uma subestação de 1ª etapa, ou seja, a implantação de uma nova subestação no sistema, e sua expansão futura em um horizonte de, aproximadamente, 10 anos, que se refere, em média, ao horizonte de estudo do planejamento para uma determinada instalação do sistema. Desta forma, presume-se que a subestação projetada será capaz de atender o mercado potencial no período mínimo de 10 anos e, posteriormente, será necessário ampliar sua capacidade para suportar o aumento da demanda solicitada pelo mercado atendido pela mesma. A capacidade inicial da subestação assume-se ser igual a 25MVA, sendo que, com a sua ampliação, a capacidade desta instalação atingirá 50 MVA.

Não há muita flexibilidade em relação à implantação da 1ª etapa da subestação, em virtude, da possibilidade de esgotamento do sistema existente na região. Este diagnóstico é dado pelo planejamento ao vislumbrar a necessidade da realização do investimento. A etapa subsequente, ou seja, a ampliação da subestação, somente se torna uma opção após a conclusão da 1ª etapa.

Acompanhando as variações do mercado, associadas à confirmação ou não da demanda prevista na fase de planejamento e, ainda, a confiabilidade do sistema da região em estudo, no que se refere aos indicadores de continuidade de atendimento (DEC e FEC), a concessionária poderá fazer a opção pelo melhor momento para investir na ampliação da subestação, ou, até mesmo desconsiderar essa opção, caso o mercado previsto não se concretize e o sistema apresente os índices de confiabilidade dentro dos limites estabelecidos.

## 6.1. Construção do Fluxo de Caixa

O primeiro passo da análise é adotar um modelo de fluxo de caixa do empreendimento, conforme apresentado na seção 5.1.1, e determinar o VPL. Considera-se que o projeto tem um período de vida de 30 anos, que constitui o horizonte do estudo.

Os investimentos estimados para a implantação e expansão futura da subestação incluem, além das obras associadas à subestação, obras de reforço da rede existente, de forma a permitir o escoamento da energia adicional. Trata-se de obras em alimentadores primários e redes primárias e secundárias. O investimento total estimado para o empreendimento, incluindo as duas etapas de subestação e os reforços de rede, é de R\$ 32.932.330,00 (Trinta e dois milhões, novecentos e trinta e dois mil, trezentos e trinta reais).

O investimento estimado para as obras realizadas na subestação é igual a R\$ 20.000.000,00 (Vinte milhões de reais), divididos em duas fases, sua implantação na 1ª etapa, no valor de R\$ 12.000.000,00 (Doze milhões de reais) e sua respectiva ampliação, estimada em R\$ 8.000.000,00 (Oito milhões de reais). No fluxo de caixa, o investimento associado tanto a implantação da primeira etapa da subestação quanto à ampliação, são realizados em 18 meses, prazo estimado para a execução desse tipo de obra. A implantação da primeira etapa é realizada dentro dos 2 primeiros anos da análise (anos 1 e 2), de forma que o ano 2 constitui o ano de expiração da opção de implantar esta primeira etapa. Já a expansão futura, foi prevista para entrar em operação em, aproximadamente, 10 anos após a implantação da primeira etapa da subestação. A decisão sobre o ano de implantação desta segunda etapa deve ser tomada tendo em vista os fatores limitantes do sistema, ou seja, o crescimento do mercado verificado no decorrer dos anos e os índices de confiabilidade do sistema, DEC e FEC da região, uma vez que, a sua ultrapassagem pode ser motivo de penalização pelo órgão regulador.

As obras de reforço da rede existente envolvem um investimento de R\$ 1.189.740,00 (Um milhão, cento e oitenta e nove mil, setecentos e quarenta reais) para instalação de alimentadores primários e R\$ 11.742.590,00 (Onze milhões,

setecentos e quarenta e dois mil, quinhentos e noventa reais) para extensão de redes primárias e secundárias.

A Tabela 6.1 resume os investimentos totais previstos para implantação do projeto.

Tabela 6.1: Total de Investimentos previstos para implantação do projeto

Investimentos	Valores em R\$ *	Valores em U\$ \$ **
Total do Investimento em Subtransmissão	<b>20.000,00</b>	<b>10.977,55</b>
Total do Investimento em Alimentadores Primários	<b>1.189,74</b>	<b>653,02</b>
Total do Investimento em Redes Primárias e Secundárias	<b>11.742,59</b>	<b>6.445,24</b>
<b>Total do Investimento</b>	<b>32.932,33</b>	<b>18.075,81</b>

\* Valores em R\$ x 1.000

\*\* Valores em Dólar x 1.000 (Taxa: 1,8219 - Data da Cotação: 12/12/2011)

Fonte: Banco Central do Brasil ([www.bcb.gov.br](http://www.bcb.gov.br))

A Tabela 6.2 apresenta, parcialmente, o fluxo de caixa do projeto. Os valores apresentados correspondem ao valor presente líquido de cada benefício e custo considerados no fluxo de caixa, descontados a taxa de desconto de 12%. O fluxo de caixa completo, para todo o período de análise, está apresentado ao final desta dissertação, no Anexo I.

Os resultados obtidos na análise tradicional indicam a viabilidade econômica do empreendimento, com um VPL igual a R\$ 4.727.497,97 (Quatro milhões, setecentos e vinte e sete mil, quatrocentos e noventa e sete reais e noventa e sete centavos). A respectiva TIR atingiu 18,06%, maior que a TMA utilizada na avaliação do fluxo de caixa, enfatizando a aprovação do projeto. A relação benefício/custo obtida foi 1,04.

Tabela 6.2: Fluxo de Caixa do Projeto\*

<b>Entradas (Benefícios)</b>	<b>137.397,54</b>
Receita Adicional da Venda de Energia	119.374,38
Ganhos de Perdas	2.604,86
Receita pela Remuneração do Investimento	15.418,31
<b>Saídas (Custos)</b>	<b>132.670,05</b>
Investimentos	<b>16.052,20</b>
. Subtransmissão	12.922,35
. Alimentadores Primários	786,84
. Redes Primárias e Secundárias	2.343,00
Custo Adicional	<b>91.731,91</b>
. Energia	82.436,97
. Perdas	9.294,93
Custo de Operação e Manutenção	<b>3.545,13</b>
. Transmissão e Subtransmissão	2.286,34
. Distribuição	1.258,79
Impostos, taxas e despesas	<b>21.340,81</b>
. RGR	2.850,80
. Taxa de Fiscalização da ANEEL	596,87
. CCC (Sistema Isolado)	3.565,69
. P&D e Eficiência Energética	1.193,74
. PASEP/COFINS	5.664,31
. Imposto de Renda e Contrib. Social	7.469,39
<b>Fluxo Líquido</b>	<b>4.727,50</b>
VPL	4.727,50
TIR	18,06%
Relação Benefício/Custo	1,04

\* Valores em R\$ x 1.000

## 6.2. Construção das Árvores de Eventos e de Decisão

O passo seguinte na aplicação da TOR consiste na elaboração da árvore de eventos, que inicia com a estimação da volatilidade do retorno do projeto.

Como mencionado anteriormente, as fontes de incerteza modeladas são associadas à demanda, a tarifa média de venda de energia da microrregião, a taxa de retorno definida pela ANEEL e o valor do investimento a ser remunerado pelo órgão regulador. Cada variável é caracterizada pela sua função densidade de probabilidades. A forma de se definir os parâmetros de incerteza impacta no resultado final. Portanto, é importante que se faça uma análise prévia do comportamento de cada variável. Todas as variáveis de incerteza são combinadas em uma única incerteza, aplicando-se a Abordagem Consolidada da Incerteza.

Modelagem da demanda - A partir da demanda prevista pela área de planejamento, baseada nos dados verificados da região de estudo, estima-se o crescimento médio de 4,49% da demanda. Utiliza-se a equação (6.1) para efetuar uma projeção da curva da demanda.

$$D_t = D_{t-1}e^x \quad (6.1)$$

Em (6.1),  $D_t$  é a demanda no tempo  $t$  e  $x$  é a taxa de crescimento da demanda, que relaciona a demanda em dois tempos consecutivos.

O valor inicial da curva projetada coincide com o valor inicial da demanda prevista pela área de planejamento. A partir deste valor e pela aplicação da equação (6.1) calculam-se os demais valores da demanda prevista para todo o horizonte de tempo em análise, ou seja, 30 anos.

Para processar a simulação de Monte Carlo é necessário determinar o desvio padrão da taxa de crescimento da demanda,  $\sigma$ . Utiliza-se a expressão (6.2), já apresentada na seção 5.2.2.

$$\sigma = \frac{\sum_{i=1}^n r_i - \ln\left(\frac{D_T^{inferior}}{D_0}\right)}{2\sqrt{T}} \quad (6.2)$$

Em (6.2),  $D_0$  é a demanda verificada no tempo zero e  $D_T^{inferior}$  é a mínima demanda esperada ao final do horizonte de estudo. Observa-se em (6.2) que, para efetuar o cálculo do desvio padrão do crescimento da demanda, é necessário fazer uma estimativa do valor mínimo esperado para a demanda no último ano da análise. Tendo como base a curva projetada pela equação (6.1), é feita a suposição de uma variação média de 10% em torno do valor projetado para o último ano da análise. Portanto, o valor da demanda mínima projetada para o ano 30 é igual a 46,39 MVA.

Portanto, aplicando (6.2), o valor calculado para o desvio padrão do crescimento da demanda é igual a 1,37%.

As curvas dos limites mínimos e máximos, da demanda projetada para cada ano, são calculadas pelas equações (6.3) e (6.4), respectivamente.

$$Lim_d[D_t] = D_0 e^{\Sigma r_i - 2\sigma\sqrt{t-1}} \quad (6.3)$$

$$Lim_u[D_t] = D_0 e^{\Sigma r_i + 2\sigma\sqrt{t-1}} \quad (6.4)$$

A Tabela 6.3 apresenta os resultados obtidos.

Tabela 6.3: Valores projetados para a demanda de energia na região em estudo

Demanda	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
Demanda Projetada (MVA)	14,00	14,64	15,32	16,02	16,76	17,53	18,33	19,18	20,06	20,98	21,94	22,95	24,01	25,11	26,27	27,47
Limite Inferior (MVA)	14,00	14,73	15,28	15,86	16,48	17,14	17,83	18,56	19,32	20,12	20,96	21,83	22,75	23,70	24,70	25,75
Limite Superior (MVA)	14,00	15,92	16,80	17,70	18,64	19,61	20,62	21,68	22,78	23,93	25,14	26,40	27,72	29,11	30,55	32,07

Demanda	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25	Ano 26	Ano 27	Ano 28	Ano 29	Ano 30
Demanda Projetada (MVA)	28,74	30,06	31,44	32,88	34,39	35,98	37,63	39,36	41,17	43,06	45,04	47,11	49,28	51,54
Limite Inferior (MVA)	26,84	27,98	29,18	30,42	31,72	33,08	34,51	35,99	37,54	39,16	40,85	42,62	44,46	46,39
Limite Superior (MVA)	33,66	35,32	37,06	38,89	40,80	42,80	44,89	47,09	49,39	51,80	54,33	56,98	59,75	62,65

A Figura 6.1 apresenta a faixa de incerteza da demanda, que corresponde aos valores situados entre as curvas de limite inferior e superior. A curva central se refere ao valor projetado para a demanda.

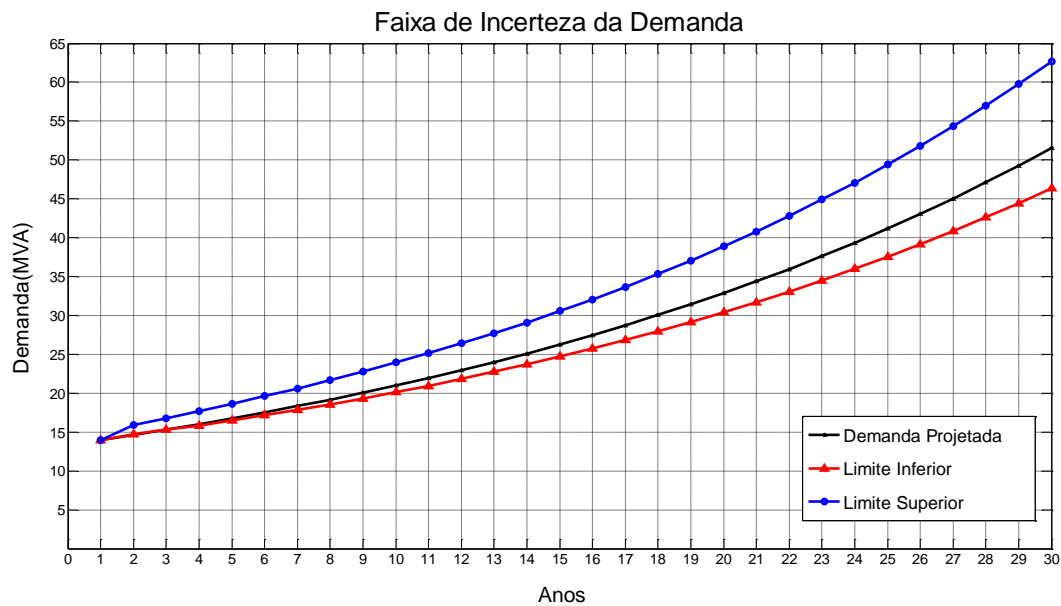


Figura 6.1: Faixa de Incerteza dos valores projetados para a Demanda

Como indicado na seção 5.2.2, a distribuição de probabilidade adotada para a taxa de crescimento da demanda é a distribuição normal. Na simulação de Monte Carlo, amostra-se a taxa de crescimento e projeta-se a demanda para todos os anos do horizonte de estudo. O crescimento médio esperado é de 4,49%, segundo indicam os estudos de planejamento de mercado realizados na concessionária de distribuição, que se baseiam em dados históricos da região em estudo. O desvio padrão é definido pela equação 6.2, considerando um erro de previsão do crescimento médio que se assume usualmente nesses estudos pela empresa. Assim, para a simulação no *Crystal Ball*, escolhe-se uma distribuição normal com média 4,49% e desvio padrão de 1,37%.

A Figura 6.2 apresenta a distribuição de probabilidade da taxa de crescimento da demanda, obtida no *Crystal Ball*, conforme modelagem descrita acima.

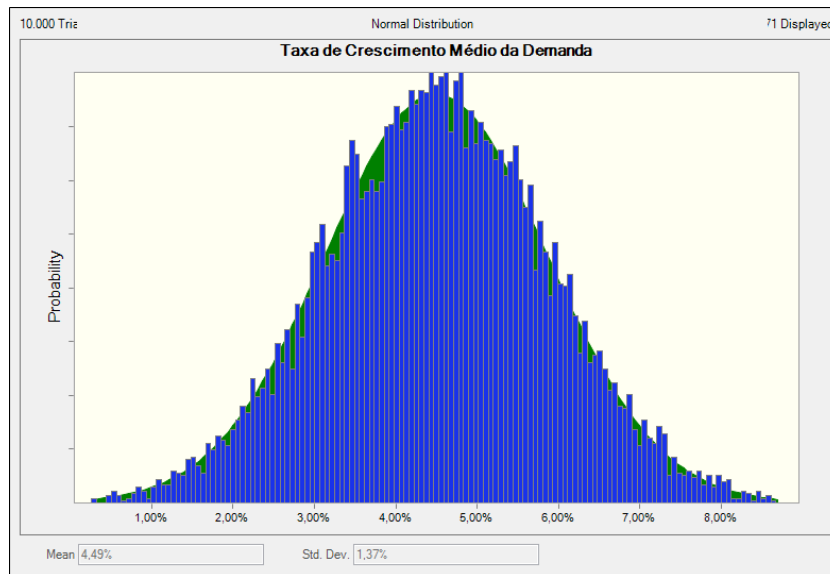


Figura 6.2: Distribuição de probabilidade da taxa de crescimento da demanda

Modelagem da tarifa média de venda de energia – A tarifa da concessionária é definida para as diferentes classes de consumidores e para as diversas microrregiões do sistema, sendo que, as estimativas deste parâmetro para uma determinada região são determinadas tendo como base dos valores históricos verificados na microrregião em estudo e considerando-se a média de todos os valores registrados naquela região. Desta forma, na simulação Monte Carlo, assume-se que a tarifa varia segundo uma distribuição triangular. O valor mais provável é estimado em função de dados históricos da concessionária e os valores máximo e mínimo são obtidos considerando uma variação de 5% em relação ao valor esperado, percentual este considerado razoável em relação aos valores históricos observados. Para o caso em estudo, o valor estimado para a tarifa de venda de energia é de R\$ 194,00, sendo os valores obtidos para o mínimo e máximo de R\$ 184,30 e R\$ 203,70, respectivamente. A Figura 6.3 apresenta a distribuição obtida no *Crystal Ball*.

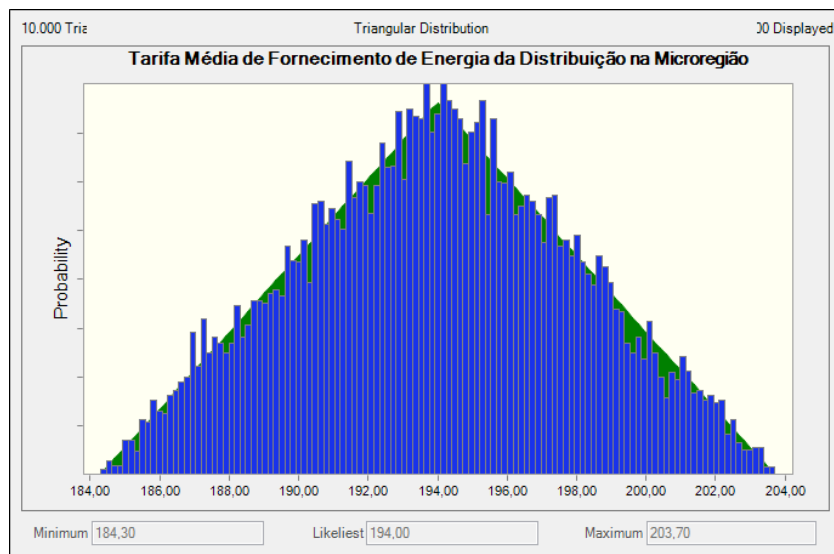


Figura 6.3: Distribuição de probabilidade da tarifa média de venda de energia da distribuição na microrregião

Modelagem da taxa de retorno - Para simular a variabilidade da taxa de retorno regulatória da ANEEL, que representa o custo médio ponderado do capital regulatório admitida pelo regulador, WACC, adota-se uma distribuição triangular, uma vez que, esta variável apresenta em seu histórico somente dois valores, ou seja, os valores adotados no 1º e 2º ciclo de revisão tarifária periódica, além do valor proposto para o 3º ciclo da revisão tarifária, não sendo possível estimar, através dos dados históricos, o comportamento da variável. Nessa distribuição, o valor máximo adotado corresponde ao valor do WACC ANEEL do 2º ciclo da revisão tarifária, igual a 9,95% e o valor mínimo adotado é o valor apresentado pela ANEEL como proposta para o 3º ciclo de revisão tarifária, igual a 7,15%. A taxa de desconto correspondente ao valor de pico da distribuição triangular adotada se refere ao valor do WACC esperado pelas concessionárias, aproximadamente 8%.

A taxa de retorno considerada pela ANEEL é obtida pela metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital, do inglês, *Weighted Average Cost of Capital*, WACC, cujo cálculo inclui o efeito dos impostos sobre a renda. O método do WACC procura refletir o custo médio das diferentes alternativas de financiamento (capital próprio e de terceiros) disponíveis para o empreendimento. Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis (ANEEL, 2008-b). A Figura 6.4 apresenta a distribuição obtida.

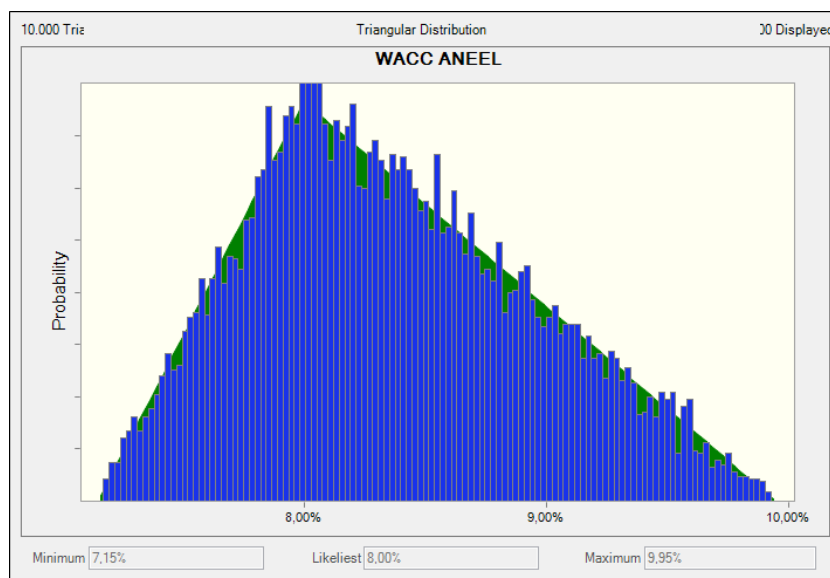


Figura 6.4: Distribuição de probabilidade da taxa de retorno regulatória da ANEEL

*Modelagem do Investimento a ser remunerado na Revisão Tarifária* - Este item está relacionado à definição da base de remuneração no momento da revisão tarifária. Quando da realização da revisão tarifária periódica, avalia-se o conjunto de ativos imobilizados em serviço, com vistas à composição da base de remuneração da concessionária. O valor da base de remuneração é determinado pelos investimentos incrementais realizados entre a data da última revisão tarifária e a atual.

Como visto no Capítulo 3, o órgão regular impõe critérios de elegibilidade para inclusão de um ativo na base de remuneração da concessionária. Estes critérios estão relacionados ao grau de utilização do ativo, pela aplicação de um índice de aproveitamento. O índice de aproveitamento para o grupo de ativos que compõem uma subestação é o Índice de Aproveitamento para Subestação (IAS), que resulta da aplicação de um índice que considera o fator de utilização da subestação e a expectativa para os próximos 10 anos, do crescimento percentual da carga atendida pela subestação. Esse índice está limitado a 100%.

Caso a subestação não atinja o índice estabelecido no período, o investimento realizado nesta instalação pode não ser 100% reconhecido pelo órgão regulador, ou seja, o valor integral do investimento não será contabilizado na base de remuneração da concessionária pelos cálculos da ANEEL, no momento da revisão tarifária. Outro fator que pode caracterizar a não integralização de um

investimento na base de remuneração é quando o investimento é realizado com um percentual de custos adicionais<sup>2</sup> acima dos valores de referência praticados pela ANEEL.

Considerando os fatores relacionados acima, relacionados a incertezas regulatórias, torna-se necessário modelar esta incerteza de forma a considerar seu impacto no retorno do projeto. Devido à dificuldade em estabelecer um critério para modelagem desta incerteza, optou-se neste trabalho, considerar de forma simplificada, um percentual de aceitação em relação ao investimento a ser remunerado pelo órgão regulador.

Ainda, é considerado um fator de correlação de 0,5 entre o investimento a ser remunerado e a taxa de crescimento da demanda, já que, uma das causas da variação do investimento a ser remunerado é o fato de não se atingir o IAS calculado para o investimento, o que corresponde ao fato de o crescimento previsto para a subestação não se concretizar no horizonte de 10 anos.

Para simular o investimento a ser remunerado na revisão tarifária, adota-se uma distribuição discreta, curva do tipo *Custom*, da ferramenta *Crystal Ball*, na qual são definidos os valores de investimento a ser remunerado e seu respectivo percentual de probabilidade de ocorrência. Como premissa, considera-se que o investimento realizado na 1ª etapa da subestação é 100% reconhecido, sendo que, somente o investimento necessário para expansão desta subestação juntamente com os respectivos investimentos associados aos alimentadores primários e às redes primárias e secundárias, pode ser glosado pela ANEEL. Portanto, esta consideração é aplicada sob o valor do investimento que será avaliado na revisão tarifária realizada após a entrada em operação dos ativos referentes à expansão da subestação. O valor do investimento avaliado nesta revisão tarifária, calculado no FCD, é de R\$ 14.583.230,00. Os valores adotados na curva *Custom* são apresentados na Tabela 6.4, a seguir:

---

<sup>2</sup> O valor final do ativo instalado e em operação no sistema é composto pela soma do Valor de Fábrica, que relaciona-se com a aquisição de equipamentos principais e componentes menores, os quais são calculados como um percentual dos equipamentos principais, e dos custos adicionais, que estão associados aos serviços de engenharia e projetos, fiscalização de obras e administração por parte da concessionária.

Tabela 6.4: Valores adotadas na curva *Custom* para modelagem do Investimento a ser remunerado na Revisão Tarifária

Percentual em relação ao total do investimento a ser remunerado	Valor do investimento a ser remunerado	Probabilidade de Ocorrência
100%	14.583,23	40%
95%	13.854,07	20%
90%	13.124,91	15%
85%	12.395,75	15%
80%	11.666,58	10%

Valores em R\$ x1.000

A Figura 6.5 apresenta a distribuição de probabilidades discreta para modelagem da incerteza associada ao investimento a ser remunerado na revisão tarifária, como obtida no *Crystal Ball*.

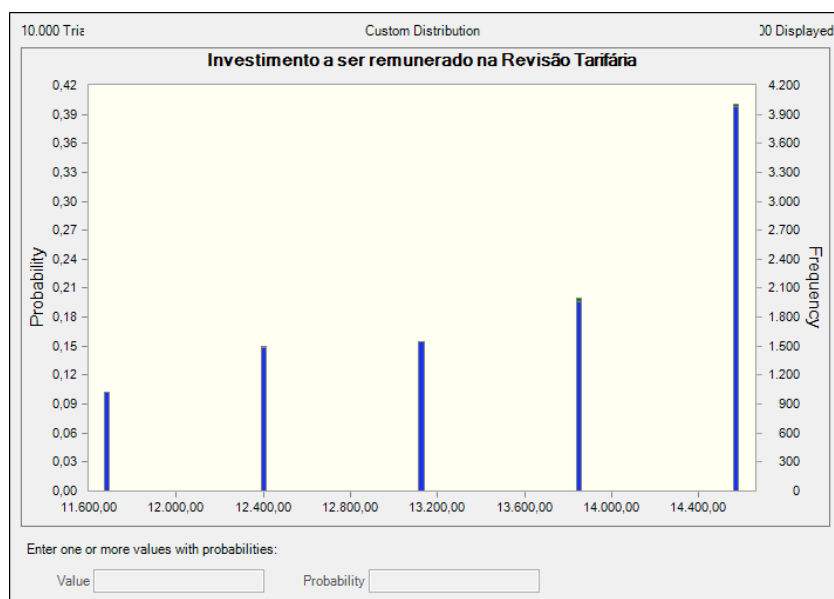


Figura 6.5: Distribuição de probabilidades discretas do investimento a ser remunerado na revisão tarifária

Após a parametrização das variáveis que representam as fontes de incerteza, realiza-se a simulação de Monte Carlo considerando 10.000 amostras. O software fornece a distribuição de probabilidades do retorno do projeto, conforme apresentada na Figura 6.6.

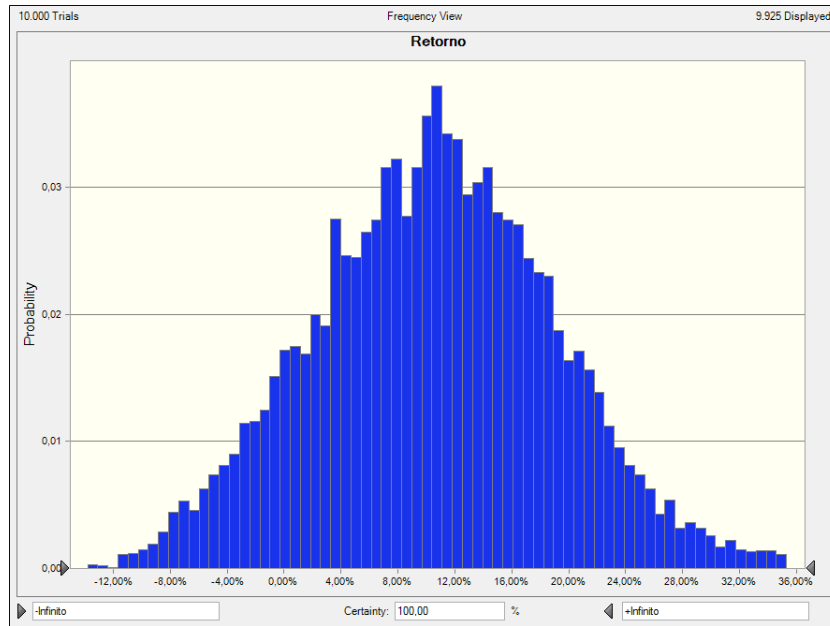


Figura 6.6: Distribuição de Probabilidades do Retorno do Projeto

O valor estimado para a volatilidade do projeto é igual a 8,77% e se refere ao desvio padrão do retorno do projeto. Este valor é determinado pelo software *Crystal Ball* e apresentado na Figura 6.7.

10.000 Trials		Statistics View	
	Statistic	Forecast values	
	Trials	10.000	
	Mean	10,76%	
	Median	10,68%	
	Mode	---	
	Standard Deviation	8,77%	
	Variance	0,77%	
	Skewness	0,2685	
	Kurtosis	3,45	
	Coeff. of Variability	0,8154	
	Minimum	-17,37%	
	Maximum	59,25%	
	Mean Std. Error	0,09%	

Figura 6.7: Resultados estatísticos da distribuição do retorno do projeto

A Figura 6.8 quantifica a influência de cada variável probabilística de entrada na variável de resultado escolhida. Pode-se observar em percentagens como a resposta é afetada em função de cada variável.

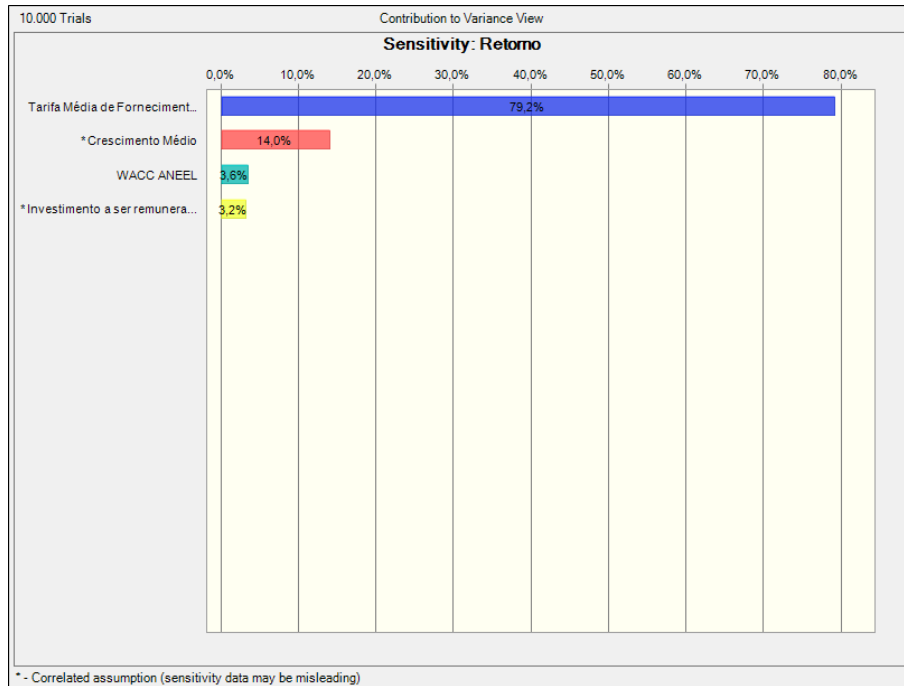


Figura 6.8: Sensibilidade do retorno do projeto em relação às variáveis de incerteza consideradas na simulação

A Figura 6.9 apresenta os gráficos de dispersão que mostram as correlações, dependências e outros relacionamentos entre as variáveis de suposição (variáveis de incerteza consideradas nas simulações) e a variável de previsão (retorno do projeto).

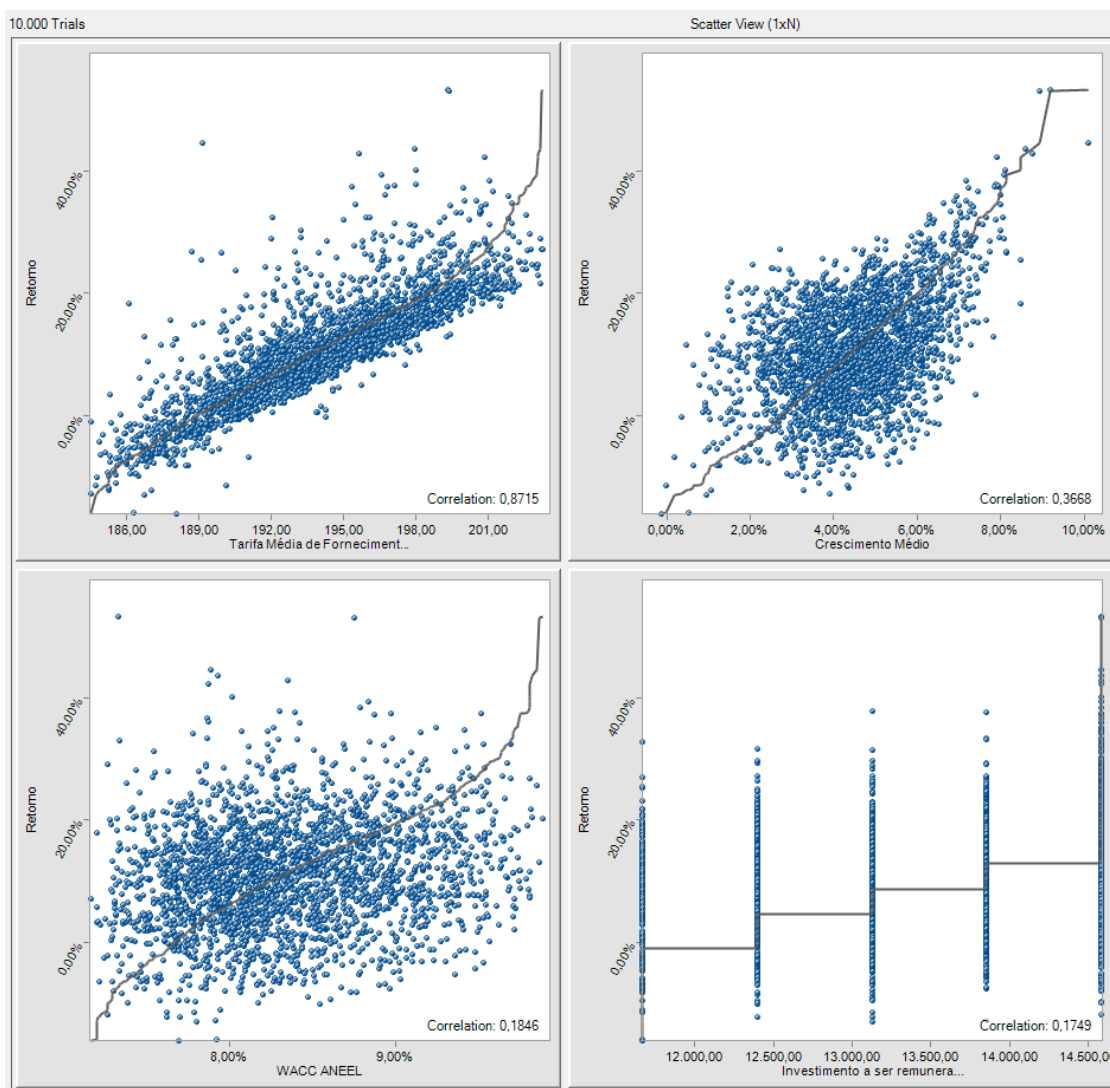


Figura 6.9: Gráficos de dispersão entre as variáveis de incerteza e o Retorno

Analisando as Figura 6.8 e 6.9 verifica-se que as variáveis que mais influenciam o retorno do projeto são a taxa de crescimento da demanda e o valor da tarifa de venda de energia, vistos que, estas variáveis determinam maior sensibilidade ao retorno, além de apresentarem maiores valores de correlação. As demais variáveis simuladas também interferem no retorno, porém, em menor escala.

A partir do valor da volatilidade, constrói-se a árvore de eventos. O valor inicial da árvore de eventos, ou o valor no ano 1, se refere ao valor presente do projeto (VP) sem considerar o investimento necessário para sua implantação. Este valor é igual a R\$ 20.779.695,55 (Vinte milhões, setecentos e setenta e nove mil, seiscentos e noventa e cinco reais e cinquenta e cinco centavos).

Os demais valores da árvore de eventos são obtidos multiplicando o VP pelos valores obtidos pela aplicação das equações (5.21) e (5.22).

O próximo passo consiste em avaliar a árvore de eventos, aplicando a metodologia de probabilidade neutra ao risco, para transformá-la em uma árvore de decisão, conforme descrito na seção 5.3. Utiliza-se a equação (5.25) para calcular os valores de  $p$  e  $1-p$ . Observa-se que nesta etapa é realizada a análise do melhor momento para se investir, considerando a idéia de maximizar o retorno da empresa, através da aplicação da equação (5.27).

A Tabela 6.5, a seguir, apresenta uma síntese dos valores calculados para cada parâmetro utilizado na construção das árvores binomiais.

Tabela 6.5: Parâmetros utilizados para construção das árvores binomiais

PARÂMETROS PARA CONSTRUÇÃO DAS ÁRVORES BINOMIAIS	
Estágios da Árvore	15
Expiração (anos)	15
$\delta t$	1
Taxa livre de risco	6%
VP*	20.779,70
Volatilidade ( $\sigma$ )	8,77%
Fator de subida (u)	1,09
Fator de descida (d)	0,92
Probabilidade (p)	0,8302
1-p	0,1698

\* Valor em R\$ x 1.000

O valor obtido ao final da análise da árvore de decisão, para o ano 1, corresponde ao valor presente líquido do projeto com flexibilidade, ou seja, R\$ 5.720.886,65 (Cinco milhões, setecentos e vinte mil, oitocentos e oitenta e seis reais e sessenta e cinco centavos).

As Figuras 6.10, 6.11 e 6.12 apresentam os resultados obtidos para a árvore de eventos, árvore de valores do retorno do projeto e árvore de decisão, respectivamente.

Árvore de Eventos														
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
20.780	22.684	24.764	27.033	29.511	32.216	35.169	38.393	41.912	45.754	49.948	54.526	59.524	64.980	70.936
	19.035	20.780	22.684	24.764	27.033	29.511	32.216	35.169	38.393	41.912	45.754	49.948	54.526	59.524
		17.437	19.035	20.780	22.684	24.764	27.033	29.511	32.216	35.169	38.393	41.912	45.754	49.948
			15.973	17.437	19.035	20.780	22.684	24.764	27.033	29.511	32.216	35.169	38.393	41.912
				14.631	15.973	17.437	19.035	20.780	22.684	24.764	27.033	29.511	32.216	35.169
					13.403	14.631	15.973	17.437	19.035	20.780	22.684	24.764	27.033	29.511
						12.278	13.403	14.631	15.973	17.437	19.035	20.780	22.684	24.764
							11.247	12.278	13.403	14.631	15.973	17.437	19.035	20.780
								10.302	11.247	12.278	13.403	14.631	15.973	17.437
									9.437	10.302	11.247	12.278	13.403	14.631
										8.645	9.437	10.302	11.247	12.278
											7.919	8.645	9.437	10.302
												7.254	7.919	8.645
													6.645	7.254
														6.087

\* Valores em R\$ x 1.000

Figura 6.10: Árvore de Eventos

Árvore de Valores do Retorno do Projeto														
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
5.721	6.694	16.517	18.277	20.213	22.343	24.686	27.261	30.092	33.203	36.620	40.375	44.497	49.024	53.994
	3.045	12.533	13.928	15.466	17.160	19.028	21.085	23.349	25.842	28.585	31.602	34.921	38.570	42.581
		9.192	10.279	11.482	12.811	14.280	15.902	17.691	19.665	21.842	24.242	26.886	29.798	33.005
			7.223	8.142	9.164	10.297	11.553	12.943	14.482	16.184	18.065	20.143	22.437	24.970
				5.358	6.114	6.961	7.907	8.961	10.133	11.436	12.882	14.485	16.261	18.227
					3.613	4.203	4.873	5.633	6.490	7.454	8.533	9.737	11.078	12.569
						2.050	2.455	2.933	3.492	4.142	4.893	5.753	6.729	7.821
							812	1.015	1.269	1.585	1.979	2.469	3.079	3.837
								113	144	185	236	302	387	494
									0	0	0	0	0	0
										0	0	0	0	0
											0	0	0	0
												0	0	0
													0	0
														0

\* Valores em R\$ x 1.000

Figura 6.11: Árvore de Valores do Retorno do Projeto

Árvore de Decisão														
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
Espera	Investe	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Espera	Espera	Espera	Espera	Espera	Investe
	Investe	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Espera	Espera	Espera	Espera	Espera	Investe
		Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Espera	Espera	Espera	Espera	Espera	Investe
			Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Espera	Espera	Espera	Espera	Espera	Investe
				Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Espera	Espera	Espera	Espera	Espera	Investe
					Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Espera	Espera	Espera	Espera	Espera	Investe
						Manter Aberta	Manter Aberta	Manter Aberta	Espera	Espera	Espera	Espera	Espera	Investe
							Manter Aberta	Manter Aberta	Espera	Espera	Espera	Espera	Espera	Investe
								Manter Aberta	Espera	Espera	Espera	Espera	Espera	Investe
									Manter Aberta	Espera	Espera	Espera	Espera	Investe
										Não Investe	Não Investe	Não Investe	Não Investe	Não Investe
										Não Investe	Não Investe	Não Investe	Não Investe	Não Investe
											Não Investe	Não Investe	Não Investe	Não Investe
												Não Investe	Não Investe	Não Investe
													Não Investe	Não Investe
														Não Investe

Figura 6.12: Árvore de Decisão

Para análise da Figura 6.12 devem-se considerar as seguintes características:

- (i) O prazo de expiração da 1ª etapa da subestação é o ano 2. A ampliação pode ser realizada entre os anos 10 e 15. Esta premissa é adotada considerando os valores projetados para a demanda, nos limites extremos, ou seja, limite inferior e superior. De acordo com a Tabela 6.3, considerando que o crescimento da demanda assumirá o crescimento previsto no limite inferior, a capacidade da subestação é ultrapassada no ano 16. Tendo em vista o prazo de execução da obra, de 18 meses, o empreendimento iniciaria no ano 15. Ressalta-se aqui que os investimentos são planejados para entrar em operação em junho ou julho de cada ano; assim, iniciando no ano 15, estaria em operação a meados do ano 16. Análise semelhante é feita para o crescimento tendendo a seu limite superior, no qual a capacidade da subestação é ultrapassada no ano 11, sendo necessário, portanto, iniciar a obra no ano 10;
- (ii) Desta forma, os anos em que se tem a opção para investir, são os anos 1 e 2, na implantação da nova subestação, e os anos 10 ao 15, na ampliação da subestação existente. Nestes anos, a opção é de investir no ano corrente ou esperar até o ano seguinte para se ter maiores informações sobre as incertezas no negócio. Neste momento, aplica-se a equação (5.27), e a opção que retornar o maior valor, é o valor considerado no respectivo nó da árvore de valores do retorno do projeto. Nesta mesma árvore, nos nós onde o valor é igual a zero, a opção é de não investir, pois de acordo com os riscos associados ao projeto, o retorno é negativo;
- (iii) Nos demais nós da árvore, como são anos em que não estão previstos investimentos, as opções são de abandonar o investimento futuro, se o valor obtido na árvore for menor que zero ou manter a opção aberta, para valores positivos, maiores que zero, indicando que a opção de se investir no futuro ainda é viável.

### 6.3. Cálculo do VOR

Finalmente, calcula-se o valor da opção real, que se refere ao ganho obtido na análise econômica do projeto com a introdução da avaliação dos riscos e incertezas do projeto em sua análise econômica.

O valor da opção real (VOR) é obtido de (5.28) e, de acordo com COPELAND & ANTIKAROV (2001), expressa o valor da flexibilidade que os tomadores de decisão têm ao empreender um projeto.

$$VOR = 5.720.886,65 - 4.727.497,97 = 993.388,68$$

Observa-se que o valor da opção de diferimento aumentou 21% o valor do projeto, de R\$ 4.727.497,97 para R\$ 5.720.886,65, demonstrando o ganho em esperar para observar os riscos do mercado até o momento em que as incertezas são melhor estimadas.

A Tabela 6.6 apresenta a síntese dos resultados obtidos pela análise de investimento via TOR.

Tabela 6.6: Resultados Obtidos pela análise via Opções Reais

Volatilidade	8,77%
VPL sem Flexibilidade	4.727,50
VPL com Flexibilidade	5.720,89
VOR	993,39

\* Valores em R\$ x 1.000

Esse resultado apresenta uma interessante associação com a teoria macroeconômica, pois quando há um aumento da incerteza na economia, a ação de se investir é desacelerada, uma vez que, o mercado atua no sentido de se proteger contra riscos.

## 6.4. Análise de Risco do VPL

A Figura 6.13 apresenta a distribuição de probabilidades do VPL obtida de uma simulação de Monte Carlo considerando todas as fontes de incerteza adotadas no estudo.

A análise de risco do VPL é uma análise complementar à análise via TOR, que indica a incerteza quanto aos possíveis valores do VPL do projeto, apontando a probabilidade de obter VPL negativo.

Considerando um nível de confiança de 95%, é realizada uma análise de risco utilizando as métricas de risco NPVaR e C-NPVaR, aplicada a distribuição de probabilidade do VPL na Figura 6.13. A parte vermelha do gráfico corresponde aos valores dos percentis 5% e 95%.

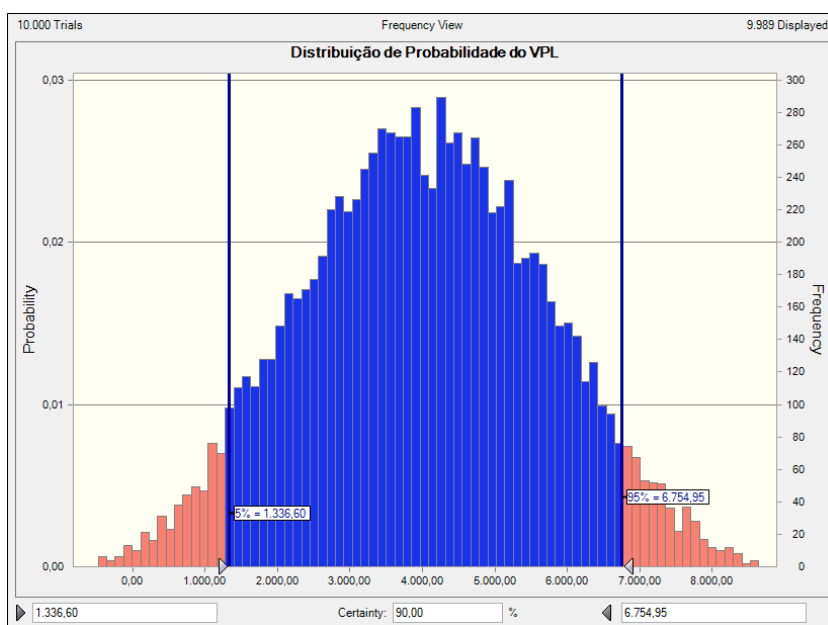


Figura 6.13: Distribuição de probabilidade do VPL

A Tabela 6.7, a seguir, apresenta os valores calculados na análise.

Tabela 6.7: Análise de Risco – NPVaR e C-NPVaR

ANÁLISE DE RISCO DO VPL	
VPL sem flexibilidade	4.727,50
NPVaR	1.336,60
C-NPVaR	798,93

\* Valores em R\$ x 1.000

Através da análise de risco da distribuição de probabilidade do VPL, pelas métricas NPVaR e C-NPVaR, tem-se uma informação a mais sobre retorno do projeto. Como estas métricas foram calculadas a partir de um nível de confiança de 95%, tem-se que o valor do NPVaR se refere ao valor do VPL com probabilidade de ocorrência de 5% e o valor do C-NPVaR é igual a média dos valores de VPL com probabilidades inferiores a 5% de ocorrência. Observa-se que o C-NPVaR é sempre menor que o NPVaR, ressaltando a característica conservadora da métrica de risco condicional.

## 6.5. Análise de Sensibilidade

Para avaliar os resultados obtidos acima, de forma a verificar o impacto de cada variável de incerteza no retorno do projeto, é realizada a análise de sensibilidade apresentada a seguir.

De acordo com CASAROTTO & KOPITTKKE (2010, p. 311), “na análise de sensibilidade é estudado o efeito que a variação de um dado de entrada pode ocasionar nos resultados. Quando uma pequena variação num parâmetro altera drasticamente a rentabilidade de um projeto, diz-se que o projeto é muito sensível a este parâmetro.”

A análise de sensibilidade é um recurso utilizado para diversas finalidades, como por exemplo, auxiliar na tomada das melhores decisões, auxiliar na definição de quais dados estimados devem ser refinados antes da tomada de decisão, além de direcionar a atenção do investidor nos elementos críticos durante a implementação de um projeto.

Os parâmetros de incerteza considerados neste trabalho são: a taxa de crescimento médio da demanda, a tarifa média de venda de energia da microrregião, o WACC ANEEL e o investimento a ser remunerado na revisão tarifária.

É avaliado o impacto isolado de cada variável no retorno do projeto, bem como o efeito conjunto dessas variáveis. A proposta é verificar a qual parâmetro o retorno é mais sensível para que, sob condições de incerteza, a gerência tenha maiores informações para auxiliar na tomada de decisão.

As simulações são realizadas para 15 cenários, diferenciados pela quantidade de fontes de incerteza modeladas. Em cada caso apresenta-se a distribuição obtida para o retorno, bem como seu desvio padrão.

✓ Cenário 1: Variação da Taxa de Crescimento da Demanda

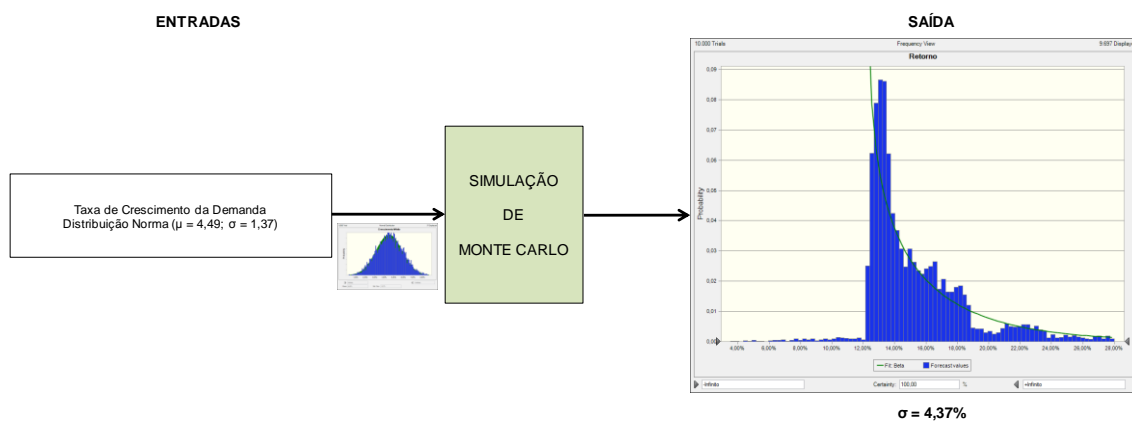


Figura 6.14: Cenário 1 – Simulação de Monte Carlo

✓ Cenário 2: Variação da Tarifa Média de Venda de Energia

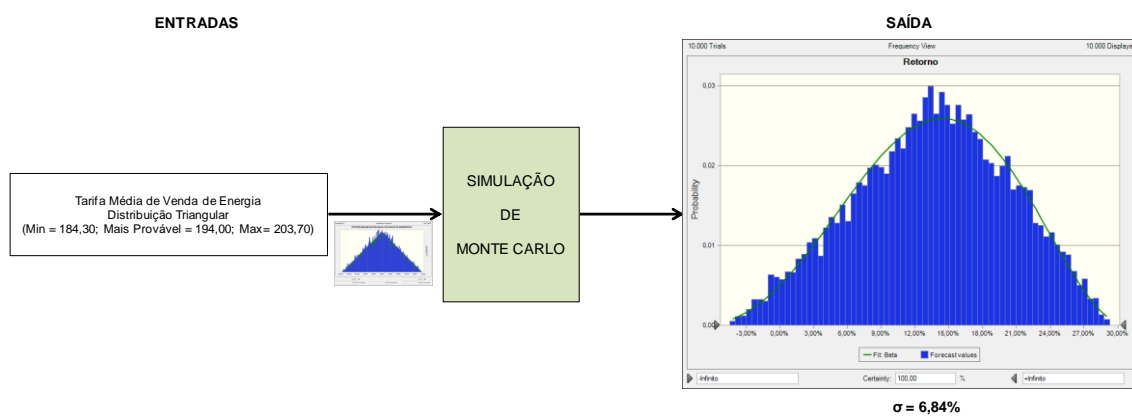


Figura 6.15: Cenário 2 – Simulação de Monte Carlo

✓ Cenário 3: Variação do WACC ANEEL

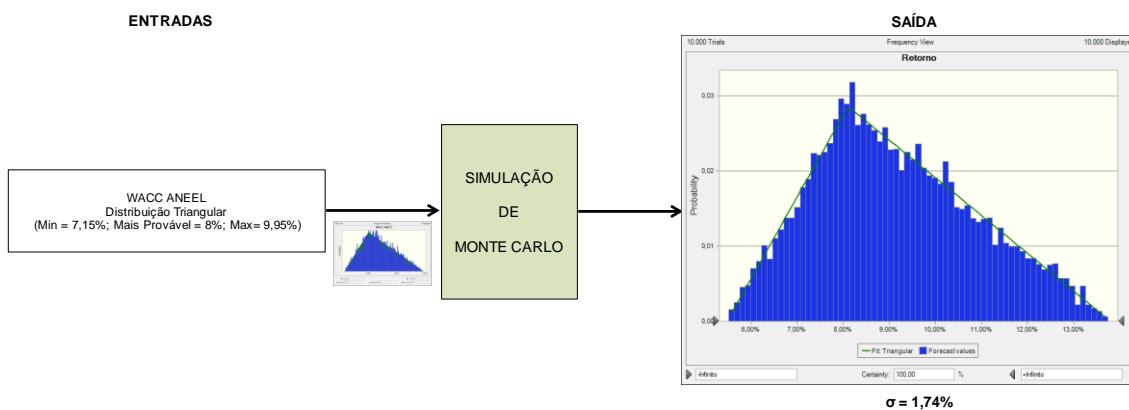


Figura 6.16: Cenário 3 – Simulação de Monte Carlo

✓ Cenário 4: Variação do Investimento a ser remunerado na Revisão Tarifária

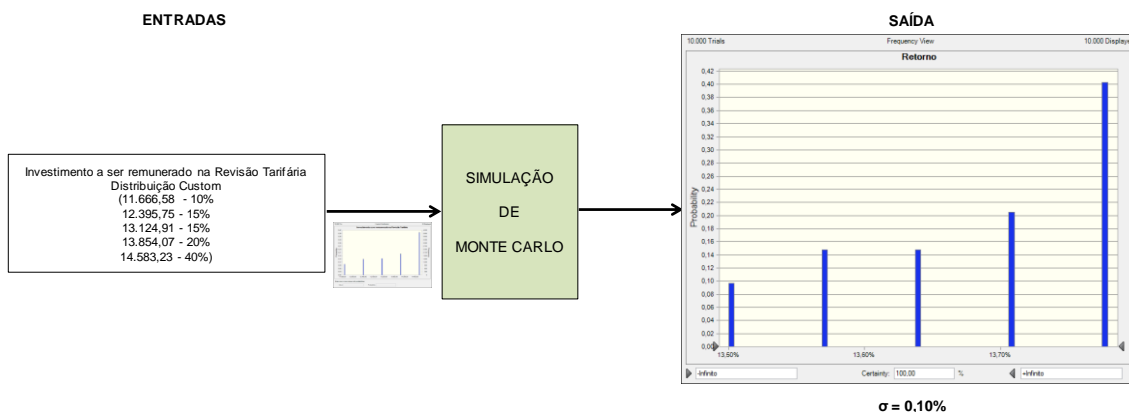


Figura 6.17: Cenário 4 – Simulação de Monte Carlo

Nos demais cenários, apresentados a seguir, é realizada a análise do efeito conjunto de cada uma das variáveis de incertezas, avaliadas isoladamente nos cenários 1 a 4.

- ✓ Cenário 5: Variação da Taxa de Crescimento da Demanda e Tarifa Média de Venda de Energia

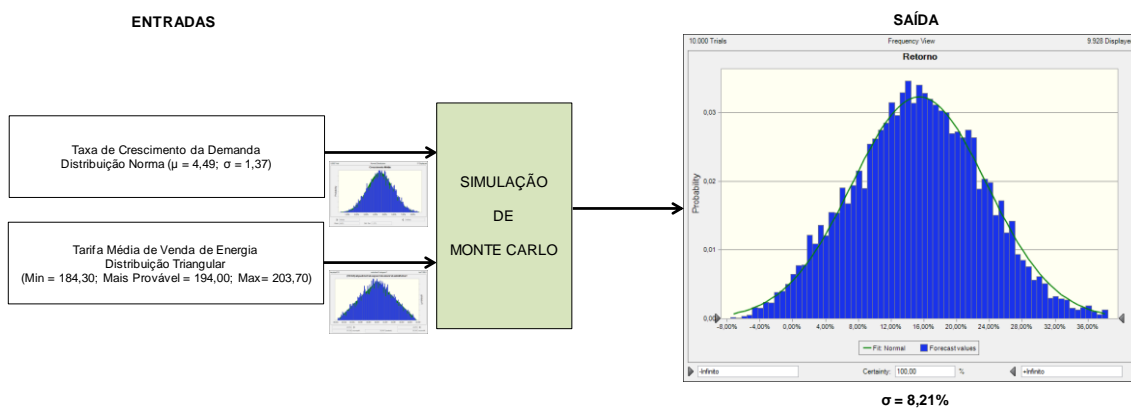


Figura 6.18: Cenário 5 – Simulação de Monte Carlo

- ✓ Cenário 6: Variação da Taxa de Crescimento da Demanda e WACC ANEEL

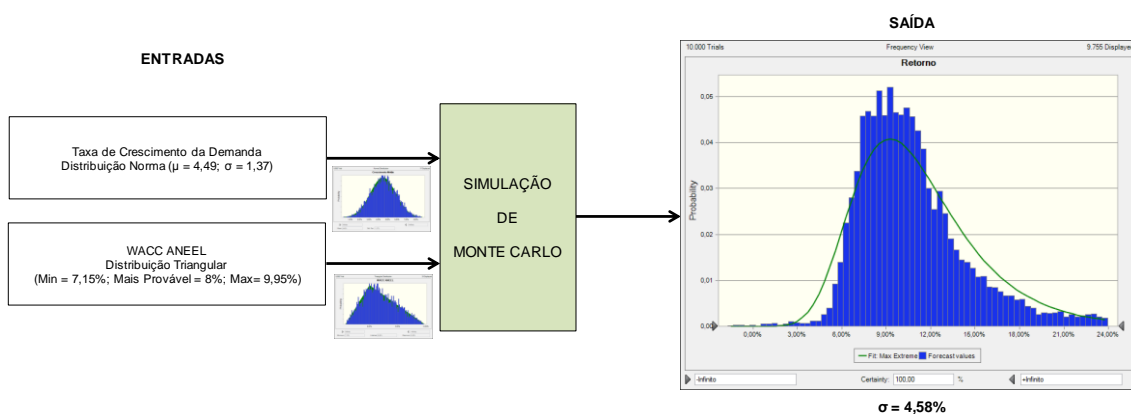


Figura 6.19: Cenário 6 – Simulação de Monte Carlo

- ✓ Cenário 7: Variação da Taxa de Crescimento da Demanda e do Investimento a ser remunerado na Revisão Tarifária

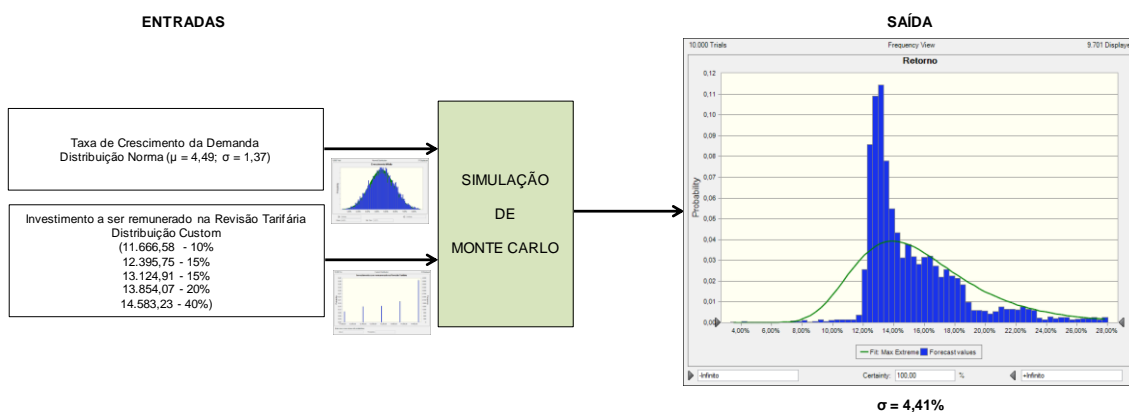


Figura 6.20: Cenário 7 – Simulação de Monte Carlo

- ✓ Cenário 8: Variação da Tarifa Média de Venda de Energia e WACC ANEEL

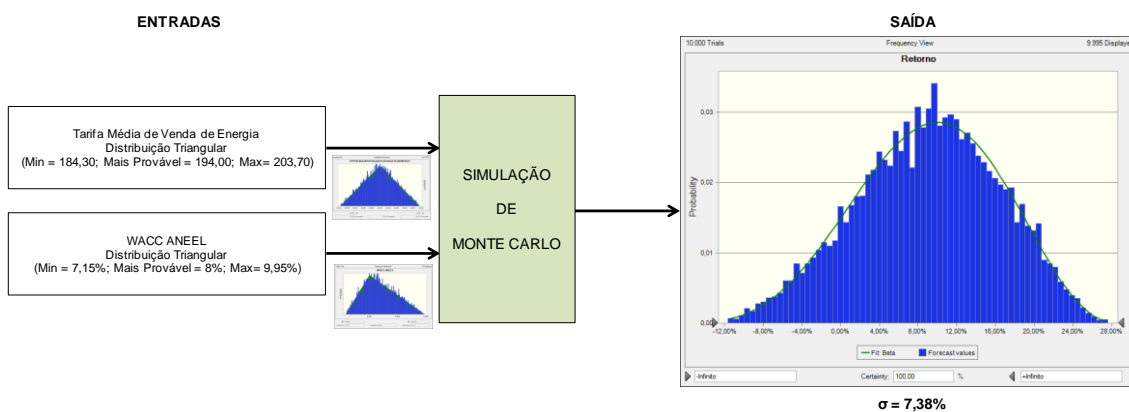


Figura 6.21: Cenário 8 – Simulação de Monte Carlo

- ✓ Cenário 9: Variação da Tarifa Média de Venda e do Investimento a ser remunerado na Revisão Tarifária

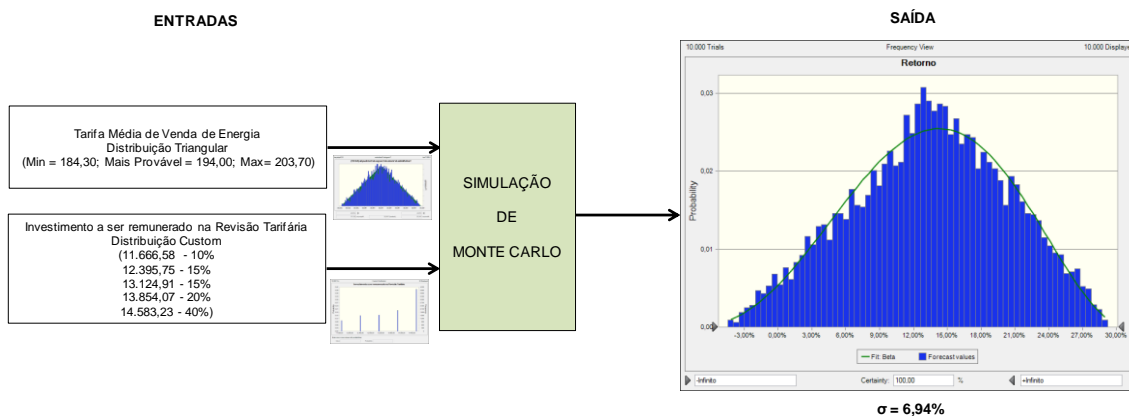


Figura 6.22: Cenário 9 – Simulação de Monte Carlo

- ✓ Cenário 10: Variação do WACC ANEEL e do Investimento a ser remunerado na Revisão Tarifária

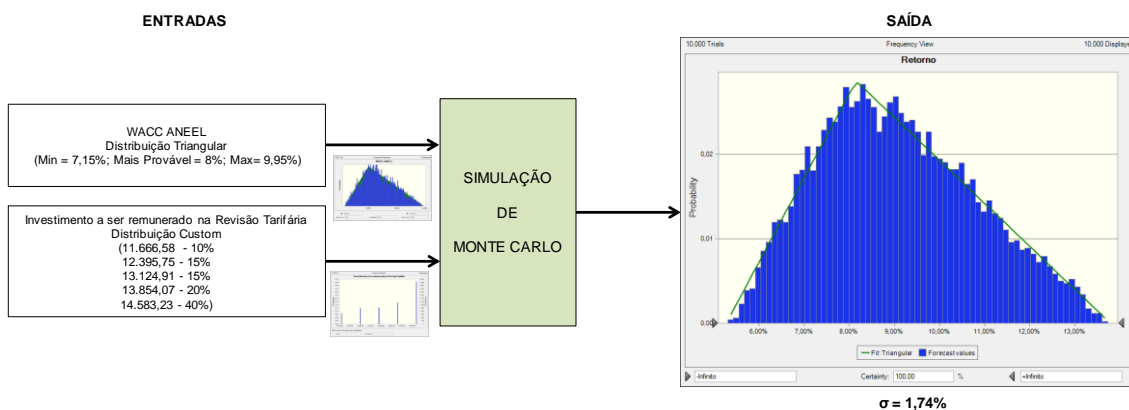


Figura 6.23: Cenário 10 – Simulação de Monte Carlo

- ✓ Cenário 11: Variação da Taxa de Crescimento da Demanda, da Tarifa Média de Venda de Energia e do WACC ANEEL

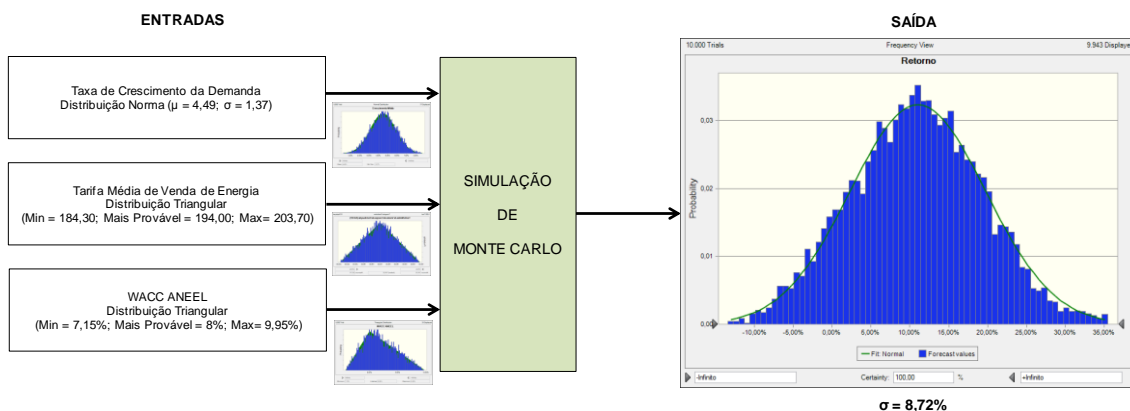


Figura 6.24: Cenário 11– Simulação de Monte Carlo

- ✓ Cenário 12: Variação da Taxa de Crescimento da Demanda, da Tarifa Média de Venda de Energia e do Investimento a ser remunerado na Revisão Tarifária

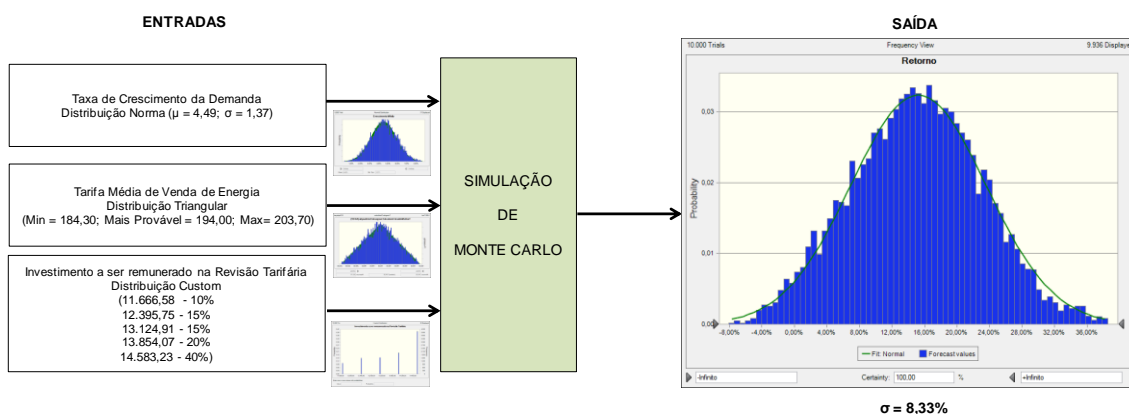


Figura 6.25: Cenário 12 – Simulação de Monte Carlo

- ✓ Cenário 13: Variação da Taxa de Crescimento da Demanda, do WACC ANEEL e do Investimento a ser remunerado na Revisão Tarifária

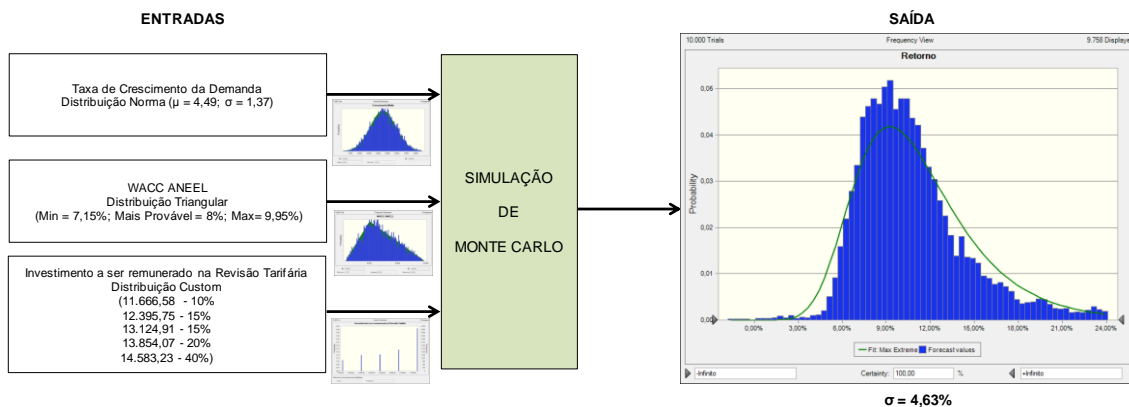


Figura 6.26: Cenário 13 – Simulação de Monte Carlo

- ✓ Cenário 14: Variação da Tarifa Média de Venda de Energia, do WACC ANEEL e do Investimento a ser remunerado na Revisão Tarifária

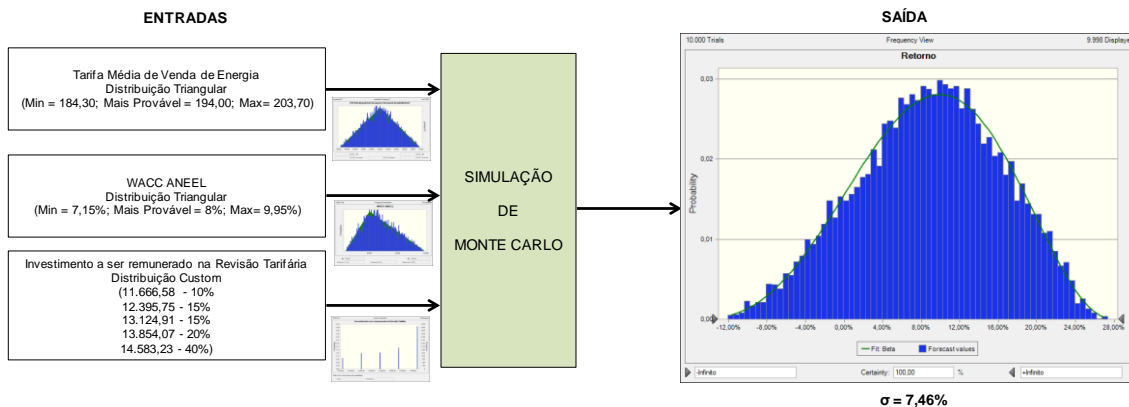


Figura 6.27: Cenário 14 – Simulação de Monte Carlo

- ✓ Cenário 15: Variação da Taxa de Crescimento da Demanda, da Tarifa Média de Venda de Energia, do WACC ANEEL e do Investimento a ser remunerado na Revisão Tarifária

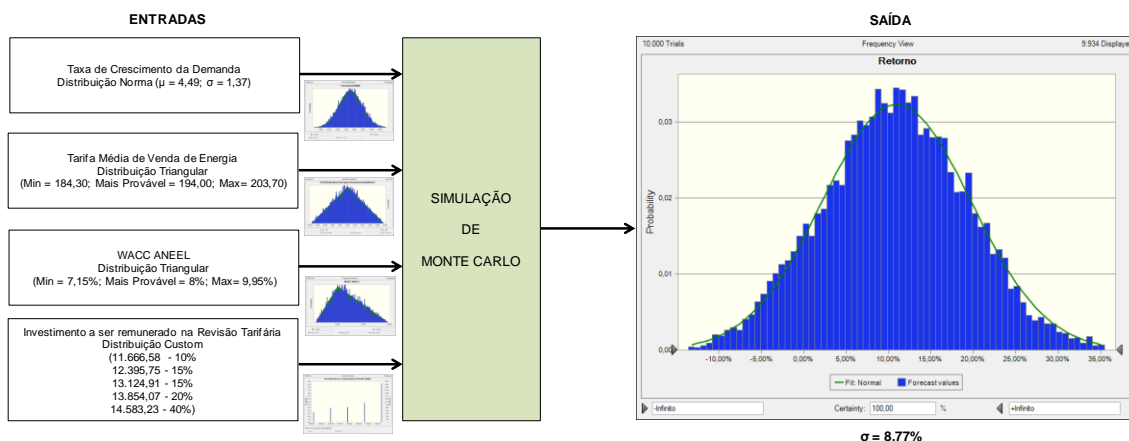


Figura 6.28: Cenário 15 – Simulação de Monte Carlo

Para cada cenário simulado acima, é obtido o percentual de variação do retorno em relação aos parâmetros considerados em cada simulação. Os resultados desta análise são resumidos na Tabela 6.8.

Tabela 6.8: Resumo da Análise de Sensibilidade

Cenários	Contribuição dos Parâmetros de Incerteza no Retorno do Projeto (%)				Volatilidade $\sigma$ (%)
	Taxa de Crescimento da Demanda	Tarifa Média de Venda de Energia	WACC ANEEL	Investimento a ser remunerado na Revisão Tarifária	
1	100,00%				4,37%
2		100,00%			6,84%
3			100,00%		1,74%
4				100,00%	0,10%
5	16,10%	83,90%			8,21%
6	64,00%		36,00%		4,58%
7	78,80%			21,20%	4,41%
8		95,40%	4,60%		7,38%
9		99,99%		0,01%	6,94%
10			99,80%	0,20%	1,74%
11	13,00%	82,50%	4,50%		8,72%
12	15,40%	80,30%		4,30%	8,33%
13	55,20%		30,60%	14,20%	4,63%
14		94,90%	5,00%	0,10%	7,46%
15	14,00%	79,20%	3,60%	3,20%	8,77%

Analisando os resultados consolidados na Tabela 6.8, verifica-se que os parâmetros para os quais o retorno se mostrou mais sensível são a tarifa de venda de energia e a taxa de crescimento da demanda. Observa-se nesta mesma tabela que nos cenários nos quais estão presentes estas variáveis, a volatilidade do retorno do projeto também se mostrou maior em relação aos cenários nos quais estes parâmetros não são considerados.

A análise de sensibilidade do retorno do projeto é executada pelo software *Crystal Ball*, e indica a contribuição, em porcentagem, de cada fonte de incerteza na variância do retorno do projeto.

### **6.5.1. Métricas de Risco**

Para cada um dos cenários apresentados anteriormente são também obtidas as distribuições de probabilidade do VPL. A partir destas realiza-se uma análise de risco utilizando as métricas apresentadas na seção 2.2 deste trabalho, considerando um intervalo de confiança de 95%.

A Figura 6.29 apresenta a distribuição de probabilidade do VPL para cada cenário. A parte vermelha de cada distribuição corresponde aos percentis de 5% e 95%.

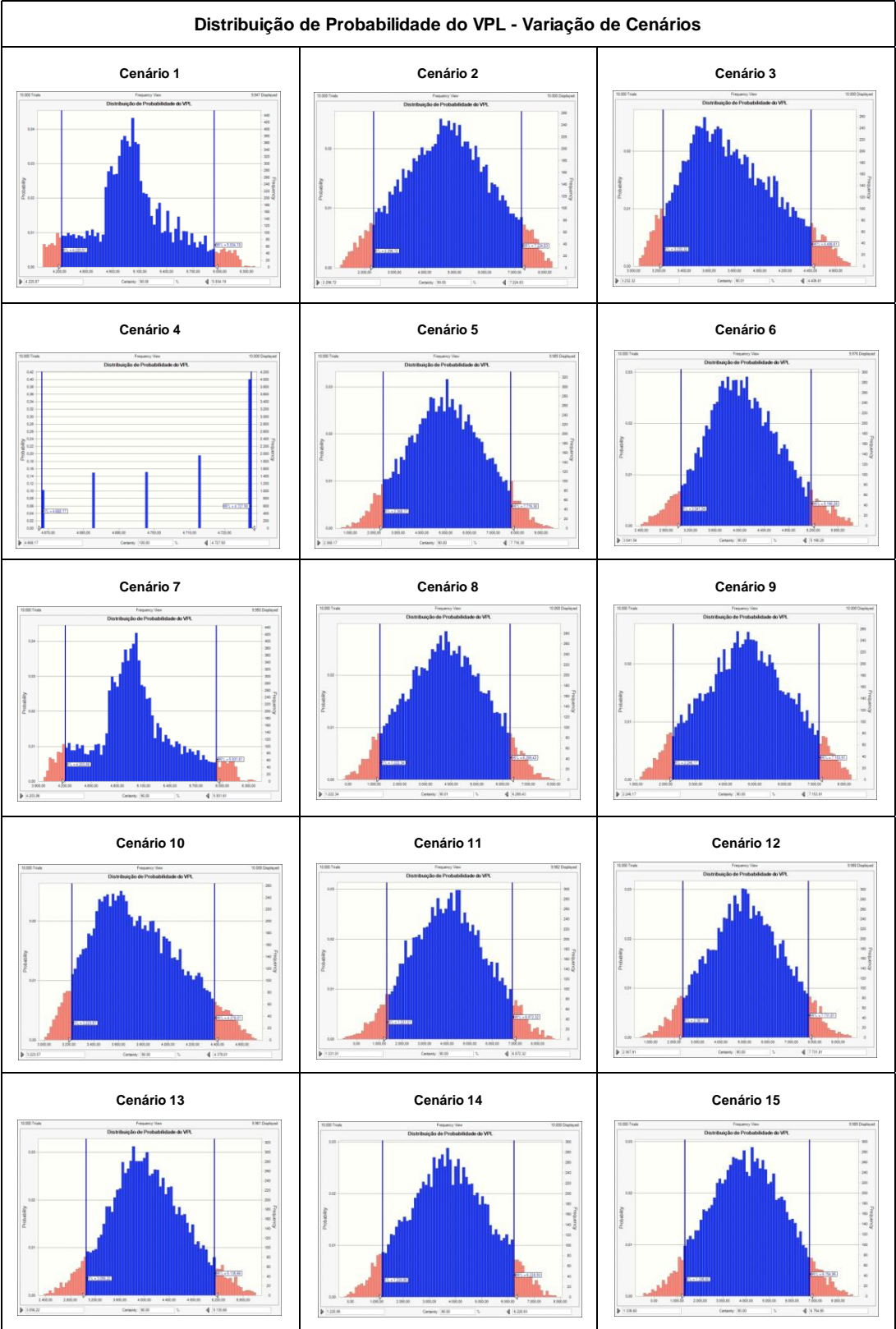


Figura 6.29: Distribuição de Probabilidade do VPL para cada cenário simulado

A Tabela 6.9 apresenta os valores obtidos para as métricas de risco NPVaR e C-NPVaR.

Tabela 6.9: Análise de risco do VPL – NPVaR e C-NPVaR

Cenários	VPL <sub>médio</sub>	NPVaR	C-NPVaR
1	5.032,54	4.224,16	4.125,83
2	4.731,29	2.291,66	1.901,90
3	3.762,44	3.233,56	3.162,70
4	4.707,74	4.668,17	4.668,17
5	5.028,67	2.401,38	1.917,59
6	4.065,73	3.030,99	2.829,53
7	5.015,31	4.218,32	4.115,35
8	3.796,13	1.278,44	827,74
9	4.707,82	2.246,82	1.858,92
10	3.750,77	3.221,04	3.154,10
11	4.092,53	1.359,47	829,94
12	4.984,95	2.350,12	1.874,79
13	4.057,64	3.029,53	2.836,11
14	3.759,02	1.241,25	796,54
15	4.027,99	1.336,60	798,93

Pela métrica do NPVaR é obtido o valor do VPL abaixo do qual se concentram 5% dos menores valores de VPL registrados em cada cenário. Verifica-se que os menores valores obtidos para o NPVaR foram registrados para os cenários com variação da tarifa de venda de energia.

O mesmo pode ser verificado para a métrica do C-NPVaR, na qual mais uma vez, registrou os menores valores nos casos onde se tem variação da tarifa de venda de energia, confirmando novamente, a maior sensibilidade do retorno do projeto em relação a este parâmetro de incerteza.

Em um cenário, no qual o C-NPVaR é muito diferente do NPVaR, tem-se um VPL com maior variância. É de se esperar que a volatilidade do retorno neste cenário seja maior. Esta relação é ilustrada na Figura 6.30 que apresenta o gráfico do retorno e da diferença entre as métricas de risco para cada cenário, conforme valores apresentados na Tabela 6.10.

Tabela 6.10: Relação entre as métricas de risco do VPL e a Volatilidade do Retorno do Projeto

Cenários	Diferença entre NPVaR e C-NPVaR	Volatilidade $\sigma$ (%)
1	98,34	4,37%
2	389,77	6,84%
3	70,86	1,74%
4	0,00	0,10%
5	483,79	8,21%
6	201,45	4,58%
7	102,97	4,41%
8	450,69	7,38%
9	387,89	6,94%
10	66,94	1,74%
11	529,53	8,72%
12	475,33	8,33%
13	193,42	4,63%
14	444,71	7,46%
15	537,67	8,77%

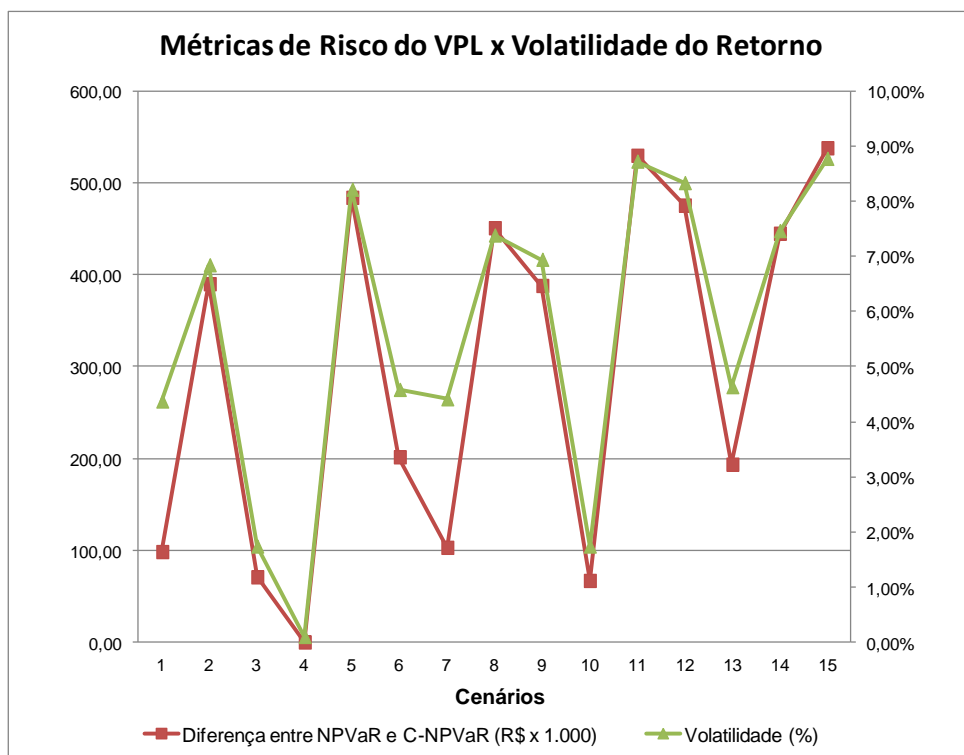


Figura 6.30: Gráfico da relação entre as métricas de risco do VPL e a volatilidade do retorno do projeto

## 6.5.2. Análise de Cenários

Pelas análises realizadas, verifica-se que as variáveis que resultam em maior impacto no retorno do projeto são a taxa de crescimento da demanda e a tarifa média de venda de energia, sendo o retorno mais sensível ainda em relação à incerteza da tarifa de venda de energia.

Para avaliar o grau de sensibilidade, além da tendência do retorno do projeto em relação ao efeito isolado da variabilidade destes parâmetros de incerteza, são realizadas alterações dos valores das variáveis taxa de crescimento e tarifa de venda de energia, em relação aos valores considerados inicialmente.

Desta forma, são considerados três cenários: mais provável (M), otimista (O) e pessimista (P). O método MOP é uma técnica de análise de risco de um projeto que mede o efeito da variação das estimativas sobre o valor do VPL utilizando três valores do intervalo de variação de cada fonte de incerteza modelada no projeto. A análise de cenários MOP começa definindo os três possíveis valores de cada cenário, o mais provável, otimista e pessimista. Os VPLs dos três cenários representam o intervalo de variação do VPL do projeto (LAPPONI, 2007). Para cada cenário efetua-se a análise de TOR e obtém-se a distribuição de probabilidade do VPL.

Para a variação da taxa de crescimento da demanda é considerado um intervalo de confiança de 95,5%. Ou seja, 95,5% dos possíveis valores da taxa de crescimento da demanda estão compreendidos no intervalo  $[\mu-2\sigma, \mu+2\sigma]$ , sendo  $\mu=4,49$  e  $\sigma=1,37$ . Simulam-se 3 cenários: pessimista, mais provável e otimista, conforme apresentado na Tabela 6.11.

Para a variação da tarifa de venda de energia é considerado, em cada caso, os valores limites do intervalo de variação da tarifa de venda de energia,  $\pm 5\%$ . Ou seja, no cenário pessimista foi considerado o valor mínimo de R\$ 184,30 e para o otimista, o valor máximo de R\$ 203,70. O cenário mais provável foi simulado com o valor original considerado no trabalho, R\$ 194,00. Os resultados são apresentados na Tabela 6.12.

Tabela 6.11: Resultado da análise via TOR quando se consideram três cenários para a Taxa de Crescimento da Demanda

Parâmetros \ Cenários	Cenários		
	PESSIMISTA	MAIS PROVÁVEL	OTIMISTA
<b>TAXA DE CRESCIMENTO DA DEMANDA</b>	1,75%	4,49%	7,23%
<b>VOLATILIDADE</b>	4,82%	4,37%	12,13%
<b>VPL SEM FLEXIBILIDADE*</b>	6.053,48	4.727,50	5.694,28
<b>VPL COM FLEXIBILIDADE*</b>	7.173,59	5.720,89	7.039,83
<b>VOR*</b>	1.120,11	993,39	1.345,55

\* Valores em R\$ x 1.000

Tabela 6.12: Resultado da análise via TOR quando se consideram três cenários para a Tarifa de Venda de Energia

Parâmetros \ Cenários	Cenários		
	PESSIMISTA	MAIS PROVÁVEL	OTIMISTA
<b>TARIFA DE VENDA DE ENERGIA</b>	184,30	194,00	203,70
<b>VOLATILIDADE</b>	8,36%	6,84%	7,66%
<b>VPL SEM FLEXIBILIDADE</b>	1.128,23	4.727,50	8.326,76
<b>VPL COM FLEXIBILIDADE</b>	2.148,36	5.720,89	9.320,15
<b>VOR</b>	1.020,13	993,39	993,39

\* Valores em R\$ x 1.000

Verifica-se, pela análise dos resultados apresentados acima, que quanto maior a volatilidade, maior o valor da opção. Este comportamento indica que a incerteza, que é capturada na medida da volatilidade do retorno, aumenta o valor das opções.

Na sequência, estuda-se, para cada cenário MOP, referentes à taxa de crescimento da demanda e à tarifa de venda de energia, a distribuição de probabilidades do VPL, conforme apresentado nas Figuras 6.31 e 6.32, respectivamente.

Pela observação dos valores apresentados nas Tabelas 6.13 e 6.14, pode-se confirmar que o C-NPVaR sempre é menor que o NPVaR. Portanto, para investidores com maior aversão ao risco, a análise de risco do investimento, pela métrica do C-NPVaR, conduz a resultados mais conservadores e menos arriscados.

Espera-se que no cenário otimista sejam obtidos valores maiores de VPL, de forma que a distribuição esteja à direita da distribuição do VPL no cenário pessimista. Este comportamento não foi observado para o caso da variação da taxa de crescimento da demanda, como a Tabela 6.13 indica, pois as métricas de risco no cenário otimista são menores que no cenário pessimista.

Observa-se, na Tabela 6.14, que no cenário pessimista, no qual o valor da tarifa de energia é de 184,00 R\$/MWh, obteve-se um VPL sem flexibilidade menor que as métricas de risco NPVaR e C-NPVaR. Este comportamento pode ser explicado considerando a forma da distribuição adotada para a tarifa de venda de energia neste cenário pessimista, que é uma distribuição triangular na qual o máximo coincide com o limite inferior.

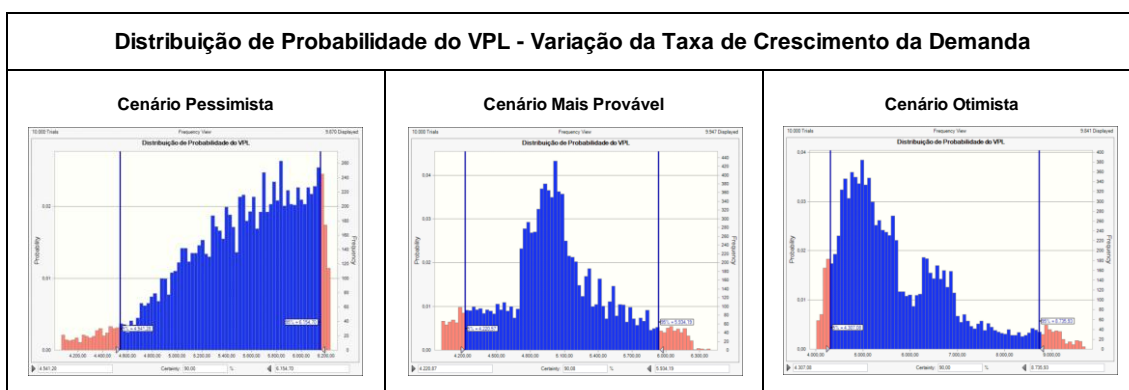


Figura 6.31: Distribuições de Probabilidade do VPL com a variação da Taxa de Crescimento da Demanda

Tabela 6.13: Análise de Risco pela variação da Taxa de Crescimento da Demanda

Parâmetros \ Cenários	Cenários		
	PESSIMISTA	MAIS PROVÁVEL	OTIMISTA
<b>TAXA DE CRESCIMENTO DA DEMANDA</b>	1,75%	4,49%	7,23%
<b>VPL SEM FLEXIBILIDADE *</b>	6.053,48	4.727,50	5.694,28
<b>NPVaR *</b>	4.541,28	4.224,16	4.307,08
<b>C-NPVaR *</b>	4.205,78	4.125,83	4.196,62

\* Valores em R\$ x 1.000

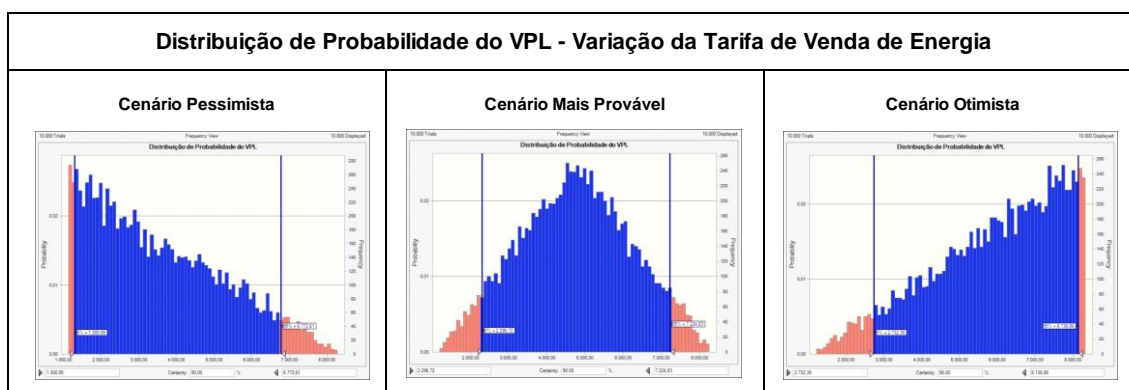


Figura 6.32: Distribuições de Probabilidade do VPL com a variação da Tarifa de Venda de Energia

Tabela 6.14: Análise de Risco pela variação da Tarifa de Venda de Energia

Parâmetros \ Cenários	Cenários		
	PESSIMISTA	MAIS PROVÁVEL	OTIMISTA
<b>TARIFA DE VENDA DE ENERGIA</b>	184,30	194,00	203,70
<b>VPL SEM FLEXIBILIDADE *</b>	1.128,23	4.727,50	8.326,76
<b>NPVaR *</b>	1.300,95	2.291,66	2.732,35
<b>C-NPVaR *</b>	1.212,33	1.901,90	2.188,18

\* Valores em R\$ x 1.000

## **6.6. Considerações Finais**

Neste capítulo, foram apresentados os resultados obtidos no desenvolvimento da abordagem das opções reais em um caso real de investimento na expansão do sistema de distribuição de energia.

Uma das maiores dificuldades desta análise é a determinação da volatilidade do retorno do projeto. Quanto melhor definidos os parâmetros de incerteza do projeto, mais preciso será o valor obtido para a volatilidade. Este é o ponto crucial da análise de investimento via opções reais.

Considerando-se os diversos fatores existentes na estimação da volatilidade do retorno do projeto, conclui-se que os resultados encontrados são satisfatórios.

Como a metodologia empregada no trabalho permite incorporar as fontes de incerteza da avaliação do fluxo de caixa, foi possível obter a distribuição de probabilidade do VPL, para cada caso analisado e, de forma adicional a avaliação via opções reais, foi possível realizar uma análise de sensibilidade utilizando as métricas de risco do VPL, a fim de complementar a análise de viabilidade do investimento.

## CAPÍTULO 7

### CONCLUSÃO

Esta dissertação apresentou uma aplicação da teoria de opções reais à avaliação de investimentos em expansão do sistema de distribuição no setor elétrico brasileiro. A principal contribuição do trabalho foi exemplificar a aplicabilidade da teoria em um ambiente fortemente regulado de tomada de decisão, utilizando dados reais de uma concessionária.

A proposta deste trabalho foi avaliar uma opção de diferimento para um investimento na expansão do sistema de distribuição via TOR.

O primeiro passo do desenvolvimento foi a construção do FCD da concessionária e, utilizando as métricas tradicionais de avaliação de investimento, determinar o VPL do projeto sem flexibilidade. O resultado obtido para esta métrica foi de 4.727.497,97, que representa o 14% do valor total do investimento. A partir deste resultado, a análise tradicional indica que o projeto é viável e deve ser implementado.

Em seguida, foram identificadas e modeladas as fontes de incerteza que impactam o fluxo de caixa da concessionária. Neste momento é importante ressaltar que as incertezas modeladas neste trabalho foram aquelas consideradas relevantes, pelo autor. Através de simulação de Monte Carlo, foi determinada a volatilidade do retorno do projeto, considerando o efeito conjunto de todas as variáveis de incerteza modeladas. Observou-se que o retorno do projeto é fortemente influenciado pelas variáveis consideradas na simulação, conforme esperado.

Estimada a volatilidade do retorno do projeto, foi calculado o valor da opção real. A análise indicou que o valor da opção de diferimento aumentou 21% o valor do projeto, de R\$ 4.727.497,97 para R\$ 5.720.886,65. Demonstra-se, assim, o ganho

que existe em esperar para observar os riscos do mercado até o momento em que as incertezas sejam melhor estimadas.

Em adição a análise de opções reais, foi realizada uma análise de risco baseada na distribuição de probabilidade do VPL, utilizando as métricas do NPVaR e C-NPVaR. Estas métricas permitem avaliar o grau de incerteza do VPL, uma vez que consideram a natureza estocástica dos parâmetros envolvidos no FCD, fato que não é estimado na análise tradicional de investimento, avaliada tendo como base parâmetros fixos.

A partir da distribuição de probabilidade do VPL do projeto, obtida através de simulação de Monte Carlo, avaliou-se as métricas NPVaR e C-NPVaR, considerando um intervalo de confiança de 95%. Os valores calculados para estas métricas foram ambos positivos, iguais a R\$ 1.336.600,00 e R\$ 798.930,00, respectivamente. Este resultado confirma que o C-NPVaR é uma métrica mais conservadora, sendo mais interessante para investidores com maior aversão ao risco.

Pelas análises expostas acima, conclui-se que, tanto a TOR quanto a análise pelas métricas de risco do VPL, afirmam a viabilidade econômica do projeto em estudo.

Foram realizadas também análises de sensibilidade, com o intuito de avaliar o impacto no retorno do projeto em diversos cenários diferenciados pelas fontes de incerteza modeladas. Foram estudados os efeitos isolados e conjuntos das fontes de incerteza. Desta análise, constatou-se uma maior correlação do retorno do projeto em relação à taxa de crescimento da demanda e à tarifa de venda de energia.

Mais uma vez, para cada um dos cenários estudados na análise de sensibilidade, foram obtidas as distribuições de probabilidade do VPL e determinadas as métricas de risco. Verificou-se que os cenários que apresentaram maiores valores de volatilidade foram também os cenários nos quais existe maior diferença entre as métricas de risco NPVaR e C-NPVaR.

Para finalizar, para as variáveis consideradas críticas, ou seja, aquelas que mais impactam o retorno do projeto, foi realizada uma análise MOP. Nesta análise, foram consideradas variações nos valores esperados, utilizados nas análises

anteriores, da taxa de crescimento da demanda e da tarifa de venda de energia, gerando 3 cenários possíveis: Mais Provável, Otimista e Pessimista.

Para a tarifa de venda de energia, verificou-se uma proporcionalidade nos resultados obtidos para as métricas de risco do VPL. No cenário otimista, com maior valor da tarifa, as métricas NPVaR e C-NPVaR são maiores que no cenário pessimista. Entretanto, para a variável taxa de crescimento da demanda, o comportamento foi diferente. O cenário otimista forneceu métricas levemente menores que o pessimista. Este comportamento pode ser explicado pela forma de cálculo da demanda adicional, que é determinada pela regulação do setor.

As opções reais assumem que o futuro é incerto e o gestor tem o direito de mudar o curso do projeto quando as incertezas são resolvidas e os riscos são conhecidos. Portanto, quando estes riscos são conhecidos, a análise deve ser revista para incorporar ou revisar as decisões.

Se em um projeto não houver risco nem incerteza, significa que os fluxos de caixa são conhecidos com absoluta certeza, logo, não há valor estratégico das opções reais. Nesse caso, o modelo de fluxo de caixa descontado é suficiente. Portanto, o fluxo de caixa descontado pode ser visto como um caso especial do modelo de opções reais, quando a incerteza é insignificante e a volatilidade se aproxima de zero.

Tanto a TOR quanto as análises das métricas de risco do VPL são ferramentas que auxiliam na tomada de decisão, uma vez que incorporam os riscos e as incertezas nas estimativas dos possíveis retornos do projeto. Assim, é possível concentrar atenções naqueles parâmetros cujo retorno é mais sensível.

Como contribuição para posteriores trabalhos sugere-se o estudo mais detalhado da modelagem dos parâmetros de incertezas regulatórias, principalmente, no que se refere ao investimento a ser remunerado pelo órgão regulador. Ainda, propõe-se modelar programas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), que permitiriam maior flexibilidade em relação ao *timing* do projeto de investimento.

## REFERÊNCIA

ALBUQUERQUE, Valério Oscar; NORONHA, J. C. Caminha; LIMA, J. W. Marangon. *Análise de Investimentos em Distribuição considerando a Incerteza Regulatória: Uma Abordagem com Opções Reais*. São Paulo, 2009.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Cartilha “Por Dentro da Conta de Luz,” Informação de Utilidade Pública*. ANEEL - <http://www.aneel.gov.br> - Brasília: 2008-a.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Nota Técnica nº 116/2006-SER/ANEEL – Metodologia de determinação de custos operacionais para revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica*. Brasília, 2006-a.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Nota Técnica nº 92/2008-SER/ANEEL – Segunda Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica*. Brasília, 2008-b.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Perguntas e Respostas sobre as Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica* - <http://www.aneel.gov.br> - Brasília: 2007.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8*. <http://www.aneel.gov.br> - Brasília, 2008-c.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 234*. Brasília, 31 de Outubro de 2006-b.

ARAÚJO, João Lizardo de; OLIVEIRA, Adilson de. *Diálogos de Energia: Reflexões sobre a Última Década, 1994-2004*. Rio de Janeiro: 7 Letras, 2005.

BLACK, Fischer; SCHOLES, Myron. *The Pricing of Options and Corporate Liabilities*. *Journal of Political Economy*, n. 81, p. 637-659, 1973.

BRACH, Marion A. *Real Options in Practice*. New Jersey: John Wiley & Sons, 2003.

BRANDÃO, Luiz E. T.; DYER, James S. *Projetos de Opções Reais com Incertezas Correlacionadas*. Revista de Administração e Contabilidade da Unisinos, 2009.

BRANDÃO, Marina Carvalho. *Análise dos Parâmetros que Influenciam a Obtenção do Valor da Flexibilidade por Opções Reais no Setor Elétrico*. Dissertação de Mestrado, UNIFEI. Itajubá, 2010.

CARON, F.; FUMAGALLI, M.; RIGAMONTI, A. "Engineering and contracting projects: a value at risk based approach to portfolio balancing," *International Journal of Project Management*, vol. 25, pp. 569–578, 2007.

CASAROTTO, Nelson; KOPITCKE, Bruno. *Análise de Investimentos – Matemática Financeira – Engenharia Econômica – Tomada de Decisão – Estratégia Empresarial*. 11ª Edição. São Paulo: Atlas, 2010.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica <http://www.ccee.org.br>

COPELAND, Tom; ANTIKAROV, Vladimir. *Opções Reais: Um Novo Paradigma para Reinventar a Avaliação de Investimentos*. Rio de Janeiro: Campus, 2001.

COX, J. S.; ROSS, S.; RUBINSTEIN, M. "Option Pricing: A Simplified Approach". *Journal of Financial Economics*, vol. 7, pp. 229-263. 1979.

DIXIT, A. K; PINDYCK, R. S. "Investment under Uncertainty". New Jersey, Princeton: University Press, 1994.

DIXIT, Avinash K.; PINDYCK, Robert S. "The Options Approach to Capital Investment", *Havard Business Review*, pp. 105-115, May – June 1995.

FABRINI, Karla Louise; UTURBEY, Wadaed. *Teoria das Opções Reais: Uma Abordagem Estratégica para Análise de Investimento em Expansão do Sistema de Distribuição*. 9<sup>th</sup> Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – CLAGTEE, Argentina, 2011.

HIRSCHEY, Mark. *Managerial Economics*. 10ª edição. Mason: South-Western, 2003.

LAPPONI, Juan Carlos. *Modelagem Financeira com Excel*. 4ª reimpressão. Rio de Janeiro: Campus/Elsevier, 2003.

LAPPONI, Juan Carlos. *Projetos de Investimento na Empresa*. 3ª reimpressão. Rio de Janeiro: Elsevier Editora Ltda., 2007.

MINARDI, Andrea Maria Accioly Fonseca. *Teoria de Opções Aplicada a Projetos de Investimento*. São Paulo: Revista de Administração de Empresas, 2000.

MIRANDA, Jacques. *Investimento em Distribuição Utilizando Opções Reais*. Dissertação de Mestrado, UNIFEI. Itajubá, 2005.

MONTEVECHI, José Arnaldo Barra. *Introdução a Opções Reais*. Universidade Federal de Itajubá, 2010.

MUN, Johnathan. *Real Options Analysis: Tool and Techniques for Valuing Strategic Investments and Decisions*. New Jersey: John Wiley & Sons, 2002.

NORONHA, J. C. Caminha; LIMA, J. W. Marangon; FERREIRA, T. G. Leite. *Análise de Investimentos em Geração Hidráulica utilizando a Teoria de Opções Reais*. Brasília, 2006.

PORTUGAL, André Luiz de Souza. *Aplicação da Teoria das Opções Reais na Avaliação de uma Usina Hidrelétrica*. Dissertação de Mestrado, PUC-RJ. Rio de Janeiro, 2007.

SANTOS, Elieber Mateus dos; PAMPLONA, Edson de Oliveira. *Teoria das Opções Reais: Uma Atraente Opção no Processo de Análise de Investimentos*. São Paulo: Revista de Administração da USP, 2005.

SCHULTZ, Olival; UTURBEY, Wadaed. *Gestão de Riscos em Investimentos em Energia Eólica no Setor Elétrico Brasileiro. 9<sup>th</sup> Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission* – CLAGTEE, Argentina, 2011.

SOUZA, Marcus Vinícius Pereira de; SOUZA, Reinaldo Castro; PESSANHA, José Francisco Moreira. *Custos Operacionais Eficientes das Distribuidoras de Energia Elétrica: Um estudo comparativo dos modelos DEA e SFA*. São Carlos, SP: 2010.

TZIRALIS, G.; KIRYTOPOULOS, K.; RENTIZELAS, A.; TATSIPOULOS, I. (2008). *Holistic Investment Assessment: Optimization, Risk Appraisal and Decision Making*. Managerial and Decision Economics. [Online]. Available: [www.interscience.wiley.com](http://www.interscience.wiley.com)

UTURBEY, Wadaed; AGUILAR, Luis A. “*Investment Assessment in Co-generation with Biomass in the Presence of Uncertainty and Flexibility*”. Proceedings IEEE Bucharest PowerTech, June 28 – July 2, 2009, Bucharest – Romania.

UTURBEY, Wadaed; AGUILAR, Luis A. *Incertezas na Co-geração de Energia Elétrica: Uma Abordagem via Conditional NPVaR*. III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2010 - III SBSE 18 a 21 de maio 2010, Belém – Pará.

WOOD, Allen J.; WOLLENBERG, Bruce F. “*Power Generation, Operation and Control*”. 2ª edição. New York: John Wiley & Sons, 1996.

YE, Sudong; TIONG, Robert. “*NPV-at-Risk Method in Infrastructure Project Investment Evaluation*,” *Journal of Construction Engineering and Management*, vol. 126(3), pp. 227–233, 2000.

## **ANEXO I**

### **FLUXO DE CAIXA DO PROJETO**

**AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS**

Valores em R\$ 1000

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Descrição	jun/2008	jun/2009	jun/2010	jun/2011	jun/2012	jun/2013	jun/2014	jun/2015	jun/2016	jun/2017	jun/2018	jun/2019	jun/2020	jun/2021
<b>Mercado</b>	<b>23,00</b>	<b>#DIV/0!</b>	<b>4,6%</b>	<b>4,6%</b>	<b>4,6%</b>	<b>4,6%</b>	<b>4,6%</b>	<b>4,6%</b>	<b>4,6%</b>	<b>4,6%</b>	<b>4,6%</b>	<b>4,6%</b>	<b>4,6%</b>	<b>4,6%</b>
Demanda Total (MW)	-	12,88	13,47	14,09	14,74	15,42	16,13	16,87	17,64	18,45	19,30	20,19	21,12	22,09
Demanda Adicional (MW)	-	12,9	13,5	14,1	14,7	15,4	16,1	16,9	17,6	18,5	19,3	20,2	21,1	22,1
Mercado Adicional (GWh)	-	62,1	64,9	67,9	71,0	74,3	77,7	81,3	85,0	88,9	93,0	97,3	101,7	106,4
<b>Perdas Adicionais (MW)</b>	<b>2,27</b>	<b>2,37</b>	<b>2,48</b>	<b>2,60</b>	<b>2,72</b>	<b>2,84</b>	<b>2,97</b>	<b>3,11</b>	<b>3,25</b>	<b>3,40</b>	<b>3,56</b>	<b>3,72</b>	<b>3,89</b>	
. Subtransmissão	-	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6
. Sistema Tronco Distribuição	-	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2
. Ramais	-	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1
Ganhos de Perdas (MW)	-	-	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	1,06	1,06
Ganhos de Confiabilidade (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Entradas (Benefícios)</b>	<b>137.398</b>	<b>12.039</b>	<b>13.473</b>	<b>14.062</b>	<b>14.678</b>	<b>16.999</b>	<b>17.672</b>	<b>18.377</b>	<b>19.114</b>	<b>19.885</b>	<b>20.386</b>	<b>21.229</b>	<b>22.290</b>	<b>23.306</b>
Receita Adicional da Venda de Energia	119.374	12.039	12.592	13.171	13.776	14.410	15.072	15.765	16.490	17.248	18.040	18.870	19.737	20.644
Ganhos de Perdas	2.605	-	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	436	436
Receita pela Remuneração do Investimento	15.418	-	603	613	623	2.311	2.322	2.334	2.346	2.359	2.067	2.081	2.117	2.225
<b>Saídas (Custos)</b>	<b>132.670</b>	<b>14.198</b>	<b>21.891</b>	<b>12.709</b>	<b>13.287</b>	<b>14.462</b>	<b>15.094</b>	<b>15.756</b>	<b>16.448</b>	<b>17.171</b>	<b>17.824</b>	<b>18.616</b>	<b>19.968</b>	<b>22.406</b>
<b>Investimentos</b>	<b>16.052</b>	<b>3.000</b>	<b>9.936</b>	<b>211</b>	<b>220</b>	<b>230</b>	<b>241</b>	<b>252</b>	<b>264</b>	<b>276</b>	<b>288</b>	<b>302</b>	<b>770</b>	<b>2.330</b>
. Transmissão (RB + CD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
. Subtransmissão	12.922	3.000,00	9.000,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.000,00
. Alimentadores Primários	787	-	734,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	454,76	-
. Redes Primárias e Secundárias	2.343	-	201	211	220	230	241	252	264	276	288	302	316	330
. Redes Subterrâneas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Custo Adicional</b>	<b>91.732</b>	<b>9.251</b>	<b>9.676</b>	<b>10.121</b>	<b>10.586</b>	<b>11.073</b>	<b>11.582</b>	<b>12.114</b>	<b>12.671</b>	<b>13.254</b>	<b>13.863</b>	<b>14.500</b>	<b>15.167</b>	<b>15.864</b>
. Energia	82.437	8.314	8.696	9.096	9.514	9.951	10.408	10.887	11.387	11.911	12.458	13.031	13.630	14.256
. Perdas	9.295	937	980	1.026	1.073	1.122	1.174	1.228	1.284	1.343	1.405	1.469	1.537	1.607
<b>Custo de Operação e Manutenção</b>	<b>3.545</b>	<b>60</b>	<b>287</b>	<b>297</b>	<b>308</b>	<b>320</b>	<b>332</b>	<b>345</b>	<b>358</b>	<b>371</b>	<b>386</b>	<b>401</b>	<b>439</b>	<b>496</b>
. Transmissão e Subtransmissão	2.286	60	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	280
. Distribuição	1.259	-	47	57	68	80	92	105	118	131	146	161	199	216
<b>Impostos, taxas e despesas</b>	<b>21.341</b>	<b>1.886</b>	<b>1.992</b>	<b>2.080</b>	<b>2.172</b>	<b>2.838</b>	<b>2.939</b>	<b>3.045</b>	<b>3.155</b>	<b>3.270</b>	<b>3.287</b>	<b>3.413</b>	<b>3.591</b>	<b>3.716</b>
. RGR	2.851	301	315	329	344	360	377	394	412	431	451	472	493	516
. Taxa de Fiscalização da ANEEL	597	60	63	66	69	72	75	79	82	86	90	94	99	103
. CCC (Sistema Interligado) - até 2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
. CCC (Sistema Isolado)	3.566	400	419	438	458	479	501	524	548	573	600	627	656	686
. P&D e Eficiência Energética	1.194	120	126	132	138	144	151	158	165	172	180	189	197	206
. PASEP/COFINS	5.664	571	598	625	654	684	715	748	782	818	856	895	937	980
. Imposto de Renda e Contrib. Social	7.469	433	472	490	509	1.099	1.120	1.142	1.165	1.189	1.110	1.136	1.209	1.224
<b>Fluxo Líquido</b>	<b>4.727,50</b>	<b>(2.159)</b>	<b>(8.418)</b>	<b>1.353</b>	<b>1.391</b>	<b>2.537</b>	<b>2.578</b>	<b>2.621</b>	<b>2.666</b>	<b>2.713</b>	<b>2.561</b>	<b>2.613</b>	<b>2.322</b>	<b>900</b>

VPL	4.727,50	Total do investimento em Transm + Subtransmissão	20.000,00
TIR	18,06%	Total do investimento em A primários + R Subterrâneas	1.189,74
Relação Benefício/Custo	1,04	Total do investimento em R Prim e secundárias	11.742,59
R\$/kW Adicional	2.444	Total do investimento	32.932,33

14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
jun/2022	jun/2023	jun/2024	jun/2025	jun/2026	jun/2027	jun/2028	jun/2029	jun/2030	jun/2031	jun/2032	jun/2033	jun/2034	jun/2035	jun/2036	jun/2037	jun/2038
4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%
23,10	24,16	25,27	26,44	27,65	28,92	30,25	31,64	33,10	34,62	36,21	37,87	39,62	41,44	43,34	45,33	47,42
0,1	1,2	2,3	3,4	4,7	5,9	7,3	8,6	10,1	11,6	13,2	14,9	16,6	18,4	20,3	22,3	24,4
0,5	5,6	11,0	16,6	22,4	28,5	34,9	41,6	48,6	56,0	63,6	71,7	80,1	88,8	98,0	107,6	117,6
<b>0,02</b>	<b>0,21</b>	<b>0,40</b>	<b>0,61</b>	<b>0,82</b>	<b>1,04</b>	<b>1,28</b>	<b>1,52</b>	<b>1,78</b>	<b>2,05</b>	<b>2,33</b>	<b>2,62</b>	<b>2,93</b>	<b>3,25</b>	<b>3,58</b>	<b>3,93</b>	<b>4,30</b>
0,0	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,9	1,0	1,1	1,2	1,4	1,5	1,6	1,8
0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3
0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
<b>3.053</b>	<b>4.889</b>	<b>5.945</b>	<b>7.049</b>	<b>8.204</b>	<b>9.412</b>	<b>10.067</b>	<b>11.388</b>	<b>12.771</b>	<b>14.217</b>	<b>15.730</b>	<b>16.698</b>	<b>18.352</b>	<b>20.083</b>	<b>21.799</b>	<b>22.072</b>	<b>25.327</b>
95	1.088	2.126	3.212	4.348	5.536	6.778	8.078	9.438	10.860	12.347	13.903	15.530	17.232	19.013	20.875	22.822
436	436	436	436	436	436	436	436	436	436	436	436	436	436	436	436	436
2.521	3.365	3.382	3.401	3.420	3.440	2.852	2.874	2.897	2.921	2.946	2.359	2.386	2.415	2.350	761	2.069
<b>7.466</b>	<b>2.671</b>	<b>3.640</b>	<b>4.653</b>	<b>5.712</b>	<b>6.821</b>	<b>7.773</b>	<b>8.985</b>	<b>10.253</b>	<b>11.580</b>	<b>12.967</b>	<b>13.981</b>	<b>15.472</b>	<b>17.032</b>	<b>18.663</b>	<b>20.369</b>	<b>22.042</b>
<b>6.345</b>	<b>361</b>	<b>378</b>	<b>395</b>	<b>413</b>	<b>432</b>	<b>452</b>	<b>473</b>	<b>495</b>	<b>517</b>	<b>541</b>	<b>566</b>	<b>592</b>	<b>619</b>	<b>648</b>	<b>677</b>	<b>708</b>
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.000,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
345	361	378	395	413	432	452	473	495	517	541	566	592	619	648	677	708
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>73</b>	<b>836</b>	<b>1.634</b>	<b>2.468</b>	<b>3.341</b>	<b>4.254</b>	<b>5.209</b>	<b>6.208</b>	<b>7.252</b>	<b>8.345</b>	<b>9.488</b>	<b>10.684</b>	<b>11.934</b>	<b>13.242</b>	<b>14.610</b>	<b>16.041</b>	<b>17.538</b>
66	751	1.468	2.218	3.002	3.823	4.681	5.579	6.517	7.499	8.527	9.601	10.725	11.900	13.130	14.416	15.761
7	85	166	250	339	431	528	629	735	846	961	1.083	1.209	1.342	1.480	1.625	1.777
<b>633</b>	<b>651</b>	<b>670</b>	<b>690</b>	<b>711</b>	<b>732</b>	<b>755</b>	<b>778</b>	<b>803</b>	<b>829</b>	<b>856</b>	<b>884</b>	<b>914</b>	<b>945</b>	<b>977</b>	<b>1.011</b>	<b>1.047</b>
400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
233	251	270	290	311	332	355	378	403	429	456	484	514	545	577	611	647
<b>414</b>	<b>823</b>	<b>958</b>	<b>1.099</b>	<b>1.247</b>	<b>1.402</b>	<b>1.357</b>	<b>1.526</b>	<b>1.703</b>	<b>1.889</b>	<b>2.082</b>	<b>1.847</b>	<b>2.032</b>	<b>2.226</b>	<b>2.428</b>	<b>2.640</b>	<b>2.749</b>
2	27	53	80	109	138	169	202	236	271	309	-	-	-	-	-	-
0	5	11	16	22	28	34	40	47	54	62	70	78	86	95	104	114
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	11	21	32	43	55	68	81	94	109	123	139	155	172	190	209	228
5	52	101	152	206	263	322	383	448	515	586	660	737	818	902	991	1.083
403	728	772	819	867	918	764	820	878	939	1.003	979	1.062	1.149	1.241	1.336	1.324
<b>(4.414)</b>	<b>2.218</b>	<b>2.305</b>	<b>2.396</b>	<b>2.492</b>	<b>2.592</b>	<b>2.294</b>	<b>2.403</b>	<b>2.518</b>	<b>2.637</b>	<b>2.762</b>	<b>2.717</b>	<b>2.881</b>	<b>3.052</b>	<b>3.136</b>	<b>1.703</b>	<b>3.285</b>