



ANÁLISE DE INVESTIMENTO EM GERAÇÃO RENOVÁVEL A PARTIR DA TEORIA DE PORTFÓLIO

Rafael Guimarães de Azevedo Pereira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Rio de Janeiro

Junho de 2014

ANÁLISE DE INVESTIMENTO EM GERAÇÃO RENOVÁVEL A PARTIR DA
TEORIA DE PORTFÓLIO

Rafael Guimarães de Azevedo Pereira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:



Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.



Prof. Amaro Olimpio Pereira Júnior, D.Sc.



Prof. Delberis Araujo Lima, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2014

Pereira, Rafael Guimarães de Azevedo.

Análise de Investimento em Geração Renovável a Partir da Teoria de Portfólio/Rafael Guimarães de Azevedo Pereira – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

XI, 109 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 73 -76.

1. Análise de Investimento em Geração Renovável. 2. Teoria de Portfólio. 3. Programa @RISK. I. Falcão, Djalma Mosqueira. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Agradeço a Deus, a minha família, a
minha namorada e a todos os mentores
que passaram por minha vida.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por me ter me dado condições de aprimorar meus conhecimentos em engenharia elétrica e áreas afins. Agradeço a minha família e a minha namorada pela paciência durante todo o tempo ausente.

Agradeço a empresa NC ENERGIA por ter me incentivado e me concedido à possibilidade de cursar o mestrado. Agradeço ainda a disponibilização de planilha de 2000 séries de custo futuro do NEWAVE de janeiro de 2014 através do processamento dos arquivos contidos no site da CCEE.

Por fim, agradeço ao Dr. Djalma Mosqueira Falcão pela orientação, a secretaria de engenharia elétrica e a todos os funcionários da COPPE/UFRJ que possibilitaram a minha obtenção de grau de mestre em engenharia elétrica.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISE DE INVESTIMENTO EM GERAÇÃO RENOVÁVEL A PARTIR DA TEORIA DE PORTFÓLIO

Rafael Guimarães de Azevedo Pereira

Junho/2014

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Programa: Engenharia Elétrica

A aprovação de investimento em projetos de geração, usualmente, ocorre através da análise de viabilidade individual, projeto a projeto. Entretanto, ao considerar a viabilidade de projetos em conjunto é possível maximizar a rentabilidade e minimizar o risco de investimento. Com este objetivo, foi calculada a cota de participação de investimento em usinas pelo fluxo de caixa do acionista probabilístico, sujeita às restrições de investimento, a partir da Teoria de Portfólio. A parcela de rentabilidade da carteira foi mensurada pelo indicador taxa interna de retorno (TIR), e a minimização do risco foi considerada pela inclusão do valor de risco condicional (CVaR) associado a um parâmetro de aversão ao risco. Para a resolução da otimização de simulação estocástica foi utilizado o software @RISK e o algoritmo OptQuest. A simulação utilizada foi a hipercubo latino. Constatou-se a partir dos resultados que utilizando a Teoria de Portfólio é possível, aproveitando-se das correlações e complementariedades das incertezas dos projetos, alavancar o valor esperado de TIR e/ou mitigar o CVaR da carteira, de acordo com o parâmetro de aversão ao risco do empreendedor.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

ANALYSIS OF INVESTMENT IN RENEWABLE GENERATION FROM THEORY
OF PORTFOLIO

Rafael Guimarães de Azevedo Pereira

June/2014

Advisors: Djalma Mosqueira Falcão

Department: Electrical Engineering

Approval of investment in generation projects usually occurs through the analysis of individual viability, project by project. However, when considering the feasibility of joint projects is possible to maximize profitability and minimize risk investment. With this objective, was calculated the quota of investment in plants using the probabilistic cash flow to shareholders, subject to the investment restrictions, from Portfolio Theory. The share of portfolio profitability was measured by internal rate of return (IRR), and the minimization of the risk was considered by including the conditional value at risk (CVaR) associated with a risk aversion parameter. For solving the optimization of stochastic simulation problem was used the software @RISK and the OptQuest algorithm.. Latin hypercube simulation was used. It was found from the results that using the Portfolio Theory is possible, taking advantage of correlations and complementarities of the uncertainties of projects, leverage the expected IRR and / or mitigate the CVaR of the portfolio value, according to the aversion parameter the entrepreneur risk.

SUMÁRIO

1. Capítulo	1
1.1 A visão de análise de investimento do empreendedor	1
1.2 Planejamento da Expansão da Geração no Brasil e o Agente Gerador	3
1.3 Objetivo	6
1.4 Estrutura do Trabalho	7
2. Capítulo	8
2.1 Introdução	8
2.2 Modelagem Matemática	10
3. Capítulo	21
3.1 Problemas de Otimização Estocástica	21
3.1.1 FORMULAÇÃO DE PROBLEMAS ESTOCÁSTICOS	23
3.1.2 RESOLUÇÃO DE PROBLEMAS ESTOCÁSTICOS	25
3.2 TEORIA DE PORTFÓLIO	25
3.3 Otimização de Simulações	27
3.3.1 METAHEURÍSTICAS COMERCIAIS	27
3.3.2 ALGORITMO OPTQUEST	29
3.4 Métodos de Simulação	36
3.4.1 SIMULAÇÃO MONTE CARLO	37
3.4.2 LATIN HYPERCUBE SAMPLING (HIPERCUBO LATINO)	37
4. Capítulo	40

4.1	Dados de Entrada	41
4.1.1	PREMISSAS	41
4.1.2	MODELAGEM DAS VARIÁVEIS ALEATÓRIAS DO FLUXO DE CAIXA	43
4.1.3	DADOS DO PROBLEMA	48
4.2	Dados de Saída.....	54
4.2.1	DISTRIBUIÇÃO DE RENTABILIDADE E RISCO DAS USINAS.....	54
4.2.2	FRONTEIRA EFICIENTE & SENSIBILIDADE DO PARÂMETRO DE AVERSÃO AO RISCO.....	64
4.2.3	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA CARTEIRA	67
4.3	Conclusões	68
5.	Capítulo	70
	BIBLIOGRAFIA	73
	APÊNDICE	89
I	VALOR PRESENTE LÍQUIDO	89
II	TAXA DE DESCONTO	89
III	CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO.....	90
IV	GERADOR DE NÚMEROS RANDÔMICOS MERSENNE TWISTER	90
V	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO GOVERNO	94
VI	MEDIDA DE RENTABILIDADE: TIR	98
VII	MEDIDA DE RISCO: VALUE AT RISK	99
VIII	MEDIDA DE RISCO: CONDICIONAL VALUE AT RISK	101
IX	FLUXO DE CAIXA LIVRE	102
X	VARIÁVEIS ALEATÓRIAS DE DESTAQUE	105

FIGURA

Figura 3.1– Pacotes computacionais disponíveis	28
Figura 3.2– Fluxograma otimização	30
Figura 3.3– Pseudocódigo do algoritmo básico de Pesquisa de Dispersão	32
Figura 3.4 – Desenho do Algoritmo básico de Pesquisa de Dispersão	33
Figura 3.5 – Busca Tabu.....	36
Figura 3.6 – Método de Latin Hipercube Sampling	39
Figura 4.1 – Custo de O&M utilizados	47
Figura 4.2 – Distribuição rentabilidade TIR (%) de usina hidrelétrica	54
Figura 4.3 - Distribuição perda (R\$) de usina hidrelétrica	55
Figura 4.4 – Valor presente líquido de usina hidrelétrica	55
Figura 4.5 – Gráfico Tornado da TIR de usina Hidrelétrica (cenários percentil superior a 75%)	56
Figura 4.6 - Gráfico Tornado da TIR de usina hidrelétrica (cenários percentil inferior a 25%)	56
Figura 4.7 – Distribuição rentabilidade TIR (%) de usina PCH.....	57
Figura 4.8 - Distribuição perda (%) de PCH	57
Figura 4.9 – Distribuição de VPL (R\$) de PCH.....	58
Figura 4.10 - Gráfico tornado da TIR de PCH (cenários percentil superior a 75%).....	58
Figura 4.11 - Gráfico tornado da TIR de PCH (cenários percentil inferior a 25%).....	59
Figura 4.12– Distribuição rentabilidade TIR (%) de usina EOL.....	59
Figura 4.13 - Distribuição perda (R\$) de Usina EOL.....	60
Figura 4.14 – Distribuição de VPL de usina eólica.....	60
Figura 4.15 - Gráfico tornado da TIR de EOL (cenários percentil superior a 75%).....	61
Figura 4.16 - Gráfico tornado da TIR de EOL (cenários percentil inferior a 25%).....	61
Figura 4.17 – Distribuição rentabilidade TIR (%) de usina biomassa (cana de açúcar)	62
Figura 4.18 - Distribuição perda (R\$) de usina biomassa (cana de açúcar)	62
Figura 4.19 – Distribuição de VPL (R\$) de usina de biomassa	63
Figura 4.20 - Gráfico Tornado da TIR de BIO (cenários percentil superior a 75%).....	63
Figura 4.21- Gráfico Tornado da TIR de BIO (cenários percentil inferior a 25%).....	64
Figura 4.22 – Gráfico tipo área empilhado dos fatores de participação	65
Figura 4.23 – Rentabilidade e risco da carteira	66

Figura 4.24 - Fluxo de caixa descontado e investimento próprio.....	66
Figura 4.25 – Gráfico tornado da taxa interna de retorno da carteira.....	67
Figura 4.26 – Gráfico tornado da distribuição de perda	68
Figura IX.1 – Determinação dos indicadores contábeis	103
Figura IX.2 – Cálculo do fluxo de caixa operacional e livre.....	103

1. Capítulo

Introdução

O agente gerador apresenta um papel relevante na disponibilização da oferta de energia, tanto no ambiente livre quanto no ambiente regulado.

A aprovação de investimento em projetos de geração ocorre, usualmente, através da análise de viabilidade individual, projeto a projeto. Entretanto, considerar a viabilidade de projetos em conjunto possibilita a maximização da rentabilidade e minimização do risco do investimento global.

A seção 1.1 comenta sobre a visão do empreendedor quando efetua um investimento em um ativo de geração de energia seja pelo investimento em um projeto ou num Portfólio de projetos. A seção 1.2 seu papel no processo de planejamento da expansão da oferta de energia desenhada pelo governo. A seção 1.3 discorre sobre o objetivo da dissertação. A seção 1.4 sobre a estrutura do trabalho.

1.1 A visão de análise de investimento do empreendedor

A análise de investimento em projetos de geração de energia (parque eólico, central hidrelétrica, usina de biomassa, etc.) na ótica do empreendedor está relacionada às questões atreladas ao gerenciamento de projeto e análise financeira de projetos.

Na literatura, frequentemente para atestar a viabilidade global de um determinado projeto são efetuadas análises de viabilidade: técnica, econômica e ambiental, e as mesmas são avaliadas isoladamente. Nas empresas é comum a confecção de planos de negócio, que abordam todos os aspectos referente ao novo negócio. O Business Plan (BP) tem a finalidade de prever qualitativamente e quantitativamente o comportamento do projeto ao longo de sua vida, ou seja, nas etapas de prospecção/desenvolvimento, construção, operação e manutenção e término de concessão/renovação de concessão.

Neste plano empresarial é possível ter acesso, dentre outros, ao valor financeiro e de risco previsto do empreendimento em número. De acordo com as oportunidades de retorno de cada projeto, ou observando o seu Portfólio de geração, é tomada a decisão de pertinência de investimento, e mesmo venda ou abandono do projeto. Em geral, um projeto para manter-se viável precisa, dentre outros, atender as exigências de retorno e risco da empresa.

De modo a garantir um Pipeline competitivo, é necessário desenvolver projetos de geração de energia com o custo global de implantação e O&M para uma dada taxa de atratividade de mercado, inferior as demais agentes geradoras. De tal forma, que a expectativas de preço de compra de energia no ambiente regulado e desregulado esteja superior ao custo de viabilidade da usina (ICB ou custo índice).

Ao longo da etapa de desenvolvimento do projeto, são desenvolvidos estudos que se tornam cada vez mais complexos e detalhados em função do tempo de desenvolvimento, e são igualmente conquistadas licenças, outorgas, etc. de órgãos setoriais (ambiental, regulador, acessante de ponto de conexão, etc.), que dão legalidade na implantação do projeto. As viabilidades técnica, ambiental e econômica da usina, são atestadas cada vez com maior detalhamento na medida em que o projeto se torna mais maduro. A viabilidade econômica se mostra a de maior destaque, uma vez que na grande parte das vezes, as restrições de viabilidade técnicas e ambientais conseguem ser superadas através de um investimento maior no projeto.

Na literatura se encontram diversos estudos de valuation e análise de risco de projetos de geração. Dentre outros, comenta-se que:

- SIMIS (2010) calcula a taxa interna de retorno do fluxo de caixa do acionista da empresa RENOVA considerando diversos parques eólicos de forma agregada para participar do leilão de reserva 2008, ao invés de analisar a TIR de apenas um complexo eólico individualmente.
- FONTOURA *et al.* (2011) realiza a análise de viabilidade de investimento de usina biomassa tipo capim elefante considerando diferentes estratégias de comercialização de energia: 1) contrato de compra e venda de energia de longo-prazo; 2) venda de energia no mercado de curto-prazo; ou 3) venda de energia no mercado de curto-prazo com opção de produção de briquetes.

- O SALLES *et al.* (2004) calcula a TIR e VPL de projetos eólicos efetuando simulação Monte Carlo e previsão de geração eólica estimada através do método ARMA.
- O artigo MARZANO *et al.* (2007) pondera os riscos de vender energia no ambiente regulado e no ambiente livre, e define um percentual de participação de usina em cada ambiente. Para tal propõe metodologia utilizando o software NEWAVE e ANAFIN. O software NEWAVE calcula as 2000 séries de preço de curto-prazo futuro e o ANAFIN efetua o cálculo do fluxo de caixa, ICB e outros indicadores.

1.2 Planejamento da Expansão da Geração no Brasil e o Agente Gerador

Nos mercados regulados, o regulador representa o interesse dos consumidores¹ e do sistema elétrico estabelecendo estratégias de expansão ótima dos sistemas de energia nos diferentes ambientes de comercialização.

Basicamente, a demanda e sua taxa de crescimento necessita ser equilibrada pela correta manutenção e expansão da oferta de energia elétrica. Quando a demanda de energia é excessivamente maior que a oferta há demanda reprimida, acarretando retração da trajetória de crescimento econômico limitando produção de bens e serviços, diminuição da qualidade de vida dos consumidores residenciais, etc. Já quando a oferta de energia é excessivamente superior à demanda, apesar de haver aumento de confiabilidade de suprimento, há desperdício de recursos e altos custos de investimento que oneram em demasia o consumidor de energia (CARVALHO, 2010).

As estratégias de intervenção no casamento temporal da oferta e demanda de energia no país se dão através do controle da demanda ou controle da oferta de energia. A primeira está relacionada ao gerenciamento pelo lado da demanda, que consiste principalmente na eficiência energética das cargas e implementação de programas de resposta da

¹ Comenta-se que a SMART GRID (ou rede inteligente) aumentará o fluxo de informações bidirecionais entre consumo e oferta, provocando mudança no real poder de barganha dos consumidores e no planejamento da expansão (FALCÃO, 2010).

demanda. Já a segunda está relacionada a disponibilização de energia no sistema através da expansão dos sistemas de energia: geração, transmissão e distribuição.

Tendo em vista que em geral há crescimento da carga, ponderando adequadamente a necessidade de expansão da oferta, ou seja, investimento na construção de usinas é possível atingir um ponto no qual é possível fornecer um serviço de entrega de energia confiável, que não onere demasiadamente a tarifa de energia elétrica disponibilizada ao consumidor atendendo as restrições de baixo impacto socioambiental, dentre outros. A competição entre os diversos objetivos de expansão do sistema de geração, em especial, máxima confiabilidade (ou mínimo risco de déficit de suprimento) e mínimo custo (ou máxima rentabilidade no caso de empreendedor) que garante a otimização da expansão da oferta de energia. Este ponto é atingido na teoria quando o custo marginal de operação do sistema energia elétrica (CMO) é igual o custo marginal de expansão do sistema elétrico (CME), segundo a teoria dos custos marginais.

No planejamento da expansão da oferta de energia do sistema elétrico deseja-se responder as seguintes perguntas: aonde implantar a usina, qual a tecnologia, qual a capacidade e quando implantar (BHATTACHARYA & SHARMA, 2009). No Brasil para responder esta pergunta, costuma-se dividir o este estudo de expansão da oferta em duas etapas. A primeira corresponde à identificação de potenciais energéticos e desenvolvimento de lista de projetos de candidatos para construção. Nesta etapa há a prospecção do potencial energético, elaboração de estudo de inventário, avaliação ambiental integrada (AAI), potencial eólico, etc., bem como desenvolvimento de projetos básicos e estudos de viabilidade de usinas que atestem a viabilidade técnica, econômica e ambiental. A segunda etapa é referente à definição de quais projetos efetivamente deverão ser instalados para garantir a economicidade e confiabilidade do sistema segundo a visão do governo, ou maior lucro na visão do empreendedor. Dentre os principais programas/metodologia de planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro encontradas na literatura desta etapa cita-se: DESSELP, MODPIN, OPTGEN, MELP e tentativa/erro NEWAVE. Maiores detalhes veja ANEXO.

No Brasil há um ambiente específico para comercialização de energia regulada, (Ambiente de Comercialização Regulada – ACR) e um para comercialização livre de energia (Ambiente de Comercialização Livre – ACL). No ambiente regulado o governo,

uma vez concluído os estudos de planejamento da expansão, promove leilões de compra de energia por data de entrega de energia e outras condições (fonte, preço mínimo, período, etc.). A energia comprada é vendida para as distribuidoras garantirem o suprimento de 100% de suas cargas previstas. O desrespeito a entrega de energia por parte dos geradores acarreta penalidade por lastro de energia, e o não atendimento adequados das cargas previstas das distribuidoras provoca penalidade para as distribuidoras.

No ambiente livre são efetuados contratos bilaterais de compra e venda de energia de acordo com as necessidade e perspectivas de preço futuro de energia dos agentes.

Apesar da expansão da oferta de energia elétrica não ser planejada pelo empreendedor, o mesmo desempenha o papel fundamental na regulação de investimento. Quando o índice de custo/benefício (ICB)² ou o custo índice ³ de seus projetos é menor que o preço de energia de longo prazo os investidores aumentam o fluxo de investimento nos seus “novos negócios”, pois os projetos tornam-se viáveis economicamente, aumentando a oferta de energia elétrica no sistema elétrico. Caso contrário, quando o preço de longo-prazo é menor, os investidores limitam investimentos. Desta forma, o plano de expansão de geração, dentre outros, se regula através da percepção de atratividade econômica dos investidores tanto no ambiente regulado quanto desregulado.

A diferença da ótica entre a expansão do sistema elétrico do governo e do investimento em geração de energia efetuado pelo empreendedor corresponde à diferença entre a visão sistêmica de atendimento da energia e a visão de risco e retorno financeiro de um projeto. Para o primeiro, o mais importante é equilibrar oferta e demanda ao mínimo custo, que garanta um custo futuro de energia barato para os consumidores. Para tal efetua estudos de longo prazo de mínimo custo atendendo as restrições, e elabora leilões

² Índice custo/benefício é uma medida que relaciona a razão dos custos fixos (custo de investimento + custo de operação e manutenção) e variáveis (custo de operação e custo de curto-prazo) por valor monetário com o benefício energético (garantia física). Este índice é uma medida de competição de certas fontes energéticas nos leilões de energia regulada, e desta forma é utilizado para comparar usinas distintas (até mesmo de fontes diferentes). As usinas que apresentam menores ICBs são mais competitivas (EPE, 2008).

³ Custo índice representa o custo de instalação de empreendimentos em R\$/kW de projetos que não possuem custo de O&M variáveis e representam a totalidade de seus custos no custo de instalação. A expressão é encontrada na literatura de estudo de viabilidade e projetos básico de PCH e UHE.

competitivos. Os investidores que oferecerem os menores preços de venda de energia ganham o leilão. Nesta ótica apenas os projetos mais baratos ganham, seja porque o projeto é ótimo, conseguiu tecer boas parcerias com fornecedores, linhas de créditos especiais ou porque o empreendedor está disposto a sacrificar seu capital próprio.

Para o empreendedor vender energia no leilão, acarreta na obrigação de efetuar o gerenciamento eficiente de construção e operação da usina elétrica, sujeita a incertezas e detalhes, as vezes, não contemplados pelo planejador, que podem comprometer a saúde financeira do projeto. Por exemplo, na visão sistêmica o custo de implantação e o tempo de construção são fixos, já na visão do empreendedor é necessário detalhamento deste e de seus riscos.

Em análises de planejamento da expansão do governo no horizonte de longo-prazo, os projetos de expansão são projetos típicos, assim como seus respectivos custos. Na análise do empreendedor os custos estão alinhados com as expectativas de cotação de mercado do agente, incorporam as vantagens e desvantagens competitivas dos fornecedores associadas às peculiaridades de cada projeto.

Por fim, se conclui-se que a visão entre o governo e o gerador se destaca principalmente devido ao detalhamento realizado pelos agentes, tanto devido ao horizonte de tempo de análise quanto do peso da responsabilidade. O estudo do empreendedor é mais detalhista, pois necessita explicar com eficiência o custo do projeto, e muitas vezes para isto se torna necessário a análise de risco de planilhas de custos, cronograma de desembolso físico-financeiro, plano de negócios, etc.

1.3 Objetivo

O estudo em questão propõe um modelo de análise de investimento em geração renovável baseado na Teoria Moderna de Portfólio. O problema consiste em definir os parâmetros de participação de investimento em cada usina para um dado volume de investimento e usinas em desenvolvimento disponíveis para construção, de modo a construir um portfólio de usinas ótimo.

Para resolver o problema de portfólio é projetado o fluxo de caixa previsto do portfólio, que é a composição do fluxo de caixa de cada ativo de usina previsto multiplicado respectivamente pelo parâmetro de participação de investimento de cada ativo. Será considerado o portfólio ótimo aquele cuja o fluxo de caixa previsto atenda as condições de máxima rentabilidade e mínimo risco para um dado parâmetro de aversão ao risco, considerando as eventuais violações operativas de projeto ou empresa. A rentabilidade foi definida como taxa interna de retorno do fluxo de caixa do portfólio, e a minimização de risco como a medida CVaR da distribuição de perda associada ao fluxo de caixa do portfólio.

O problema matemático foi modelado como um problema de otimização de simulação estocástica, donde as incertezas do problema residem nas principais variáveis aleatórias associadas a receita e custo global de cada empreendimento, que se diferenciam de maneira geral pela fonte de cada empreendimento, e particularmente pela peculiaridade natural que cada projeto possa possuir.

1.4 Estrutura do Trabalho

A dissertação foi composta por cinco (5) capítulos. O capítulo I apresentou o contexto, problemática, breve revisão e definição do objetivo. O Capítulo II abordou o problema de investimento em um Portfólio de geração. Neste capítulo foi detalhado matematicamente o problema de otimização proposto baseado na Teoria de Portfólio. O Capítulo III consiste em uma introdução sobre simulação estocástica, Teoria de Portfólio, os métodos associados a resolução da otimização de simulação e motivação de escolha dos softwares @RISK e algoritmo de otimização OptQuest. O capítulo IV abordou a modelagem dos dados de entrada, configurações do modelo e do programa de resolução do problema de otimização de simulação, bem como foi apresentado os resultados do estudo de caso. O capítulo V apresenta a conclusão acerca do problema estudado nesta dissertação.

2. Capítulo

Modelagem do Problema

O capítulo 2 introduz conceitualmente o problema de investimento em usinas de geração na seção 2.1. Na seção 2.2 apresenta uma proposta de modelagem matemática de investimento em Portfólio de usinas de geração.

2.1 Introdução

Na ótica dos geradores, na grande maioria dos casos, o investimento apenas ocorrerá quando a sua taxa de atratividade mínima é atendida dentro de suas exigências de risco, e capacidade operacional. Uma vez identificado uma oportunidade de venda de energia atrativa, as restrições de investimentos deste agente estão relacionadas principalmente as restrições operacionais da empresa ou projetos, assim sendo, há janelas de flexibilidade para atraso em investimento, desistência de investimento ou adiantamento de investimento, de acordo as janelas de oportunidades vislumbradas pela empresa.

Um dos desafios enfrentados pelos agentes de geração é definir as usinas que comporão sua carteira, tendo em vista que projetos distintos possuem diferentes riscos e rentabilidades, e há a possibilidade de minimização do risco diversificável⁴ da carteira e, em consequência, aumento do valor esperado da rentabilidade da carteira, que varia em função do plano de investimento da mesma.

Dentre as restrições operacionais da empresa pode-se citar: fluxo de caixa, quantidade de quadro de pessoas (gerentes de projetos, engenheiros, etc.), limitação de verba de investimento e endividamento, rating da empresa, etc.

⁴ Segundo NETO, LIMA & ARAÚJO (2008) o risco total é a soma do risco diversificável e do risco sistemático. Sendo, o último determinado por aspectos conjunturais e de mercado, que atingem todas as empresas. É o risco diversificável, aquele que pode ser eliminado por diversificação.

BHATTACHARYA & SHARMA (2009) considera o problema de planejamento da expansão sob o ponto de vista do empreendedor considerando restrição de orçamento anual (*Budget*).

A restrição de Budget é uma alternativa para evitar concentrar investimentos em épocas com conjuntura econômicas favoráveis, que estejam desalinhadas com as diretrizes da empresa. Estas diretrizes poderiam, por exemplo, incorporar todas as restrições operativas da empresa, além das visões estratégicas da mesma.

Apesar de pouco significativa, muitas vezes os projetos em desenvolvimento/construção possuem restrições condicionadas a atendimento de cronograma de investimento, pois à medida que o projeto de geração se desenvolve, são conquistadas outorgas e licenças de órgão reguladores e ambientais, que atribuem direitos e obrigações aos projetos.

Nesta ótica, a seleção de projetos, quantificação da capacidade instalada, energia e/ou definição do cronograma de entrada de operação (ou rejeição) de novas usinas que comporão o Portfólio (novo ou existente) poderiam ser determinadas pela estratégia de escolha de melhor investimento obtido pela solução de maximização da rentabilidade e minimização do risco, dados as restrições da empresa e dos projetos.

Um ponto a ser observado é a definição do grau de maturidade que torne um projeto apto a participar da cesta de potenciais usinas para compor o Portfólio. Naturalmente, para iniciar a construção de uma usina é necessário diversas análises de viabilidade, e para estes estudos dados aprofundados são indispensáveis. Nada impede, no entanto, a elaboração de possíveis estratégias de investimento de longo prazo utilizando dados típicos da empresa. Ressalva-se, no entanto, que para definir de forma precisa a composição do Portfólio são indispensáveis informações confiáveis dos projetos.

2.2 Modelagem Matemática

Com o objetivo de identificar qual a cota de participação de diferentes usinas de geração de energia elétrica para compor um Portfólio de usinas, foi montado a formulação de um problema de otimização estocástica. Uma revisão introdutória sobre otimização estocástica pode ser vista na seção 3.1.

No problema se deseja maximizar a função objetivo de rentabilidade e minimizar a função objetivo de risco da carteira. Os problemas de maximização de rentabilidade e minimização de risco foram condensadas em uma única formulação de minimização. O problema de maximização de rentabilidade terá seu sinal trocado ao ser incorporado no problema de minimização.

É importante comentar que conceitualmente há a maximização da rentabilidade, representado na função objetivo, Equação 2.1, como a minimização do valor negativo de valor esperado da distribuição de rentabilidade da carteira. Além disto, que a minimização do termo restante refere-se ao cálculo da medida de risco CVaR através de otimização de minimização. Este termo é incorporado na função objetivo como penalidade associada ao ganho excessivo da maximização da rentabilidade, desta forma entende-se que há minimização do risco. Apesar de o objetivo ser o cálculo da cota de participação das usinas w , a função objetivo também apresenta como variável de controle as variáveis associadas ao cálculo do CVaR: α, σ . O termo referente a parcela CVaR foi multiplicado por um número real δ , que representa um parâmetro de aversão ao risco do empreendedor, vide Equação 2.1. O cálculo da distribuição de rentabilidade e o cálculo do CVaR foram explicados abaixo. O CVaR é calculado a partir de uma função distribuição de perda da carteira associada a função da distribuição de rentabilidade.

A definição da Equação 2.1 foi adaptado do problema proposto de RYANG & FENG (2012) para o planejamento da expansão da geração em risco, inspirado no problema de ROCKFELLAR & URYASEV (2000). A formulação matemática do problema desta dissertação consta nas Equações 2.1 a 2.9. O problema em questão é uma otimização estocástica de Simulação Monte Carlo, e o detalhe de resolução da mesma consta no Capítulo 3, diferindo da metodologia proposta por RYANG & FENG (2012). O

problema foi resolvido através de uma metheurística evolucionária, conforme explicado na seção 3.2.

Como proposto por ROCKFELLAR & URYASEV (2000) para otimização de Portfólio de ativos da carteira, o problema proposto da dissertação consiste em um aprimoramento da Teoria Tradicional de Portfólio de MARKOWITZ (1952), e é contemplado na Teoria Moderna de Portfólio. A seção 3.1.3 descreve sucintamente a Teoria de Markowitz, nesta a medida de risco é o desvio padrão. ROCKFELLAR & URYASEV (2000) propõe o uso do CVaR como medida de risco, melhor explicado abaixo e detalhado no ANEXO.

$$\min_{w, \alpha, \sigma} - \sum_{i=1}^N p_i \bar{r}_i(w, \xi_i) + \delta \left(\alpha + (1 - \beta)^{-1} \sum_{i=1}^N p_i \sigma_i(\bar{f}_i, \alpha) \right) \quad (2.1)$$

$$\bar{r}_i(w, \xi_i) = \sum_{j=1}^{j_{max}} w_j r_{ij}(\xi_{ij}) \quad (2.2)$$

$$\bar{f}_i(w, \xi_i) = \sum_{j=1}^{j_{max}} w_j f_{ij}(\xi_{ij}) \quad (2.3)$$

s.a.

$$\sum_{j=1}^{j_{max}} w_{ij} = w_{máx_c} \quad (2.4)$$

$$w_{mín_j} \leq w_j \leq w_{máx_j} \quad (2.5)$$

$$\overline{VPL}_{máx} \leq \sum_{i=1}^N p_i \sum_{j=1}^{j_{max}} w_j VPL_{ij} \quad (2.6)$$

$$\overline{CP}_{máx} \leq \sum_{i=1}^N p_i \sum_{j=1}^{j_{max}} w_j CP_{ij} \quad (2.7)$$

$$\sigma_i \geq \bar{f}_i - \alpha \quad (2.8)$$

$$\sigma_i \geq 0; \alpha \geq 0 \quad (2.9)$$

Sendo:

Indexadores

i : indexador de cenário de simulação

N : quantidade de cenários de simulação

j : indexador do projeto

$J_{máx}$: número total de projetos

Variável de decisão

w_j : cota de participação do ativo j

Restrições de investimento

$w_{máx_j}$: cota máxima de participação por usina

$w_{mín_j}$: cota mínima de participação por usina

$VPL_{máx}$: máximo fluxo de investimento descontado da carteira

$CP_{máx}$: máximo investimento de capital próprio da carteira

$w_{máx_c}$: cota máxima de participação da carteira

CP_{ij} : Custo de instalação com capital próprio da usina j no cenário i

Variáveis de decisões associada ao risco

α : valor em risco (value at risk)

σ : valor máximo entre zero e o custo que ultrapassa o valor de α

Variáveis aleatórias

p_i : probabilidade do evento no cenário i

\bar{r}_i : retorno da carteira no cenário i (média ponderada do retorno das usinas no cenário i)

r_{ij} : retorno da usina j no cenário i

f_{ij} : perda da usina j no cenário i

f_i : perda da carteira no cenário i (média ponderada da perda das usinas no cenário i)

Parâmetros do CVaR

β : grau de confiança do value at risk

δ : parâmetro de aversão ao risco

Visão Geral

Para um dado cenário i com probabilidade de ocorrência p_i , a usina j possui um valor de rentabilidade $r_{ij}(\xi_{ij})$ e perda $f_{ij}(\xi_{ij})$ associada a variável aleatória ξ_i (vetor associada a incerteza de custos, preços, etc.). A distribuição de rentabilidade r_j e de perda f_j de cada usina j foi calculada a partir do fluxo de caixa do acionista probabilístico associada aos N cenários simulados.

Considerando as j_{max} usinas que existem no portfólio é calculado em cada cenário i a rentabilidade da carteira $\bar{r}_i(w, \xi_i)$ e a perda da carteira $\bar{f}_i(w, \xi_i)$ sob o conhecimento do fluxo de caixa do acionista no cenário i . Tanto \bar{r}_i quanto \bar{f}_i são funções do vetor de decisão de investimento $w(w_1, \dots, w_j, \dots, w_{j_{max}})$, das rentabilidades das usinas $r_i(r_1, \dots, r_j, \dots, r_{j_{max}})$, e das perdas das usinas $f_i(f_1, \dots, f_j, \dots, f_{j_{max}})$. O cálculo destas é a média ponderada da cota de participação de cada usina w_j pelo respectivo valor de rentabilidade $r_{ij}(\xi_{ij})$ ou perda $f_{ij}(\xi_{ij})$ de cada usina, veja Equação 2.2 e 2.3.

A função objetivo, Equação 2.1, incorpora o valor esperado da rentabilidade da carteira, dado pelo somatório do produto da probabilidade de ocorrência p_i pela rentabilidade da carteira $\bar{r}_i(w, \xi_i)$. A parcela restante da função objetivo se refere ao cálculo da expectativa de perda condicional (Conditional Value at Risk). Esta medida de risco possui a finalidade de restringir a maximização da carteira que agregue risco desenfreado, e esta associado a um parâmetro de aversão ao risco correspondente ao perfil do empreendedor.

Cálculo da rentabilidade de cada usina j no cenário i

O retorno r_{ij} nesta dissertação foi escolhido como a taxa interna de retorno do fluxo de caixa do acionista de cada usina j . Não haveria problema em considerar outro indicador (econômico, contábil, medida risco/retorno, etc.). A literatura faz extenso uso do VPL devido suas propriedades matemáticas e aplicabilidades.

Apesar de a TIR apresentar desvantagens matemáticas, veja o ANEXO, que limitam sua aplicação em análise de seleção de projetos de diferentes vidas úteis, a mesma tem a capacidade de traduzir intuitivamente o valor de retorno de investimento, por isto os empresários tendem a preferir este indicador. Será suposto que: a) a vantagem ou desvantagem do descasamento de vida útil das usinas será valorada na minimização do risco diversificável; e b) os fluxos de caixas são convencionais, e apresentam apenas uma TIR por fluxo de caixa. Ademais, o VPL é considerado como parâmetro de restrição do problema, razão pela qual não se pode afirmar que o custo de oportunidade de não investimento associado a projetos com vida útil menor (com relação a outros projetos) não esteja sendo considerado.

$$\sum_{t=0}^{t_{máx_j}} \frac{FCP_{ijt}(\xi_{ij})}{(1 + r_{ij}(\xi_{ij}))^t} = 0 \quad (2.10)$$

t : período de tempo (discretização mensal)

$t_{máx_j}$: número de meses máximo de cada usina j (vida útil do empreendimento em meses)

FCP_{ijt} : fluxo de caixa do acionista da usina j no cenário i em cada mês t

BRUNO (2008) aborda a questão de Otimização de Portfólio de Ativos Reais utilizando uma Medida de Risco Coerente (CVaR) propondo detalhadamente soluções matemáticas para resolução deste modelo, além disto, utiliza a medida de rentabilidade o valor presente líquido. Esta abordagem possibilita a aplicação da Teoria de Opções Reais e otimização em larga escala de projetos. RYAN & FENG (2012) utiliza como rentabilidade VPL no planejamento da expansão do governo de matriz termelétrica.

Cálculo da perda de cada usina j no cenário i

Há múltiplas possibilidades para construção da distribuição de perda e esta distribuição pode ser positiva e negativa, sendo as perdas negativas os ganhos (ROCKAFELLAR & URYASEV, 2000).

O cálculo da perda $f_{ij}(x, y)$ de cada usina j em cada cenário i consta descrito na Equação 2.11 e Inequação 2.12. Este problema considerou o cálculo da perda como a diferença entre a taxa de atratividade mínima do empreendedor com a rentabilidade de cada usina j em cada cenário i (TIR), desconsiderando os resultados de ganho (valores negativos).

$$f_{ij} = -(r_{ij} - TMA) \quad (2.11)$$

$$f_{ij} \geq 0 \quad (2.12)$$

TMA: taxa mínima de atratividade (TMA)

Cálculo do fluxo de caixa do acionista probabilístico

Foi calculado o fluxo de caixa sob o ponto de vista do empreendedor, ou seja, o fluxo de caixa do acionista, pois se entende que o objetivo não é calcular adequadamente o resultado global do projeto nem da empresa, mas o ganho projetado final do acionista. Primeiramente torna-se necessário a confecção de um fluxo caixa livre, que é o fluxo de caixa operacional somado ao fluxo de caixa de investimento, e então, o cálculo do fluxo de caixa do proprietário (acionista). Em seguida, obtêm-se o fluxo de caixa do acionista abatendo o fluxo caixa livre do fluxo de caixa dos credores, que neste caso é o fluxo de caixa do financiamento (NETO CORREIA, 2009).

O fluxo de caixa livre (FCL) é o lucro antes de juros e imposto de renda (LAJIR) abatido de imposto de renda para pessoa jurídica (IRPJ) somada a depreciação e subtraído dos investimentos do empreendimento. O cálculo do LAJIR é igual a receita líquida subtraída dos custos operação e manutenção (OPEX), depreciação e eventual necessidade de compra de energia com a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) para fins de liquidação das diferenças de energia no mercado de curto-prazo, ou soma devido a venda de energia para a CCEE. Entende-se que neste parâmetro de liquidação considera-se compras por reposição de lastro ou eventuais penalidades.

De forma sucinta, inúmeras são as incertezas nos projetos de geração renovável que afetam o fluxo de caixa do empreendedor. Estas variáveis aleatórias podem ser discretizadas por simulação ou por mês quando pertinente. Dentre todas as variáveis

aleatórias, se destacam as condições de produção/sazonalidade de energia, preços de venda de energia de longo prazo, exposição no mercado de curto-prazo, custos de financiamento, investimento, operação, manutenção e combustível, expostas nas Equações 2.13 a 2.15. As incertezas comentadas foram modeladas como variáveis aleatórias associadas aos dados de entrada. Está disponível nesta dissertação uma modelagem simplificada destas no Capítulo 4. Explicações mais detalhadas das variáveis são encontradas no ANEXO. Quanto maior o detalhamento do projeto de geração (ou maturidade) mais ênfase pode ser dada na modelagem da variável aleatória que compõe o fluxo de caixa do acionista.

$$FCP_{ijt}(\xi_{ij}) = FCL_{ijt} - FCC_{ijt} \quad (2.13)$$

$$FCL_{ijt}(\xi_{ij}) = LAJI_{ijt} \times (1 - I_{ijt}) - CI_{ijt} - CG_{jt} \quad (2.14)$$

$$LAJI_{ijt} = RF_{ijt} - C_{O\&M}_{ijt} - d_{ijt} \pm L_{CP}_{ijt} \quad (2.15)$$

LAJIR Lucro antes de juros e impostos (EBIT)

RF Receita fixa

C_{O&M} Custo de operação e manutenção (OPEX)

d Depreciação

L_{CP} Liquidação da usina na CCEE

FCL Fluxo de caixa livre

C_I Custo de investimento (CAPEX)

I Impostos para o governo

CG Capital de giro

FCP Fluxo de caixa do proprietário

FCC Fluxo de caixa do credor

t: período de tempo (discretização mensal)

Cota de participação da usina

O somatório das cotas de participação de cada usina w_j será $w_{máx_c}$, e cada usina j possuirá o percentual de participação w_j que não poderá ser inferior a $w_{mín_j}$ nem superior a $w_{máx_j}$, veja a Equação 2.4 e Inequações 2.5. O fator de participação pode ser um valor inteiro correspondendo a quantos projetos a empresa deseja investir, ou

percentual para fornecer indicativo de investimento de acordo com as vantagens e desvantagens competitivas da empresa elaborando o estudo.

Quando $w_{máx_c} = 100\%$, $w_{máx_j}$ é 100% e $w_{mín_j}$ é 0% a cota de participação de cada usina é percentual e não há restrição de participação. Nesta situação é possível efetuar um paralelo de usina com um ativo financeiro, onde a rentabilidade do ativo é a taxa interna de retorno de um modelo de fluxo de caixa do acionista em risco análoga a Teoria Moderna de Portfólio.

A cota de participação corresponde a quanto de participação um empreendedor está disposto a compor seu Portfólio dado as características de rentabilidade e risco simulados da usina em questão, sendo estas características originadas do projeto da usina. Quando se coloca restrição de participação mínima é máxima de participação por usina é possível considerar projetos existentes ou necessidades extraordinárias.

Quando se deseja trabalhar com quantidade inteiras de projeto, com objetivo, de monitorar os dados da otimização pode-se dividir a rentabilidade esperada e CVaR pelo número total de projetos, de modo que este represente o valor médio de rentabilidade esperada da carteira e CVaR médio da carteira.

Cálculo do CVaR

A expectativa de perda condicional (CVaR) representa a média da distribuição de perda que excede o grau de confiança do valor em risco (VaR). O VaR tem se mostrado como uma medida popular no mundo de negócios devido a sua facilidade de entendimento e percepção, entretanto as propriedades matemáticas desta medida tornam-na uma medida de risco não-coerente. Em muitos exemplos a medida de CVaR se torna melhor que a medida VaR para análise de risco. Além disto, superior a medida desvio padrão proposto inicialmente por Markowitz na Teoria de Portfólio (ROCKFELLAR & URYASEV, 2000).

O CVaR do problema desta dissertação é obtido pela minimização da função $(\alpha + (1 - \beta)^{-1} \sum_{i=1}^N \sigma_i p_i)$, veja a Equação 2.1, sujeita a restrições, veja as Inequações 2.8 e

2.9, como proposto no problema geral de otimização de CVaR de ROCKFELLAR & URYASEV (2000). O problema de ROCKFELLAR & URYASEV (2000) quando a incerteza é modelada em cenários e é simulado infinitos cenários, o mesmo frequentemente pode ser reduzido em um problema de programação linear devido as propriedades matemáticas de convexidade. A forma ideal de resolução cálculo do CVaR seria via programação linear.

Nas otimizações estocásticas de simulação, frequentemente se utilizam metaheurísticas evolucionárias. O cálculo do CVaR utilizando algoritmos evolucionários poderá requerer mais iterações e necessitar de monitoramento do σ_i , pois mesmo após um grande número de iterações poderá não convergir dependendo do critério de parada estabelecido para o parâmetro CVaR. Isto ocorre nas otimizações evolucionária, pois a linearidade de determinado parâmetro pode não ser captada durante a escolha/seleção da população de solução. Percebe-se que o monitoramento de σ_i torna-se desnecessário a medida que: se aumenta o grau de confiança da distribuição de perda do cálculo do CVaR, aumenta a quantidade de simulação ou ajusta conservadoramente o critério de parada.

Dependendo da facilidade de obtenção do indicador CVaR, recomenda-se que o mesmo seja utilizado diretamente em substituição a parcela de minimização e demais restrições associadas ao cálculo do CVaR, especialmente caso haja conhecimento da distribuição de perda e possibilidade de manipulação da mesma utilizando softwares tipo “caixa preta” com funções e otimizações prontas. Isto elimina o problema de necessidade de monitoramento de σ_i .

Estágios de entrada em operação de usinas

No problema clássico de Portfólio de Markovitz é considerado o benefício temporal de investimento, à medida que retornos mais imediatos de ativos financeiros são mais vantajosos que retornos futuros. No planejamento da expansão da geração se deseja selecionar quando alocar usinas para atendimento da carga, e se representa o custo de instalação no tempo e a taxa de desconto sem variabilidade no tempo (constante no tempo), de modo a representar o benefício de postergação de investimento.

Neste problema, veja Equação 2.1, foi considerado apenas um estágio (de tempo). Entende-se que a escolha da melhor data de entrada de usinas em operação melhoraria o fluxo de caixa do Portfólio no tempo. Esta vantagem poderia ser incorporada no momento de definição das parcelas de investimentos, ou seja, representação de múltiplos estágios de tempo, entretanto ocorrem três questões. Diferentemente do problema de planejamento da expansão não existe imposição de investimento em usinas para atendimento da demanda, ou necessidade de composição regular do Portfólio ao longo do tempo. Além disso, apesar das variáveis aleatórias serem variantes no tempo (variarem ao longo do estágio), a modelagem destas variáveis aumenta a complexidade do problema devido a dificuldade de modelagem das volatilidades das próprias incertezas (ex.: custo de instalação no tempo). Por fim, considera-se que todo investimento deve ser realizado imediatamente, estando a análise de investimento e custo de oportunidade de investimento naturalmente realizada no problema de otimização. Por estas razões, o benefício temporal de fluxo de caixa no tempo do Portfólio nesta dissertação foi desprezado.

Restrição de fluxo de caixa global

Nesta dissertação foram inseridas as restrições de valor presente líquido total (VPL) e de custo de investimento de capital próprio (custo de instalação não financiado), veja as Inequações 2.6 e 2.7. A restrição de valor presente líquido apresenta a possibilidade de aumentar ou reduzir indiretamente o fluxo de caixa do empreendedor de acordo com o perfil de retorno desejado em R\$ (ao invés de percentual dado pela TIR). O custo de capital próprio auxilia igualmente na quantificação do perfil de investimento com recursos próprios que o empreendedor está inclinado a efetuar. Não foi considerado restrição mensal, apenas restrições do montante total por usina durante sua vida útil. O cálculo do capital do próprio consta na Equação 2.16.

$$CP_{ij} = CI_{ij} \times (1 - A_j) \quad (2.16)$$

CP_{ij} : Custo de instalação com capital próprio da usina j no cenário i

A_j : Alavancagem do financiamento da usina j

CI_{ij} : Custo de instalação da usina j no cenário i

Taxa de Desconto para Cálculo do VPL

Para calcular o valor presente líquido para fins de restrição de fluxo de caixa considera-se que não prejuízo na consideração de uma taxa de desconto constante, pois a mesma representa a taxa de inflação, com baixa volatilidade, ou a taxa de atratividade mínima. Diferentemente, quando se calcula o VPL em risco para fins de mensuração da rentabilidade, donde há incerteza no custo médio ponderado de capital (WACC).

3. Capítulo

Método de Resolução: Otimização de Simulação

O capítulo 3 apresentou na seção 3.1 os conceitos introdutórios do estudo de otimização estocástica. Na seção 3.2, a formulação matemática da Teoria Clássica de Portfólio de Markowitz. Para fins de simplificação, não foram apresentados os métodos de cálculo matemático de otimização estocástica. Os avanços da Teoria Clássica de Portfólio contemplados na Teoria Moderna de Portfólio não foram discutidos. Os indicadores de rentabilidade VPL e TIR, e de risco VaR e CVaR foram discutidos no ANEXO. Na seção 3.3 foi explicado a metodologia de otimização de simulação, o algoritmo Optquest e a motivação de escolha da utilização do programa @RISK e do algoritmo OptQuest para resolução do problema apresentado no capítulo 2. Por fim, a seção 3.4 comenta sobre os métodos de simulação Monte Carlo e a simulação Hipercubo Latino disponíveis no software @RISK. A simulação Hipercubo Latino é dos aprimoramentos da simulação Monte Carlo disponível. Para fins de simplificação não é comentado sobre outros avanços em simulação.

3.1 Problemas de Otimização Estocástica

Os problemas de otimizações que possuem todas as variáveis constantes e invariantes são considerados do tipo determinístico, neste tipo de problema não há incerteza. As variáveis que compõem o problema são premissas, que representam um determinado cenário possível (MUN, 2010).

Frequentemente otimizações determinísticas, consideram que variáveis aleatórias sejam representadas através de seus respectivos valores esperado, e que a solução deste problema composto por variáveis com valores esperadas forneça uma função objetivo aproximadamente esperada (BIRGE & LOUVEAUX, 2011).

$$EEV = \min z(x, E(\xi)) \quad (3.1)$$

EEV: expectation of the expected value problem

$E(\xi)$: valor esperado das variável aleatória ξ

x : variável de decisão

Uma das estratégias para aprofundar o conhecimento do problema é obter a solução do problema considerando diferentes cenários, análise de cenários. Para tal modificam-se as variáveis do problema que possuem incerteza de modo a construir diferentes contextos e avaliar o resultado considerando estes diferentes contextos, normalmente se constrói um cenário pessimista, esperado e otimista.

Outra possibilidade é a análise de sensibilidade de variáveis, que consiste em variar determinadas variáveis em torno de seu valor esperado e acompanhar o impacto no resultado (MUN, 2010).

É possível ainda efetuar análise de stress, de tal modo a verificar o resultado frente a cenário de crises, para tal é assumido múltiplas situações negativas e acompanhado o resultado (CERQUEIRA, 2010)

Os problemas de otimização estocástica consideram dentro da função objetivo (ou das variáveis de restrição) variáveis aleatórias, que tem a finalidade de representar as incertezas do problema. As variáveis aleatórias são modeladas através distribuição probabilísticas, séries temporais, etc. Neste problema são construídos inúmeros cenários possíveis.

Em programação estocástica (PE) existem duas abordagens: *Wait and See* (espere e veja) e o *Here and Know* (aqui agora). Na primeira abordagem é conhecido todas as incertezas no momento de otimização, e assim a solução obtida será sempre a melhor decisão. Na segunda, é efetuado a otimização do primeiro estágio sem conhecimento de informação

Nos problema tipo *Wait and See* (WS) o valor da função objetivo representa o valor da informação perfeita, o custo de arrependimento desta é zero, pois a melhor otimização é efetuada.

$$WS = E(\min z(x, \xi)) \quad (3.2)$$

WS: valor da função objetivo de uma otimização wait and see

ξ : variável aleatória

x : variável de decisão

Nas estratégias here and know as decisões são tomadas em múltiplos estágio, de acordo do conhecimento da informação, que até o estágio anterior era incerta.

$$ED = E(\min z(x, \xi)) \quad (3.3)$$

ED: programação estocástica de dois estágios

ξ : variável aleatória

x : variável de decisão

3.1.1 FORMULAÇÃO DE PROBLEMAS ESTOCÁSTICOS

Nos problemas de programação estocásticos, a otimização do problema não ocorre sob o conhecimento da totalidade das informações, sendo as mesma descobertas a medida que se avança os estágios. Na parte do problema que se há conhecimento, a resolução do problema é possível utilizando os métodos de otimização determinísticos, em outra parte do problema há incerteza, que se se descobre apenas um estágio depois. A formulação geral do problema de otimização estocástica é representa por vários estágios (otimização multiestágios).

Os problemas estocásticos de dois estágios possuem a seguinte formulação geral abaixo. O termo associado a x , referente a decisão de primeiro estágio, é otimizado. Então, há a

realização da variável aleatória ξ , e o segundo estágio de otimização ou ações corretivas y são tomadas (BIRGE & LOUVEAUX, 2011).

$$z(x, \xi) = \min C^T x + E_{\xi} Q(x, \xi) \quad (3.4)$$

$$s. a. \quad Ax = b \quad (3.5)$$

$$x \geq 0 \quad (3.6)$$

$$Q(x, \xi) = \min q^T y \quad (3.7)$$

$$s. a. \quad Wy = h - Tx \quad (3.8)$$

$$y \geq 0 \quad (3.9)$$

Ou

$$z(x, \xi) = \min C^T x + pq^T y \quad (3.10)$$

$$s. a. \quad Ax = b \quad (3.11)$$

$$Wy = h - Tx \quad (3.12)$$

$$x \geq 0 \quad (3.13)$$

$$y \geq 0 \quad (3.14)$$

z : função objetivo do problema de programa estocástica

x : vetor de decisão do primeiro estágio

A : matriz fixo

b : vetor independente fixo

p : vetor de probabilidade

C^T : vetor fixo

y : vetor de decisão do segundo estágio (ações corretivas)

h : variável aleatória associada $\xi = f(q^T, h^T, T)$

T : variável aleatória associada $\xi = f(q^T, h^T, T)$

$Ax = b$: equação de restrição do primeiro estágio

$Wy = h - Tx$: equação de restrição do segundo estágio

$C^T x$: parcela da função objetivo associada ao primeiro estágio

$Q(x, \xi)$: função que representa o segundo estágio de otimização

E_{ξ} : valor esperado associado a variável ξ

3.1.2 RESOLUÇÃO DE PROBLEMAS ESTOCÁSTICOS

As metodologias de resolução de problemas de otimização estocástica concentram o esforço em: varrer todo o espaço amostral, exaurindo todas as possibilidades de cenários; ou amostrar um subconjunto do espaço amostral (GONÇALVES, 2011).

As técnicas de L-Shaped, Stochastic Decomposition Method e Quase-Gradiente são utilizadas para resolução de problemas estocásticas tanto nas situações de percorrer todo o espaço amostral, quanto apenas uma parcela. Nas situações de amostragem há adição de técnicas de aproximação média da amostra, utilizando a simulação Monte Carlo. A simulação Monte Carlo é muito utilizada na solução de otimização estocástica, porque apresenta as melhores possibilidades de resolução matemática, e por isto é uma escolha natural. A solução via este método é obtida pelo uso de técnica de estimação estatística para construir intervalos de confiança dos resultados (BIRGE & LOUVEAUX, 2011).

Segundo GLOVER, KELLY e LAGUNA (1999) houve uma grande mudança no campo de otimização estocástica. A junção da matemática tradicional, inteligência artificial e métodos baseados em processos físicos, biológicos ou evolucionários levaram a criação de novas óticas de integração entre a otimização e a simulação, que tiveram bastante sucesso.

3.2 TEORIA DE PORTFÓLIO

Segundo FRANCIS & KIM (2013) a Análise de Portfólio Tradicional consiste em um algoritmo desenvolvido por Harry Markowitz que utiliza: o valor esperado de retorno do ativo, $E(r)$; desvio padrão do retorno do ativo, σ ; e coeficientes de correlação, ρ , entre os pares de investimentos de ativos. O algoritmo utiliza simultaneamente todos estes dados de entrada, de modo a determinar um Portfólio, dentre um conjunto de Portfólios possível, que satisfaça o apetite a risco do investidor.

O processo de seleção de ativos proposto por Markowitz busca construir um algoritmo que incorpora comportamentos típicos de investidores, utilizando determinadas suposições matemáticas (MARKOWITZ, 1952).

FRANCIS & KIM (2013) definem de formulação geral para o problema Portfólio de Markowitz. O investidor deseja determinar o peso de participação para um dado conjunto finito de ativos financeiros, que minimize, σ_p^2 , a variância do Portfólio para um dado nível de valor esperado do retorno carteira, $E(r_p)$.

Assumindo que há n ativos financeiros candidatos para seleção de portfólio com retorno quantificado em $r_1, r_2, \dots, r_i, \dots, r_{n-1}, r_n$, será dado pesos $w_1, w_2, \dots, w_i, \dots, w_{n-1}, w_n$ para cada ativo, de modo a construir um Portfólio X_1 . Naturalmente, considera-se que o somatório do peso é 1. Cabe observar que o peso positivo significa adquirir o ativo, e o peso negativo vender o ativo. Além disto, que será necessariamente atingido um alvo de retorno esperado da carteira.

$$\min \sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j \sigma_{ij} \quad (3.15)$$

sa

$$\sum_{i=1}^n w_i E(r_i) = E(r_p) \quad (3.16)$$

$$\sum_{i=1}^n w_i = 1 \quad (3.17)$$

i : indexador do ativo

j : indexador do ativo

n : quantidade de ativos candidatos para seleção de portfólio

w_i : peso do ativo i

r_i : retorno do ativo i

r_p : retorno do portfólio

σ_p^2 : variância do portfólio

σ_{ij} : desvio padrão do ativo i com relação ao ativo j

$E(r_i)$: valor esperado do retorno do ativo i

$E(r_p)$: valor esperado do retorno do portfólio

3.3 Otimização de Simulações

3.3.1 METAHEURÍSTICAS COMERCIAIS

Até recentemente o assunto simulação estocástica era, na prática, independente de otimização, apesar da existência de literatura a respeito (FU, 2002).

FU (2002) comenta que os programas de otimização não permitiam que o usuário afirmasse seguramente a obtenção de uma solução ótima local, pois não apresentavam maiores detalhes de convergência. Com advento da simulação, e o avanço computacional o aumento do número de iterações permitiu a obtenção de soluções mais precisas. Além disto, possibilitou a modelagem de sistemas complexos de forma real, e tomada de decisão gerenciais baseado em modelagem, de forma efetiva.

No mercado é disponível pacotes de otimização para resolução de problemas de otimização estocástica. Estes resolvem problemas de otimização utilizam métodos matemáticos generalistas, e tornam livre a modelagem do problema. As vantagens do uso de pacotes é a possibilidade de modelagem de diferentes problemas utilizando um método matemático genérico de otimização, por outro lado, a desvantagem reside no fato de tratar o problema com apenas um método matemático, ao invés de customizar o método matemático considerando as peculiaridades do problema, de modo a implementar a robustez e eficiência computacional (GLOVER, et al., 1999).

Optimization Package (Simulation Platform)	Vendor (URL)	Primary Search Strategies
AutoStat (AutoMod)	AutoSimulations, Inc. (www.autosim.com)	evolutionary, genetic algorithms
OptQuest (Arena, Crystal Ball, et al.)	Optimization Technologies, Inc. (www.opttek.com)	scatter search and tabu search, neural networks
OPTIMIZ (SIMUL8)	Visual Thinking International Ltd. (www.simul8.com)	neural networks
SimRunner (ProModel)	PROMODEL Corp. (www.promodel.com)	evolutionary, genetic algorithms
Optimizer (WITNESS)	Lanner Group, Inc. (www.lanner.com/corporate)	simulated annealing, tabu search

Figura 3.1– Pacotes computacionais disponíveis

Fonte: Optimization for Simulation: Theory vs. Practice. Michael C. Fu (2002)

Para resolução do problema de programação estocástica desta dissertação escolheu se pelo uso do programa @RISK. A razão da escolha deste programa é devido a alta popularidade do mesmo. Este software da empresa PALISADE CORPORATION é um dos softwares líderes no mercado de análise de risco tendo muitos usuários (clientes, universidades, etc.) oriundos de instituições de destaque internacional.

A utilização do programa tipo “caixa preta”, como o programa @RISK, evita a concentração de esforço na resolução do problema matemático de otimização via programação utilizando as linguagens de computação de alto nível, e possibilita a concentração de esforço na modelagem dos dados de entrada, o problema e a análise dos resultados.

O programa @RISK efetua simulações de Monte Carlo/ Hiper-cubo Latino, além disto, apresenta um pacote de otimização baseado nas metodologias matemáticas: algoritmo OptQuest e algoritmo Genético. O programa também oferece a opção automática, onde este escolhe qual o melhor método matemático aplicável no problema de otimização (algoritmo genético ou Optquest).

Segundo FU (2002), o algoritmo OptQuest da empresa Optimization Technologies, Inc. é um dos softwares mais populares do mercado. A empresa utiliza como algoritmo

principal Pesquisa de Dispersão, que foi desenvolvido por GLOVER, um dos fundadores da empresa. O algoritmo OptQuest é utilizado em inúmeros programas de simulação.

Maiores detalhes sobre a metodologia de simulação e otimização serão descritos nas seções abaixo.

3.3.2 ALGORITMO OPTQUEST

O algoritmo OptQuest é um módulo de otimização desenvolvido para conviver com pacote de simulação, ou seja, otimização estocástica discreta. Este algoritmo resolve problemas de programação não-linear. O método incorpora três componentes para encontrar a solução ótima global: Pesquisa de Dispersão, Busca Tabu e Redes Neurais.

O algoritmo varre um pedaço do espaço de estados de variáveis de controle, e consegue alcançar mais rápido a solução global do problema (otimização da função objetivo), sem ter que testar todas as possibilidades de variável de controle pelo método de exaustão (ESKANDARI, et al., 2011). O método foca na busca por solução adotando uma sistemática de geração de vetores de solução. Com isto tenta descobrir quais são os melhores cenários ⁵a serem investigados através da procura dos melhores vetores de soluções.

Antes de iniciar a explicação sobre algoritmo será comentado brevemente sobre o papel do otimizador OptQuest dentro do ambiente de simulação. Sob o conhecimento da função objetivo, variáveis de restrições e controle, o programa irá definir um vetor de solução (variáveis de controle), efetuar a simulação, calcular a função objetivo e avaliar os resultados. Este procedimento será efetuado recursivamente até atingir um critério de parada (da mesma forma que a simulação é calculada segundo uma definição de critério de parada). O processo de otimização associado a simulação necessita de um grande

⁵ Cuidado com a interpretação da palavra cenário. No contexto de simulação, cenário refere-se ao arranjo de variáveis aleatórias sorteadas durante a simulação Monte Carlo para cálculo da função objetivo. Já no contexto de otimização de simulação refere-se a uma das possibilidades de vetor de variável de controle associada ao cálculo da função objetivo ótimo, visto que existe inúmeras funções associadas as possíveis variáveis de controle. Sendo a função ótima global, no contexto de risco, apenas determinada pela exaustão de todas as funções possíveis.

número de iterações, pois são calculadas simulações recursivamente. O fluxograma básico do processo de otimização estocástica pode ser visualizado abaixo. A inteligência do otimizador OptQuest se encontra na definição dos vetores de soluções.

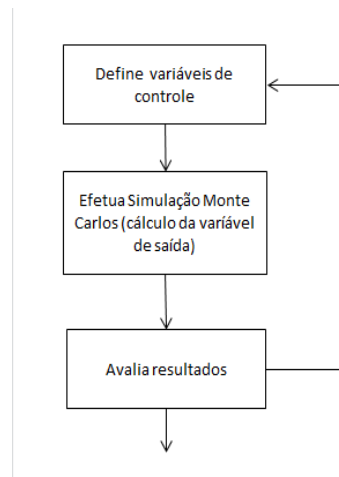


Figura 3.2– Fluxograma otimização

Fonte: Adaptado SCHWETMAN (2011)

Segundo ESKANDARI *et al.* (2011) o OptQuest utiliza como método principal o algoritmo de Pesquisa de Dispersão (*Scatter Search* ou *SS*), aprofundado na seção abaixo, e uso secundário do método de Busca Tabu e Redes Neurais.

O *SS* é um algoritmo evolucionário que assim como os algoritmos genéticos é baseado em procedimentos que usam população (FU, 2002). Segundo ESKANDARI *et al.* (2011) e WAN *et al.* (2007), o *SS* cria um conjunto de soluções iniciais (vetores das variáveis de decisão) para compor uma população *P*, aprimora os vetores soluções criados da população, e defini um subconjunto dos *b* melhores vetores para ser referência (conjunto de referência inicial). Neste conjunto referência inicial (*RefSet*) há *b* melhores vetores, sendo *b1* os melhores vetores de qualidade, e *b2* melhores vetores de diversificação. Então, o algoritmo gera diversos subconjuntos utilizando o *RefSet*, e efetua uma combinação estratégica dos vetores de soluções (realiza combinação linear dos subconjuntos gerados a partir do conjunto de referência) gerando novas soluções. Por fim, o algoritmo selecionar as melhores soluções para compor o conjunto de

referência, e uso estes como pontos iniciais para futuras partidas do algoritmo, isto é efetuado recursivamente até o atingimento do critério de parada.

O método de busca Tabu atua como memória adaptativa, impedindo que a simulação investigue cenários já avaliados, e guia a simulação para pontos próximo do ótimo global.

As redes neurais identificam soluções que parecem ser pobres, impedindo a rodada de simulação de funções que não são promissoras, isto tem o objetivo de economizar tempo computacional e/ou varrer mais soluções, a rede neural é utilizada para prever a função objetivo, e alertar a validade de cálculo da função objetivo, de modo a acelerar o processo de otimização.

3.3.2.1 Pesquisa de Dispersão

MARTÍ, LAGUNA & GLOVER (2002) dizem que pesquisa de dispersão é um método evolucionário aplicado em otimizações difíceis, e ao contrário de algoritmos genéticos, baseia-se na premissa de que: metodologias com objetivo de procura de solução conseguem obter benefícios significativos sobre os métodos baseado puramente na resolução de solução via técnicas recursivas que utilizam números randômicos.

MARTÍ, LAGUNA & GLOVER (2002) comentam que a formulação básica para implementar a metodologia de Pesquisa de Dispersão (*Scatter Search*) é necessário fazer o uso de cinco métodos, conhecidos como “os cinco métodos”. Estes seguem descritos abaixo.

1. Método de Geração Diversificada (*Diversification Generation Method*) – método para gerar uma coleção de soluções teste a partir de uma solução inicial arbitrária (solução semente).
2. Método de Aprimoramento (*Improvement Method*) – transforma as soluções testes em soluções testes aprimoradas (não é necessário que as variáveis de entrada ou saída sejam soluções dentro da região de viabilidade, apesar que é de se esperar que soluções de saída estejam dentro desta região. Caso não haja

aprimoramento da soluções testes, as soluções testes aprimoradas serão consideradas como soluções testes).

3. Método de Atualização do Conjunto de Referência (*Reference Set Update Method*) – método que constrói e efetua a manutenção de b melhores soluções encontradas (*best solutions*). As melhores soluções que participam do conjunto de referência são aquelas de qualidade ou diversidade. Normalmente conjunto de referência possui poucas soluções, por exemplo, não mais que $b = 20$ soluções.
4. Método de Geração de Subconjuntos (*Subset Generation Method*) – opera o conjunto de referência, de modo a criar um subconjunto de soluções que serão base para criação de soluções combinadas.
5. Método de Combinação de Solução (*Solution Combination Method*) – transforma um dado subconjunto de soluções produzidas pelo Método de Geração de Subconjunto em uma ou mais soluções de vetores combinados.

MARTÍ, LAGUNA & GLOVER (2003) apresentam o algoritmo básico de Pesquisa de Dispersão baseado nos cinco métodos.

```
1. Start with  $P = \emptyset$ . Use the diversification generation method to construct a solution and apply the improvement method. Let  $x$  be the resulting solution. If  $x \notin P$  then add  $x$  to  $P$  (i.e.,  $P = P \cup x$ ), otherwise, discard  $x$ . Repeat this step until  $|P| = PSize$ .
2. Use the reference set update method to build  $RefSet = \{x^1, \dots, x^b\}$  with the “best”  $b$  solutions in  $P$ . Order the solutions in  $RefSet$  according to their objective function value such that  $x^1$  is the best solution and  $x^b$  the worst. Make  $NewSolutions = TRUE$ .
while ( $NewSolutions$ ) do
  3. Generate  $NewSubsets$  with the subset generation method. Make  $NewSolutions = FALSE$ .
  while ( $NewSubsets \neq \emptyset$ ) do
    4. Select the next subset  $s$  in  $NewSubsets$ .
    5. Apply the solution combination method to  $s$  to obtain one or more new trial solutions  $x$ . Apply the improvement method to the trial solutions.
    6. Apply the reference set update method.
    if ( $RefSet$  has changed) then
      7. Make  $NewSolutions = TRUE$ .
    end if
    8. Delete  $s$  from  $NewSubsets$ .
  end while
end while
```

Figura 3.3– Pseudocódigo do algoritmo básico de Pesquisa de Dispersão

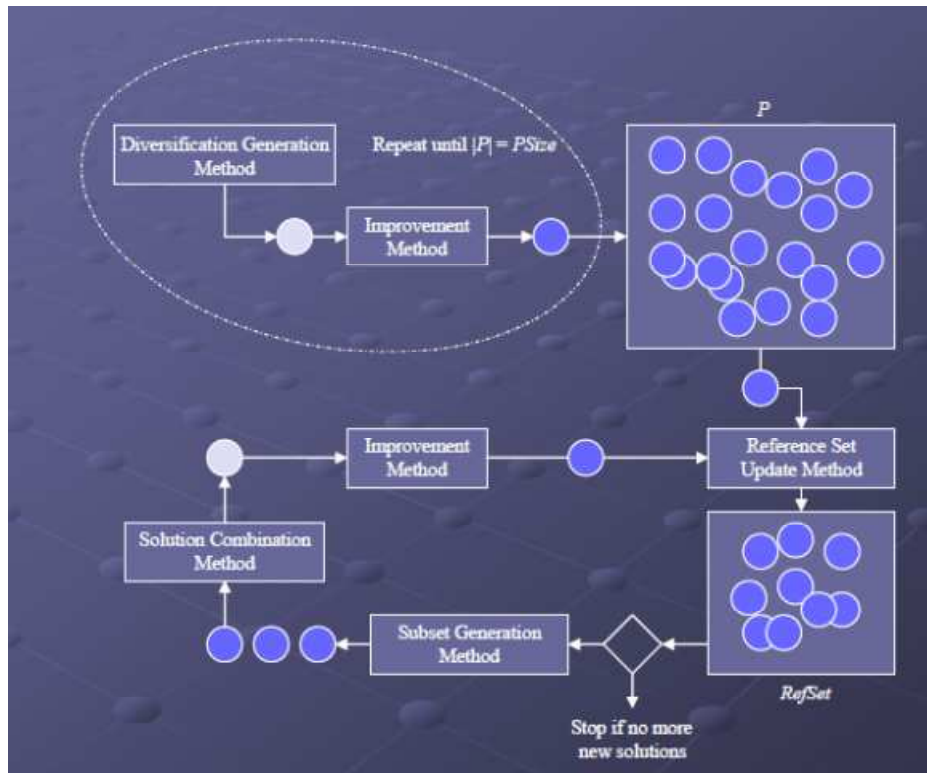


Figura 3.4 – Desenho do Algoritmo básico de Pesquisa de Dispersão

Fonte: Apresentação Scatter Search: Methodology and Applications de Manuel Laguna (University of Colorado) e Rafael Martí da (University of Valencia)

3.3.2.2 Redes Neurais

Conforme BISHOP (2007), Rede Neural (*Neural Network*) teve sua origem na tentativa de representar matematicamente processamentos de informação de processos biológicos. A teoria desta representação, observando a questão puramente estatística e retirando certas representações de restrições biológicas.

Segundo ZANG (2000) redes neurais emergiram como importante ferramenta na área de classificação, e promissora para representação alternativa de classificações

convencionais. Rede Neural apresenta as seguintes vantagens: 1) o método se adapta as informações, não é necessária nenhuma especificação adicional; 2) são aproximadores de função universal, no sentido que representam aproximadamente qualquer função; e 3) são modelos não lineares e possuem a capacidade de representar o mundo e real.

Em (BISHOP, 2007) é definido o neurônio como a menor unidade de um modelo Rede Neural. O modelo pode ser descrito como a composição de inúmeras funções de transformação, representadas pelos neurônios. Considerando que a primeira camada da rede neural é formada M combinações lineares das variáveis de entradas x_1, x_2, \dots, x_D .

$$a_j = \sum_{i=1}^D w_{ji}^{(1)} x_i + w_{j0}^{(1)} \quad (3.18)$$

Onde $j = 1, \dots, D$ e o indexador (1) representam os parâmetros da primeira camada da rede neural. O valor $w_{ji}^{(1)}$ representa o parâmetro de peso e $w_{j0}^{(1)}$ o parâmetro de bias. As quantidades a_j são denominadas ativações. E estas serão transformadas através da função diferenciável não linear de ativação $h(\cdot)$

$$z_j = h(a_j) \quad (3.19)$$

As funções de ativação geralmente são funções do tipo sigmóides (função da área de economia e computação cuja a curva apresenta formato de “S”) ou tangente hiperbólica. As funções z_j são combinadas linearmente novamente, formando a seguinte expressão.

$$a_k = \sum_{i=1}^M w_{ki}^{(2)} z_i + w_{k0}^{(2)} \quad (3.20)$$

Onde os parâmetros $k = 1, \dots, M$ e o indexador (2) representam os parâmetros da função de transformação. Sendo $w_{ki}^{(2)}$ os parâmetros de peso, e $w_{k0}^{(2)}$ os de bias. Finalmente, as saídas y_k serão obtidas através de funções ativações dos parâmetros a_k da segunda camada. Em problemas puramente de regressão linear a função $y_k = a_k$, caso contrário $y_k = \sigma(a_k)$.

$$y_k = \sigma(a_k). \quad (3.21)$$

Combinando todas as camadas da rede neural, a função de saída da rede pode ser colocada em função das variáveis de entrada através da seguinte expressão. Conforme se observa, o modelo de rede neural é um função linear de saída y_k associada ao vetor de entrada x_D , e os parâmetros ajustáveis w .

$$y_k(x, w) = \sigma\left(\sum_{i=1}^M w_{ki}^{(2)} h\left(\sum_{i=1}^D w_{ji}^{(1)} x_i + w_{j0}^{(1)}\right) + w_{k0}^{(2)}\right) \quad (3.22)$$

Para utilização deste modelo de rede neural para fins de previsão, classificação, etc. é necessário é efetuar o treinamento da rede neural, ou seja, calibrar os parâmetros de pesos e bias. Diversos algoritmos de treinamento estão disponíveis, para fins didáticos cita-se que é possível efetuar o treinamento utilizando a técnica de mínimos desvios quadráticos.

Uma vez treinado a rede com os dados é possível utilizar o modelo de rede para fornecer informações extrapoladas utilizando mais informações.

3.3.2.3 Pesquisa Tabu

O método de busca tabu utiliza memória adaptativa diferentemente do: algoritmo genético (GA), que apenas utiliza memória rígida, assim como diversos métodos de inteligência artificial (AI). Segundo o mesmo, nos métodos mais avançados de busca tabu há a mistura de memória de longo prazo associado a estratégias de diversificação e intensificação da população (GLOVER, 1996).

O método de pesquisa Tabu aplica restrição e inibições indispensáveis para sobrevivência de uma população que tornam possíveis o desenvolvimento de memória adaptativa. O termo Tabu no contexto de busca conota regras contextuais e está sujeitas a mudança.

O método de Busca Tabu é um procedimento adaptativo auxiliar que guia um algoritmo de busca local dentro de um espaço de busca. O objetivo do método é criar uma memória das soluções obtidas de tal forma a possibilitar a encontrar solução global do problema, ao invés de solução local.

Os métodos de otimização descendente funcionam adequadamente em funções unimodais (que possuem apenas um mínimo). Ocorre que inúmeras funções possuem mais de um mínimo, e os métodos descendentes ficam presos em determinado mínimo local próximo da solução inicial de procura. Existem algumas alternativas para contornar desta situação, como por exemplo, o algoritmo recozimento simulado e Busca Tabu.

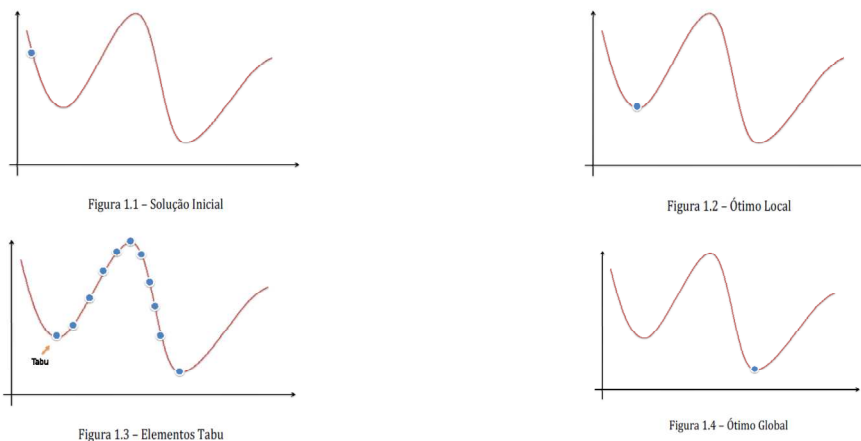


Figura 3.5 – Busca Tabu

Fonte: Uma Introdução à Busca Tabu (disponível em: < www.ime.usp.br/~gold/cursos/2009/mac5758/AndreBuscaTabu.pdf >)

Segundo GOMES para contornar o efeito dos métodos descendentes de não conseguem sair do mínimo local é necessário um procedimento guia (*Guidance Procedure*), que permita que durante o processo iterativo o algoritmo se movimente de uma solução inicial s , para uma nova solução s' , para que dado um conjunto de vizinhança da solução inicial $N(s')$, haja um subconjunto de solução de vizinhança $V^* < N(s')$, mesmo que haja detrimento do valor da função objetiva encontrada $f(s) < f(s')$. Além disto, uma vez solução é aceita, o procedimento poderá tornar a solução novamente presa em outro ótimo local, e assim em diante.

3.4 Métodos de Simulação

3.4.1 SIMULAÇÃO MONTE CARLO

A simulação Monte Carlo (SMC) consiste em método matemático de geração de variáveis aleatórias com o objetivo de amostrar o comportamento de determinada variável aleatória (variável de saída). Para tal é sorteado os valores de distribuições variáveis aleatórias associadas (variáveis de entrada), e a solução (variável de saída) será obtida através do sorteio aleatória da função das distribuição acumuladas associadas as respectivas função de densidade de probabilidade de cada variável de entrada.

Desta forma, modelando adequadamente as incertezas associadas a cada variável através de distribuições é possível amostrar cenários. E uma vez simulando um número considerável de cenários, é possível reproduzir o comportamento da variável de saída.

Segundo DREW & MELLO (2005), o algoritmo Monte Carlo pode ser detalhado da seguinte forma. Supondo que haja um vetor $X = [X^1 X^2 \dots X^d]$ que seja variável de entrada de uma função $Y = g(X) = g(X^1, X^2, \dots, X^d)$. As d variáveis que compõe o vetor X são independentes. E que $F_j(\cdot)$ é a distribuição de distribuição acumulada de probabilidade da variável X_j . Supondo que para cada replicação i , de 1 to n , haja uma variável randômica seguindo uma distribuição uniforme $Uniforme(0,1)$, haverá uma distribuição randômica $U_i = [U_i^1 U_i^2 \dots U_i^d]$. Assumindo que haja uma transformada inversa da distribuição de probabilidade acumulada, então $X_i = [F_1^{-1}(U_i^1) F_2^{-1}(U_i^2) \dots F_d^{-1}(U_i^d)]$, e que a variável de saída seja $Y_i = g(X_i)$.

3.4.2 LATIN HYPERCUBE SAMPLING (HIPERCUBO LATINO)

Um problema do método Monte Carlo é que não há nenhuma garantia que o espaço de estado amostrado seja gerado através de variáveis aleatórias igualmente espaçadas pelo gerador randômico. Assim sendo, é possível que haja valorização de determinado setor da distribuição acumulada em detrimento de outro. Desta forma, o método *Latin Hypercube Sampling* (LHS) é observado como um aprimoramento do método de Monte Carlo.

O LHS foi inicialmente sugerido como uma técnica alternativa de reduzir a variância da amostragem, sem impedir que a mesma deixe de variar. O LHS divide a amostra em setores com as mesma margem probabilística, e então realiza a geração randômica para cada um destes setores. Muitos softwares de análise de risco se utilizam deste método, como o @RISK e o Crystall Ball (SALIBY & PACHECO, 2000).

Supondo que haja um vetor X de dimensão d associado a função $Y = g(X)$. Cada uma desta será repartida em “ n ” setores com probabilidade $1/n$. Para “ n ” iterações haverá “ n ” permutação randômicas de cada setor de cada X_j , e para cada setor será gerado uma variável randômica.

Segundo DREW & MELLO (2005), o algoritmo possui três etapas. A primeira consiste na setorização das amostras. A segunda na amostragem da seção da amostra. E a última na amostragem do valor da amostra. E o algoritmo pode ser detalhado através dos seguintes passos:

- 1) Geração de variável randômica;
 - a) Gerar uma matriz U com dimensão $n \times d$ associada distribuição uniforme $Uniforme(0,1)$. A matriz U_i^j possui i linhas e j colunas;
 - b) Gerar uma matriz V com dimensão $n \times d$ com a entrada $V_i^j = \frac{i-1+U_i^j}{n}$. Sendo V_i^j uniforme no intervalo $[\frac{i}{n}, \frac{i-1}{n}]$.
- 2) Geração de permutações randômicas;
 - a) Assuma que o vetor $P(n)$ seja o conjunto das possíveis permutações de $(1,2, \dots, n)$. Existem $n!$ possíveis permutações com mesma probabilidade. Supondo que haja um conjunto \mathcal{P} com matrizes dimensão $n \times d$, onde cada uma das colunas (representado pela vetor variável de entrada) é um valor de permutação randômico $P(n)$ de coluna mutuamente independente. Existem $(n!)^d$ elementos do conjunto \mathcal{P} com probabilidades equiprováveis. Definindo o índice deste conjunto como $i = 1, \dots, (n!)^d$, e que K seja uma variável aleatória.
 - b) Selecione randomicamente o $\Pi(K) \in \mathcal{P}$. Assuma que $\pi_i^j(K)$ possua i linhas e j colunas. Sendo o vetor $\Pi(K)$ independente de $V(U)$.

c) No LHS apenas n de n^d é amostrado. As linhas de $\Pi(K)$ representam os hypercubos escolhidos da iteração para as variáveis de entrada. Assuma $\pi_i(K) = [\pi_i^1(K) \pi_i^2(K) \dots \pi_i^d(K)]$ seja uma linha i de $\Pi(K)$. $\pi_i^1(K)$ representa o setor escolhido da variável de entrada X_i^1 , $\pi_i^2(K)$ o setor escolhido para a variável X_i^2, \dots e $\pi_i^d(K)$ o setor escolhido para a variável X_i^d .

3) Determina a amostra para hypercubo

a) Gerar uma matriz $Z(\omega) = Z(V, K)$. Tal que $Z_i^j(\omega) = V_{\pi_i^j}^j(U)$. Onde $Z_i^j(\omega)$ é o vetor $V_{\pi_i^j}^j(U)$ com linha $i = \pi_i^j$ e coluna j . A coluna $V^j(U)$ do vetor $V(U)$ é definida com base na permutação da coluna j do vetor $\Pi(K)$.

b) Assuma que $X_i^j(\omega) = F_i^{-1}(Z_i^j)$. Desta forma, $X_i^j(\omega) = [X_i^1(\omega) X_i^2(\omega) \dots X_i^d(\omega)]$, e $Y_i(\omega) = g(X_i^j(\omega))$.

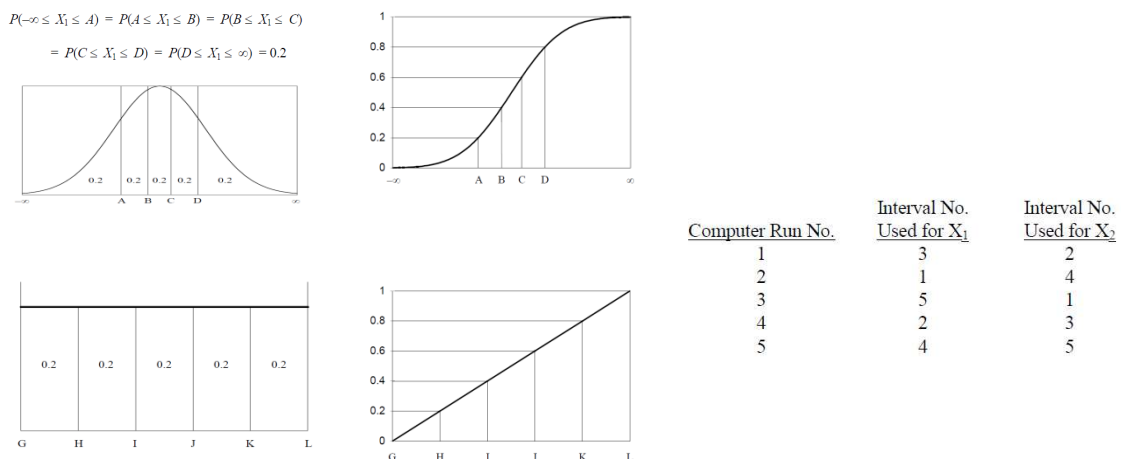


Figura 3.6 – Método de Latin Hypercube Sampling

Fonte: http://www.pesthomepage.org/Latin_Hypercube.php

4. Capítulo

Resultados (Estudo de Caso)

No problema definido no Capítulo 2, a função objetivo é a minimização da soma do valor esperado de rentabilidade da carteira com sinal negativo somado ao CVaR da carteira multiplicado por um parâmetro de aversão ao risco. O CVaR é obtido através da minimização de um termo, veja as Equações 2.1 a 2.9. A variável de decisão mais importante do problema é a cota de participação de investimento em cada usina. As outras variáveis de decisão decorrem do cálculo do CVaR. Por fim, cabe comentar que no problema de otimização há restrições: nas variáveis de controle, no valor presente líquido total da carteira e no custo de capital próprio total da carteira.

O problema definido nesta dissertação é um problema de otimização estocástica de simulação Monte Carlo também conhecido como otimização de simulação (*Simulation Optimization*). Como detalhado no capítulo 3, o problema foi otimizado utilizando o programa @RISK versão acadêmica 6.1.2, este programa dispõe de simulação Monte Carlo e simulação Hipercubo Latino. A Simulação Hipercubo Latino é um dos métodos disponíveis de aprimoramentos da Simulação Monte Carlo, veja a seção 3.4. O gerador randômico utilizado foi o Mersenne Twister, veja Apêndice IV. O @RISK dispõe de duas metaheurísticas para resolução do problema de otimização baseado em algoritmos genético e outra o Optquest. Os algoritmo OptQuest, veja seção 3.3, é baseado nos métodos de Pesquisa de Dispersão, Busca Tabu e Rede Neural. O @RISK e o algoritmo OptQuest foram escolhidos para resolução do problema devido a notória liderança destes nos segmentos de risco e otimização. Além disto, pela facilidade de modelagem e não necessidade de programação em linguagem de alto nível para resolução do problema de otimização estocástica.

Simplificadamente, o problema de otimização de simulação possui dois grandes processos iterativos. O primeiro processo iterativo se refere ao cálculo da função objetivo através da simulação Monte Carlo, e o segundo processo iterativo se refere a otimização de minimização que atenda aos critérios de convergência. Existem diversos

algoritmos baseado em metaheurística para resolução deste problema otimização, veja seção 3.3.

Uma vez detalhado o problema no capítulo 2 e a metodologia de resolução do problema no capítulo 3. O capítulo 4 apresenta estudo de caso do problema. A seção 4.1 apresenta detalhes da modelagem das variáveis aleatórias, parâmetros de entrada, premissas do modelo e configuração do software @RISK. A seção 4.2 apresenta os resultados do estudo de caso associado aos dados de entrada da seção 4.1. A seção 4.3 apresenta discursão e resumo dos dados.

4.1 Dados de Entrada

Para resolução do problema proposta da dissertação na seção 2.2, foi considerada quatro usinas como investimento: 01 usina hidrelétrica, 01 pequena central hidrelétrica, 01 usina eólica e 01 usina de biomassa. A explicação geral do estudo de caso, bem como premissas e configurações diversas do problema da dissertação e software @RISK foram apresentada na seção 4.1.1. Na seção 4.1.2 foi apresentada a metodologia de modelagem das variáveis aleatória do fluxo de caixa do acionista de cada projeto de geração. Por fim na seção 4.1.3 há o resumo das quatro alternativas de investimento em tabelas.

4.1.1 PREMISSAS

Para resolução do problema de otimização da carteira é calculado iterativamente a TIR e distribuição de perda das usinas e da carteira a partir dos diferentes valores de fluxos de caixa do acionista das usinas simuladas. O detalhamento de cálculo do fluxo de caixa do acionista foi apresentado na seção 2.2, maiores detalhes encontrados sobre fluxo de caixa e os indicadores TIR e CVaR são encontrados no ANEXO.

Para a convergência da simulação dos fluxos de caixa do acionista das usinas foi utilizada 200.000 iterações, veja seção 4.1.2. Para dar mais confiança na solução obtida pela convergência da otimização de simulação (cálculo das variáveis de decisão) foram efetuadas duas simulações. Uma primeira otimização de partida com poucas iterações por simulação, em seguida uma segunda otimização com mais iterações por simulação.

Na primeira otimização (partida) de simulação foi considerado 100 iterações para cada simulação, com critério de parada de otimização 2000 iterações, tempo máximo de 5 horas ou erro relativo da função objetivo menor que 0,01%, não foi adotado um critério de valor inicial de simulação. Em seguida foi efetuado a simulação de otimização considerando 2000 iterações para cada simulação com critério de parada de otimização de 2000 iterações, ou erro relativo da função objetivo menor que 0,00001%, a restrição de tempo ficou livre, veja seção 4.1.3.

O gerador randômico utilizado para simulação foi o Mersenne Twister com semente fixa para todas simulações com o valor de 1234.

Tabela 1 – Parâmetros do @RISK

Parâmetro	
Software	@RISK 6.1.2
Método de Otimização	OptQuest
Método de Simulação	Hipercubo Latino Sampling
Gerador Aleatório	Mersenne twister
Semente Inicial do Gerador Randômico	Constante (valor 1234)

As premissas para resolução do problema considera a taxa de atratividade mínima como 12,00% e confiança da distribuição de perda de 99,00%.

Tabela 2 – Parâmetros do Problema

Parâmetro	
TMA	0,12
β	0,99
$J_{m\acute{a}x}$	4 usinas

Foi desconsiderado neste estudo de caso as restrições de investimento de capital próprio da carteira e fluxo de caixa descontado total. Além disto, os parâmetros de cota de participação de todas as usinas e da carteira foram considerados variando entre 0,00 e 1,00. Tal assunção permite uma análise simplifica do parâmetro de participação em percentual, fornecendo uma análise qualitativa de expansão por matriz, considerando

que os projetos típicos representam as características típicas de rentabilidade e risco de suas respectivas fontes.

Tabela 3 – Configuração dos parâmetros de cota de participação das usinas

Parâmetro	
$w_{máx_j} (j = 1 \text{ a } 4)$	1,00
$w_{mín_j} (j = 1 \text{ a } 4)$	0,00
$w_{máx_c}$	1,00
$\overline{VPL}_{máx}$	Sem restrição
$\overline{CP}_{máx}$	Sem restrição

4.1.2 MODELAGEM DAS VARIÁVEIS ALEATÓRIAS DO FLUXO DE CAIXA

A modelagem das incertezas (variáveis de aleatórias de entradas) ocorreu assumindo que estas seguem o comportamento de distribuições paramétricas conhecidas.

Tabela 4 – Distribuições de probabilidade das variáveis aleatórias

Variável Aleatória	
Custo de Instalação	PERT
Custo de Operação & Manutenção	CONSTANTE
Preço de Venda de Energia	PERT
Preço Spot	2000 Séries de Custo Futuro (NEWAVE)
Geração	PERT

Cabe comentar que não foram utilizadas autocorrelações entre as variáveis aleatórias, ou seja, não foi definido nenhuma matriz de autocorrelação para fins de simplificação. As autocorrelações poderiam ser obtidas pelos históricos de geração, bem como, pelo histórico de custo de combustíveis (caso não fossem definidos contratos tipo take or pay/ship or pay de combustíveis).

4.1.2.1 Preço de Venda

O preço de venda de energia foi modelado assumindo que os preços dos leilões recentes corrigidos pelo IPCA representam a perspectiva de preço de venda de energia dos futuros leilões de energia. O preço de energia do ambiente regulado foi preferido ao preço de energia do ambiente livre, devido a falta de liquidez de comercialização de energia no ambiente livre no período de longo prazo.

Foi considerado os leilões de agosto de 2013 a dezembro de 2013 (18° LEN – 2013, 17° LEN – 2013, 16° LEN - 20 e 5° LER – 2013) ajustado pelo IPCA de janeiro de 2014 para projetar o preço de venda dos produtos de quantidade hídrica, termelétrica e quantidade/disponibilidade de energia eólica nas quais as usinas do tipo de PCH, biomassa e eólica tem possibilidade de competir.

Tabela 5 – Dados de preço de energia no mercado regulado em 2013 (R\$/MWh)

Fonte	Valor Esperado	Valor Mínimo	Valor Máximo	Fonte
	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
Usinas de Energia Eólica (UEE)	118,98	101,12	126,97	LER 5 (ago/13) e LEN 17 (ago/13)
Termelétrica Biomassa de cavaco (BIO)	140,02	136,20	140,26	LEN 16 (ago/13) e LEN 18 (dez/13)
Termelétrica Biomassa de cana de açúcar (BION)	136,04	133,69	138,85	LEN 16 (ago/13) e LEN 18 (dez/13)
Novo Empreendimento Hidrelétrico (NEH)	93,70	83,93	112,26	LEN 16 (ago/13) e LEN 18 (dez/13)
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	134,97	123,13	139,93	LEN 16 (ago/13) e LEN 18 (dez/13)
Usina Hidrelétrica (UHE)	123,10	123,10	123,10	LEN 16 (ago/13) e LEN 18 (dez/13)

Fonte: Boletim Infolleilão CCEE (site: <http://www.ccee.org.br>)

Tabela 6– Dados utilizados na modelagem do preço de venda das usinas (R\$/MWh)

Produtos	Valor Esperado	Valor Máximo	Valor Mínimo	Leilão	Fontes
----------	----------------	--------------	--------------	--------	--------

	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	Participantes
Disponibilidade Termelétrica	136,04	133,69	138,85	LEN 16 (ago/13) e LEN 18 (dez/13) BION
Disponibilidade/ Quantidade Eólica	118,98	101,12	126,97	LER 5 (ago/13) e LEN 17 (ago/13) UEE
Quantidade Hídrica	134,74	123,10	139,93	LEN 16 (ago/13) e LEN 18 (dez/13) PCH / UHE

Conforme resolução ANEEL nº 395/1998 para obter a outorga de hidrelétricas é necessário desenvolver estudo de viabilidade e concorrer conforme as regras do programa explicitadas pela ANEEL. Então, se torna possível cadastrar a mesma em leilão de compra do governo de produto quantidade de fonte hídrica, ou produto genérico. Ocorre que os principais aproveitamentos hidrelétricos (AHE), que possuem potência superior a 50 MWm, são vistos como projetos estruturante. Estes novos empreendimentos hidrelétricos tem o seu estudo de viabilidade elaborado pelo próprio governo e são licitadas nos Leilões Estruturantes.

Tabela 7 – Usina hidrelétricas e novos empreendimentos hidrelétricos do 11º LEN ao 18º LEN

Empreendimento	Fonte	Tipo	PV*	GF Contratada
UHE SINOP	NEH	16 LEN	112,26	215,80
UHE SÃO MANOEL	NEH	18 LEN	83,93	409,50
SALTO APIACÁS	UHEP	16 LEN	123,10	22,40
TELES PIRES	UHE	11 LEN	128,81	190,00
SANTO ANTONIO JARI	NEH	11 LEN	72,27	778,00
AMPLIAÇÃO UHE JIRAU	UHE	12 LEN	120,47	209,30
UHE SÃO ROQUE	NEH	13 LEN	105,23	81,80

Tabela 8 - Dados utilizados na modelagem do preço de venda da usina hidrelétrica (R\$/MWh)

Produtos	Valor Esperado R\$/MWh	Valor Máximo R\$/MWh	Valor Mínimo R\$/MWh
Projetos Estruturantes	92,23	128,81	72,27

4.1.2.2 *Custo Futuro no Mercado de Curto Prazo*

Para a variável aleatória de preço spot utilizou-se 2000 séries de custo futuro do programa NEWAVE utilizando o deck de preço do mês de janeiro/2014. O preço spot foi utilizado para precificar a exposição de energia do gerador no mercado de curto-prazo.

4.1.2.3 *Custo de Instalação*

A modelagem dos custos de instalação foi realizada considerando uma distribuição PERT, tendo em vista o range dos dados disponíveis e a facilidade de construção desta distribuição utilizando os mesmos. Cada fonte possui um intervalo de custos relacionados a sua tecnologia. Por exemplo, as usinas eólicas possuem a maioria dos custos associados a aquisição de aerogeradores, já para as hidrelétricas, o custo civil de construção das estruturas divide espaço com os custos elétricos e eletromecânicos e entre outros. Custos extraordinários, referente a peculiaridade de determinados projetos foram desprezados. MARRECO (2007) considerou a parcela de custos ambientais o de maior risco dentro CAPEX, e quantificou os riscos ambientais em valores financeiros dentro do custo de instalação ao efetuar a análise de planejamento da expansão. Além disto, MARRECO (2007) comenta a correlação dos custos de instalação com o dólar, que também foi desprezado para a elaboração deste estudo.

Os valores de custo de instalação deveriam ser avaliados através da modelagem dos diversos riscos de cada atividade. Para fins de simplificação é disponível no ambiente custos típico por fontes em R\$/kW. Obviamente, não há consenso sobre tais dados, pois os mesmo representam uma média de preço. Além disto, estes variam de acordo com conjura econômica, negociação com fornecedores, etc.

Tabela 9 – Custo de instalação

Fonte	Custo de Instalação (R\$/kW)
--------------	---

UHEs	3.500,00
PCHs	6.000,00
Eólica	3.000,00
Biomassa (cana-de-açúcar)	3.200,00

Fonte: Elaboração própria.

4.1.2.4 Custo de Operação & Manutenção

Usinas que apresentam uma parcela elevada de custo de operação e manutenção costumam ser aquelas que dependem de combustível para despachar energia. Por esta razão precisam adotar estratégias de compra, transporte e estoque dos mesmos para não ficar sujeita a oscilação de preços destes insumos. Muitas vezes são efetuados contratos “take or pay” e/ou “ship or pay” de longo prazo. Usinas hídricas e eólicas não costumam apresentar alto custo de operação e manutenção, ao contrário das usinas térmicas a gás, óleo, de biomassa, etc.

O custo de operação e manutenção deveria ser modelado via série de projeções de preços de combustíveis, entretanto, para fins de simplificação, os valores foram considerados constantes.

Fonte	Custo de O&M (R\$/MWh)	Custo de O&M (R\$/kW)
UHEs	2,38	-
PCHs	2,38	-
Eólica	2,30	-
Biomassa (cana-de-açúcar)	31,72	25,00

Figura 4.1 – Custo de O&M utilizados

4.1.2.5 Geração

Segundo COSTA, DAMAZIO & MACEIRA (2006) o sistema de geração de energia elétrica brasileiro é complexo devido a predominância hídrica, e para fins de planejamento da operação uma cadeia de programas de previsão de séries de afliências de geração é necessária. Não obstante, SALLES, MELLO & LEGEY (2004) propõe a modelagem da geração eólica utilizando modelo autoregressivo de media móvel

(ARMA) como alternativa de projetar o despacho eólico. Inúmeras são as abordagens estatísticas disponíveis no que tange projeção de geração.

Diversas são as possibilidades de modelagem de geração, que podem utilizar desde modelos de explicação física e necessitam de imensa quantidade de dados, a modelos estatísticos de tratamento de séries históricas.

Para fins de simplificação matemática, a geração das usinas foi modelada considerando a incerteza do fator de capacidade, de modo a representar a incerteza energética do projeto. Devido à falta de dados, o fator de capacidade foi modelado como uma distribuição PERT, e não foi considerada nenhuma correlação entre as distribuições.

Tabela 10 – Limites de fator de capacidade

Fonte	FC mín. (%)	FC esperado(%)	FC máx. (%)
UHEs	48,00%	60,00%	72,00%
PCHs	44,00%	55,00%	66,00%
Eólica	36,00%	45,00%	54,00%
Biomassa (cana-de-açúcar)	44,80%	56,00%	67,20%

4.1.2.6 Incerteza Regulatória

Por fim observa-se que o fluxo de caixa é construído considerando as regras e projeções de variáveis atuais. Entretanto, as incertezas regulatórias são significativas em países em desenvolvimento. Estas podem alterar regras no cálculo de custo e receita, ou ainda, mudanças no comportamento de variáveis aleatórias, provocando mudanças estruturais no fluxo de caixa.

4.1.3 DADOS DO PROBLEMA

Foram consideradas quatro usinas para análise de investimento Portfólio: uma usina hidrelétrica, uma pequena central hidrelétrica, uma usina eólica e uma usina de

biomassa. Para resolução do problema foi considerado a composição dos quatro fluxos de caixas estocásticas. Os dados associados as usinas típicas seguem descritas abaixo.

Tabela 11 – Usina Hidrelétrica Típica

UHEs	Grandeza	Esperado	Mínimo	Máximo
Potência	MW	80,00		
Fator de Capacidade	%	60,00%	48,00%	72,00%
Custo de Instalação	R\$/kW	3.500,00	2.800,00	4.200,00
Custo de O&M	R\$/MWh	2,38	2,38	2,38
Custo de O&M	R\$/kW.ano	0	-	-
Preço Leilão	R\$/MWh	92,23	72,27	128,81
Taxa de Indisponibilidade Programada	%	3,00%		
Taxa de Indisponibilidade Forçada	%	3,00%		
Perdas Rede Básica	%	3,00%		
TUSD	R\$/kW.mês	5,00		
Tipo Financiamento	Tipo	SAC		
Juros de financiamento	%	11,86%		
Alavancagem	%	70,00%		
Carência	Meses	6,00		
Amortização	Meses	192		
Depreciação	%.ano	5,00%		
PIS	%.mês	0,65%		
Confins	%.mês	3,00%		
IRPJ Tipo	Tipo	PRESUMIDO		
IRPJ	%	15% + 10% (ultrap.)		
CSLL	%	9,00%		
TFSEE	%	0,50%		
CFURH	R\$/MWh.mês	5,09		
P&D	%	1,00%		
Depreciação	%	5,00%		
Período de Construção	Anos	2,00		
Investimento 1º ano	%	50,00%		
Investimento 2º ano	%	50,00%		
Vida Útil	Anos	30		

Tabela 12 - Pequena Central Hidrelétrica

PCHs	Grandeza	Esperado	Mínimo	Máximo
Potência	MW	20,00		
Fator de Capacidade	%	55,00%	44,00%	66,00%
Custo de Instalação	R\$/kW	6.000,00	4.800,00	7.200,00
Custo de O&M	R\$/MWh	2,38	2,38	2,38
Custo de O&M	R\$/kW.ano	0	-	-
Preço Leilão	R\$/MWh	134,97	123,13	139,93
Taxa de Indisponibilidade Programada	%	3,00%		
Taxa de Indisponibilidade Forçada	%	3,00%		
Perdas Rede Básica	%	3,00%		
TUSD	R\$/kW.mês	5,00		
Tipo Financiamento	Tipo	SAC		
Juros de financiamento	%	11,86%		
Alavancagem	%	70,00%		
Carência	Meses	6,00		
Amortização	Meses	192		
Depreciação	%.ano	5,00%		
PIS	%.mês	0,65%		
Confins	%.mês	3,00%		
IRPJ Tipo	Tipo	PRESUMIDO		
IRPJ	%	15% + 10% (ultrap.)		
CSLL	%	9,00%		
TFSEE	%	0,50%		
CFURH	R\$/MWh.mês	5,09		
P&D	%	0,00%		
Depreciação	%	5,00%		
Período de Construção	Anos	2,00		
Investimento 1º ano	%	50,00%		
Investimento 2º ano	%	50,00%		
Vida Útil	Anos	30		

Tabela 13 – Usina Eólica

Eólica	Grandeza	Esperado	Mínimo	Máximo
Potência	MW	30,00		
Fator de Capacidade	%	45,00%	36,00%	54,00%
Custo de Instalação	R\$/kW	3.000,00	2.400,00	3.600,00
Custo de O&M	R\$/MWh	2,30	2,30	2,30
Custo de O&M	R\$/kW.ano	0	-	-
Preço Leilão	R\$/MWh	118,98	101,12	126,97
Taxa de Indisponibilidade Programada	%	3,00%		
Taxa de Indisponibilidade Forçada	%	3,00%		
Perdas Rede Básica	%	3,00%		
TUSD	R\$/kW.mês	5,00		
Tipo Financiamento	Tipo	SAC		
Juros de financiamento	%	11,86%		
Alavancagem	%	70,00%		
Carência	Meses	6,00		
Amortização	Meses	192		
Depreciação	%.ano	5,00%		
PIS	%.mês	0,65%		
Confins	%.mês	3,00%		
IRPJ Tipo	Tipo	PRESUMIDO		
IRPJ	%	15% + 10% (ultrap.)		
CSLL	%	9,00%		
TFSEE	%	0,50%		
CFURH	R\$/MWh.mês	-		
P&D	%	0,00%		
Depreciação	%	5,00%		
Período de Construção	Anos	2,00		
Investimento 1º ano	%	50,00%		
Investimento 2º ano	%	50,00%		
Vida Útil	Anos	20		

Tabela 14 – Biomassa

Biomassa (cana-de-açúcar)	Grandeza	Esperado	Mínimo	Máximo
Potência	MW	30,00		
Fator de Capacidade	%	56,00%	44,80%	67,20%
Custo de Instalação	R\$/kW	3.200,00	2.560,00	3.840,00
Custo de O&M	R\$/MWh	31,72	31,72	31,72
Custo de O&M	R\$/kW.ano	25	25,00	25,00
Preço Leilão	R\$/MWh	136,04	133,69	138,85
Taxa de Indisponibilidade Programada	%	3,00%		
Taxa de Indisponibilidade Forçada	%	3,00%		
Perdas Rede Básica	%	3,00%		
TUSD	R\$/kW.mês	5,00		
Tipo Financiamento	Tipo	SAC		
Juros de financiamento	%	11,86%		
Alavancagem	%	70,00%		
Carência	Meses	6,00		
Amortização	Meses	192		
Depreciação	%.ano	5,00%		
PIS	%.mês	0,65%		
Confins	%.mês	3,00%		
IRPJ Tipo	Tipo	PRESUMIDO		
IRPJ	%	15% + 10% (ultrap.)		
CSLL	%	9,00%		
TFSEE	%	0,50%		
CFURH	R\$/MWh.mês	-		
P&D	%	0,00%		
Depreciação	%	5,00%		
Período de Construção	Anos	2,00		
Investimento 1º ano	%	50,00%		
Investimento 2º ano	%	50,00%		
Vida Útil	Anos	20		

4.2 Dados de Saída

Na seção 4.2.1 foi apresentada às distribuições de taxa interna de retorno, perda e valor presente líquido da simulação das quatro usinas (UHE, PCH, EOL e BIO), bem como o gráfico tornado indicando as variáveis aleatórias mais impactantes nos cenários mais extremos. Em seguida, a seção 4.2.2 apresenta os resultados da otimização de simulação indicando as distribuições da carteira, e por fim a seção 4.2.3 mostra os gráficos tornados da carteira indicando as grandezas mais impactantes na carteira.

4.2.1 DISTRIBUIÇÃO DE RENTABILIDADE E RISCO DAS USINAS

1.2.1 Hidrelétrica

A taxa interna de retorno da usina hidrelétrica (%) possui o valor esperado de 14,67%, tendo como o valor máximo o valor 36,49%, e o valor mínimo o valor de 4,23%, veja Figura 4.2.

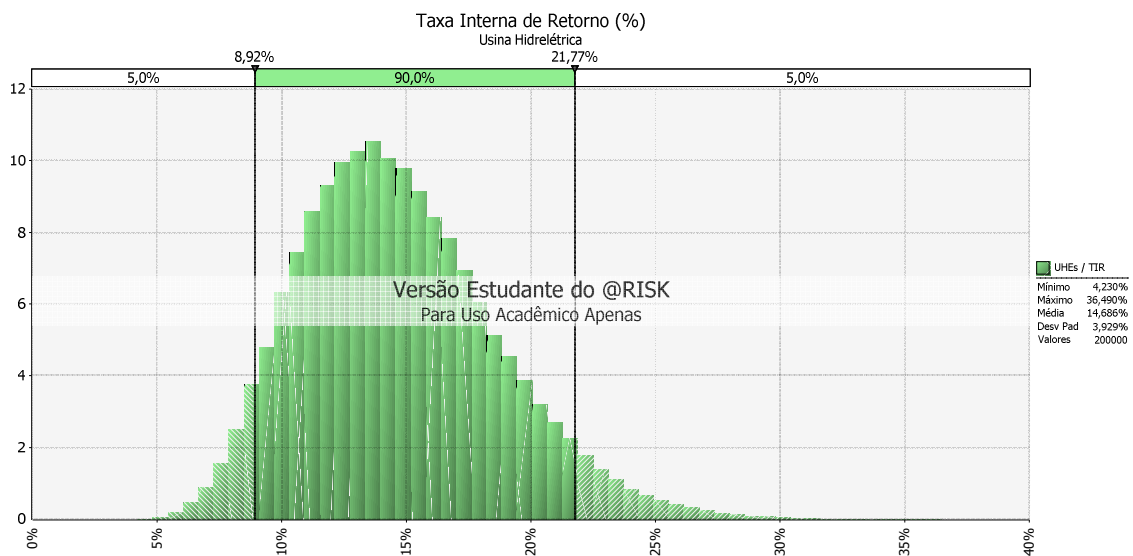


Figura 4.2 – Distribuição rentabilidade TIR (%) de usina hidrelétrica

A distribuição de perda da usina hidrelétrica teve um valor esperado de 1,84%, sendo o valor máximo de 7,77%, veja Figura 4.3.

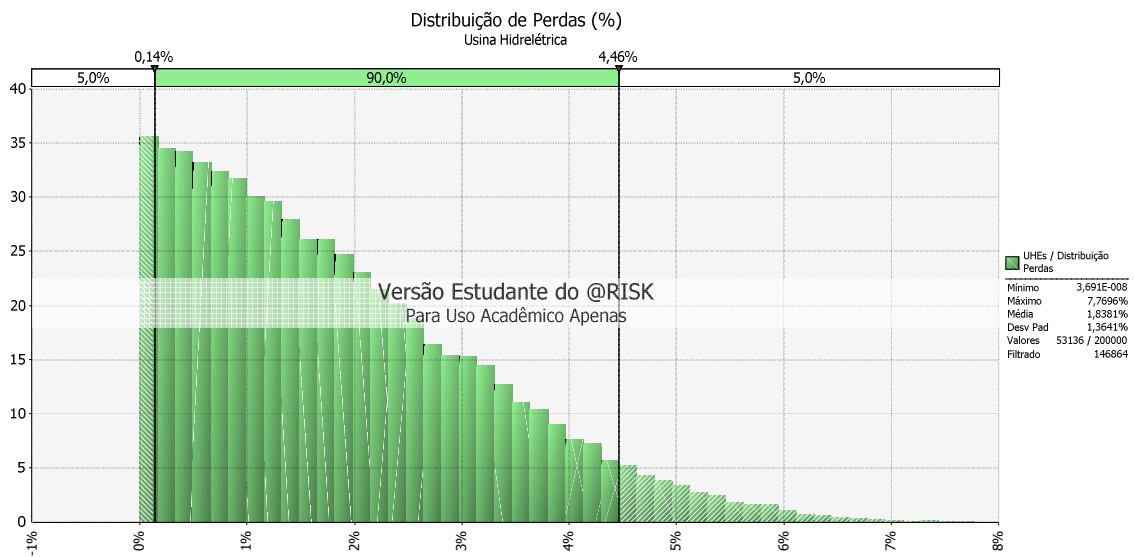


Figura 4.3 - Distribuição perda (R\$) de usina hidrelétrica

A média da distribuição de VPL da usina hidrelétrica é R\$ MM 35,3, sendo o mínimo R\$ MM -127,0 e o máximo R\$ MM 257,3, veja Figura 4.4.

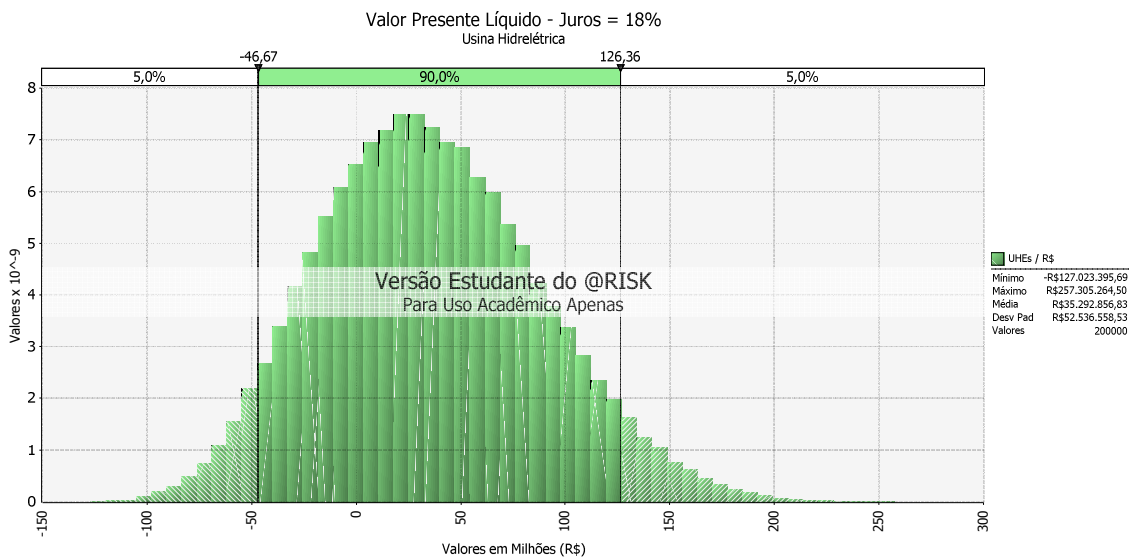


Figura 4.4 – Valor presente líquido de usina hidrelétrica

Nos cenários de TIR com percentil superior a 75% observa-se que as variáveis aleatórias de preço de longo prazo e geração apresentam grande destaque. Já nos cenários de TIR com percentil inferior a 25% constata-se que o custo de instalação apresenta bastante destaque, veja a Figura 4.5 e Figura 4.6.

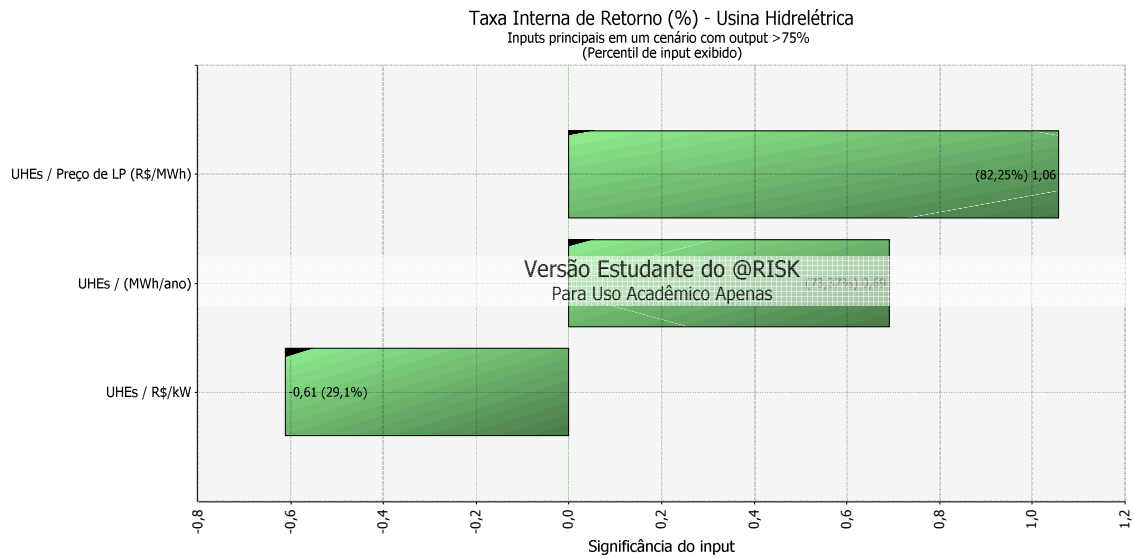


Figura 4.5 – Gráfico Tornado da TIR de usina Hidrelétrica (cenários percentil superior a 75%)

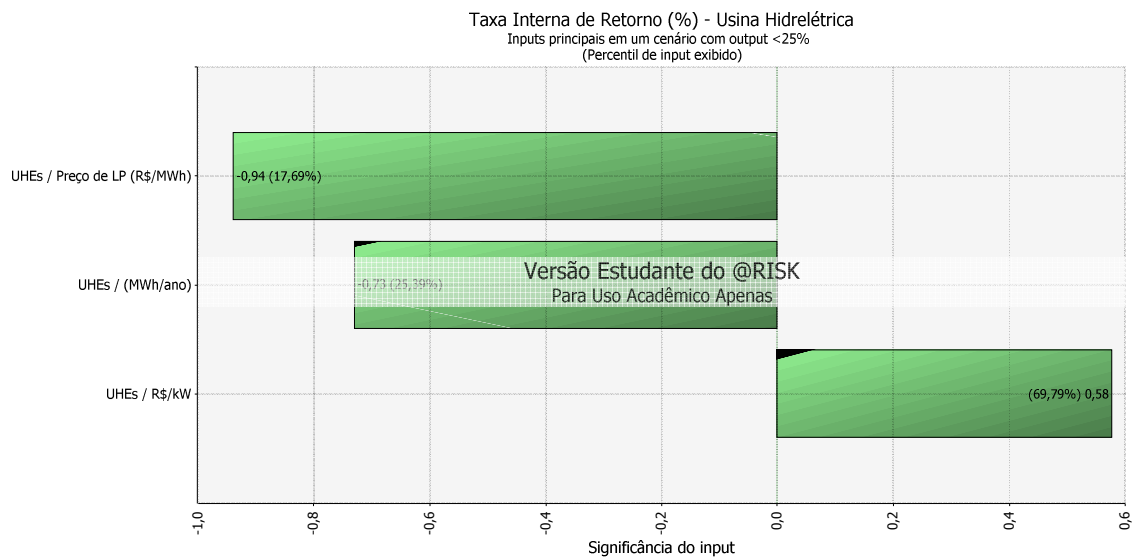


Figura 4.6 - Gráfico Tornado da TIR de usina hidrelétrica (cenários percentil inferior a 25%)

1.2.2 Pequena Central Hidrelétrica

A taxa interna de retorno da pequena central hidrelétrica possui o valor esperado de 11,18%, tendo como o valor máximo o valor 20,48% e o valor mínimo o valor de 4,95%, veja a Figura 4.7.

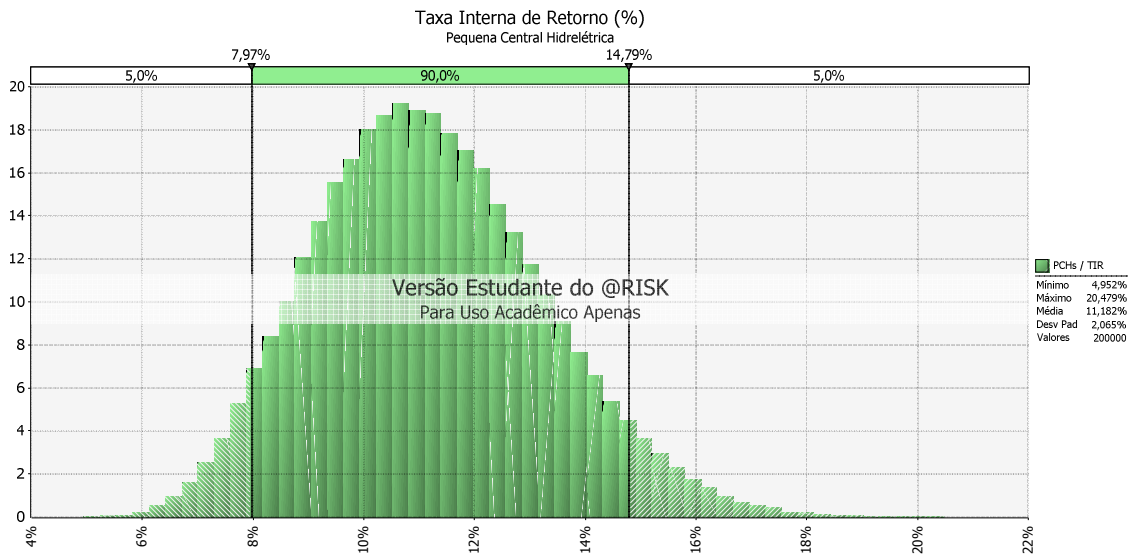


Figura 4.7 – Distribuição rentabilidade TIR (%) de usina PCH

A distribuição de perda da usina pequena central hidrelétrica teve um valor esperado de 1,97%, sendo o valor máximo de 7,05%, veja a Figura 4.8.

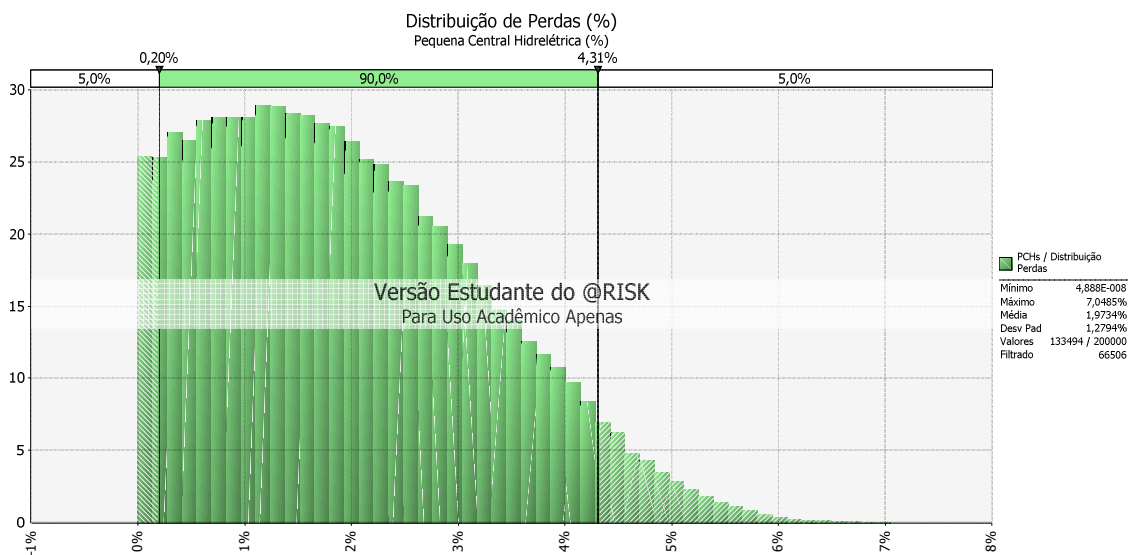


Figura 4.8 - Distribuição perda (%) de PCH

A média da distribuição de VPL da pequena central hidrelétrica é R\$ MM -5,73, sendo o mínimo R\$ MM -50,25 e o máximo R\$ MM 40,22, veja a Figura 4.9.

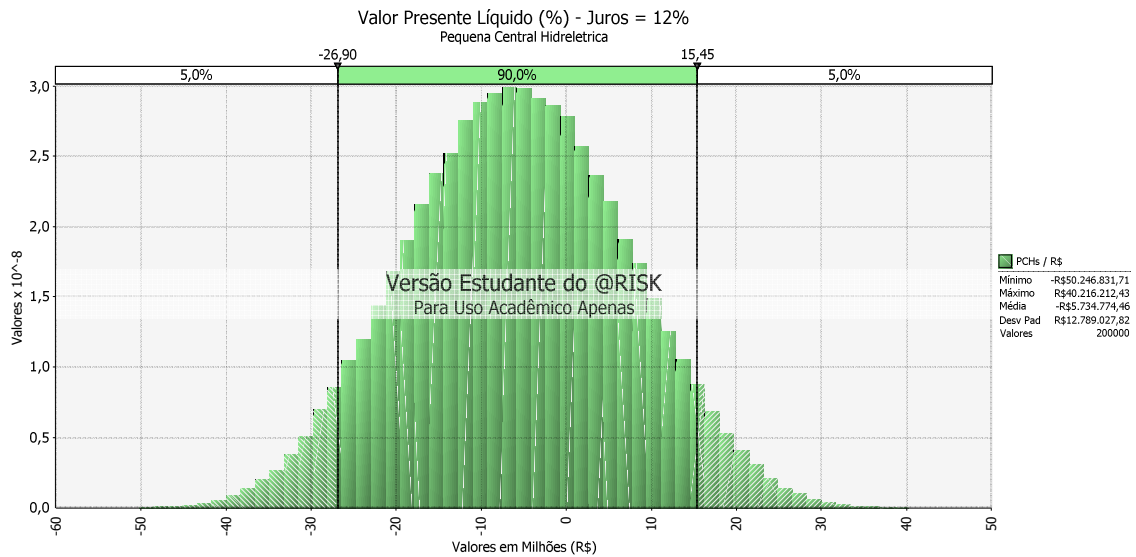


Figura 4.9 – Distribuição de VPL (R\$) de PCH

Nos cenários de TIR com percentil superior a 75% observa-se que a variável aleatória de geração (fator de capacidade realizado) apresenta grande destaque, já nos cenários inferiores a 25% o custo de instalação apresenta grande destaque, veja a Figura 4.10 e Figura 4.11.

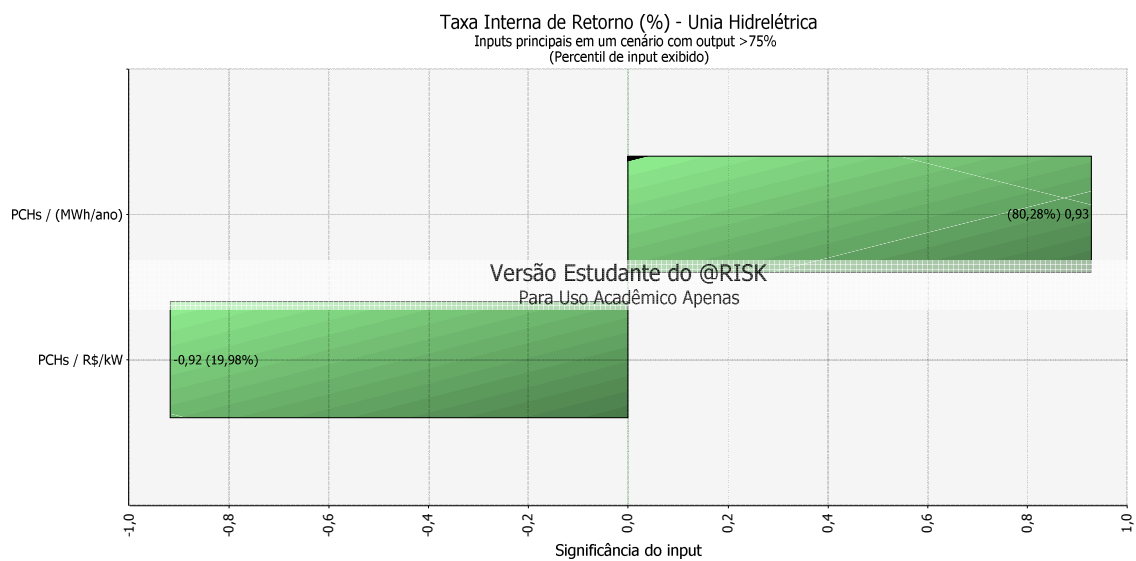


Figura 4.10 - Gráfico tornado da TIR de PCH (cenários percentil superior a 75%)

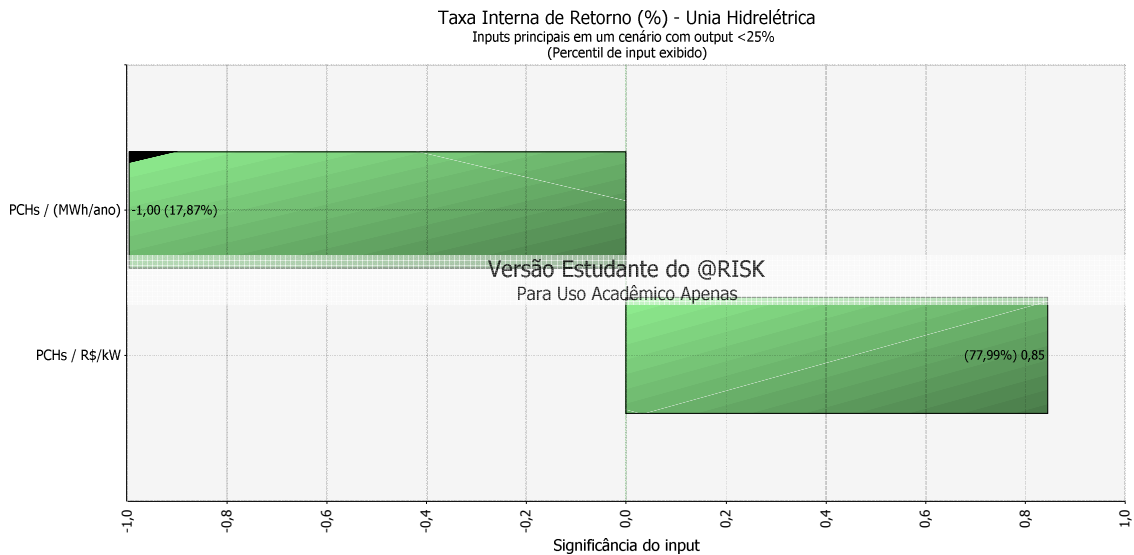


Figura 4.11 - Gráfico tornado da TIR de PCH (cenários percentil inferior a 25%)

1.2.3 Usina Eólica

A taxa interna de retorno da usina eólica possui o valor esperado de 16,39%, tendo como o valor máximo o valor 32,89% e o valor mínimo o valor de 2,76%, veja a Figura 4.12.

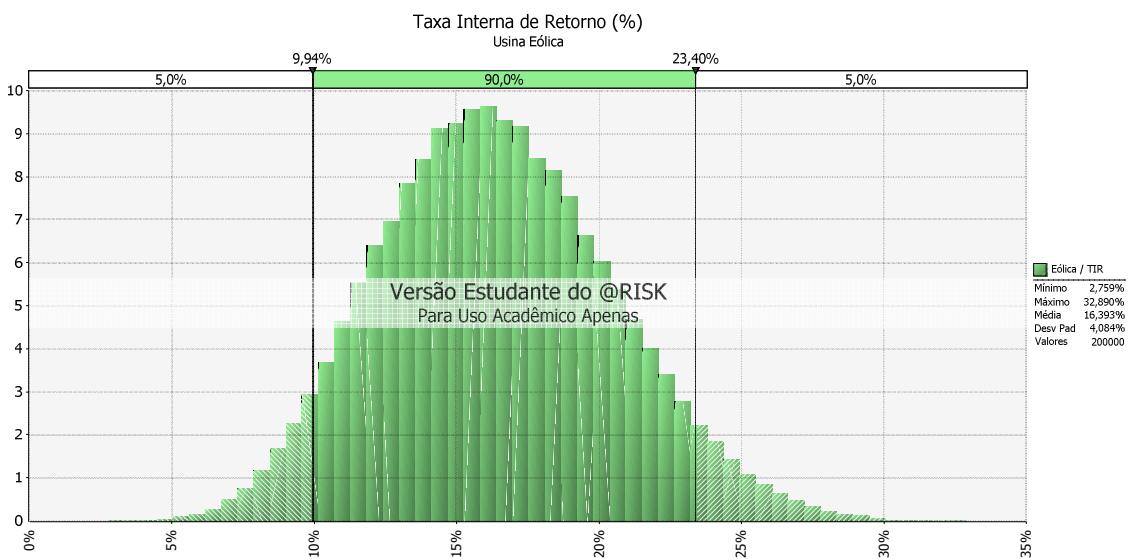


Figura 4.12– Distribuição rentabilidade TIR (%) de usina EOL

A distribuição de perda da usina eólica teve um valor esperado de 1,76%, sendo o valor máximo de 9,24%, veja a Figura 4.13.

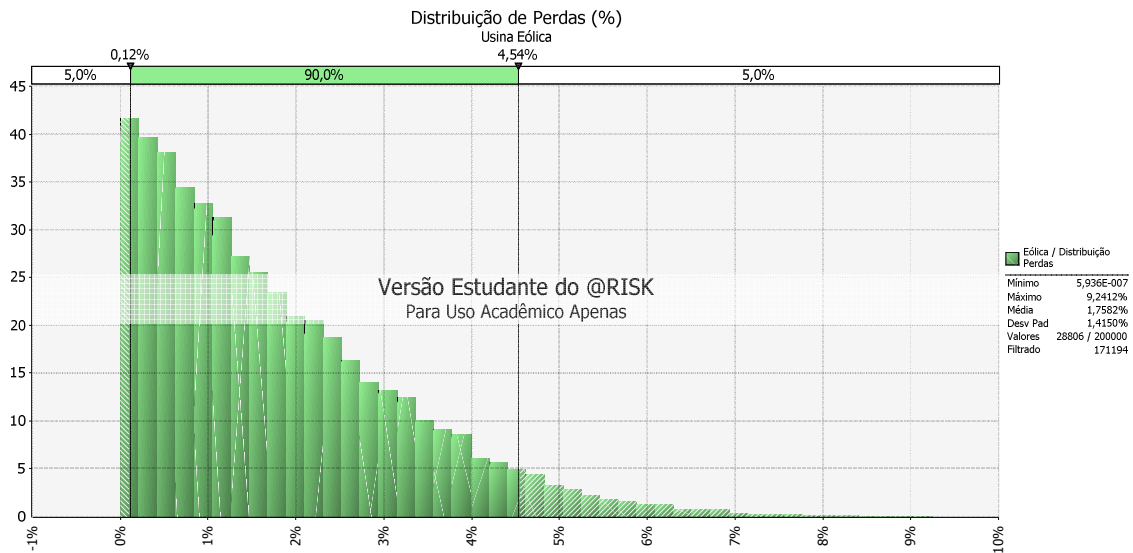


Figura 4.13 - Distribuição perda (R\$) de Usina EOL

A média da distribuição de VPL da usina eólica é R\$ MM 12,4, sendo o mínimo R\$ MM -29,1 e o máximo R\$ MM 53,1, veja a Figura 4.14.

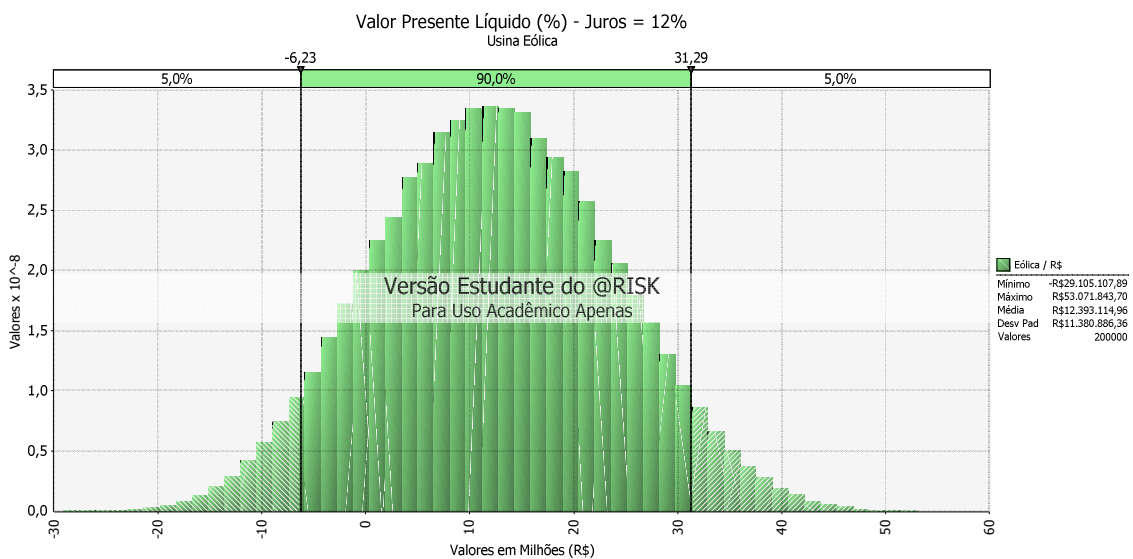


Figura 4.14 – Distribuição de VPL de usina eólica

Nos cenários de TIR com percentil superior a 75% observa-se que a variável aleatória de geração e preço de longo prazo apresenta grande destaque. Já nos cenário com percentil inferior a 25% observa-se que a variável aleatória custo de instalação é bastante significativa, veja a Figura 4.15 e Figura 4.16.

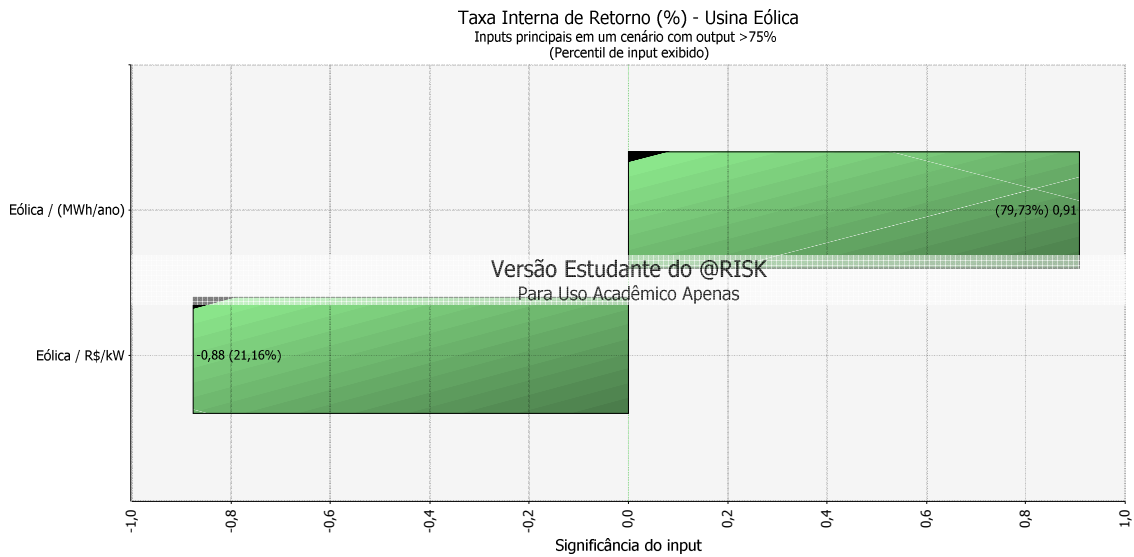


Figura 4.15 - Gráfico tornado da TIR de EOL (cenários percentil superior a 75%)

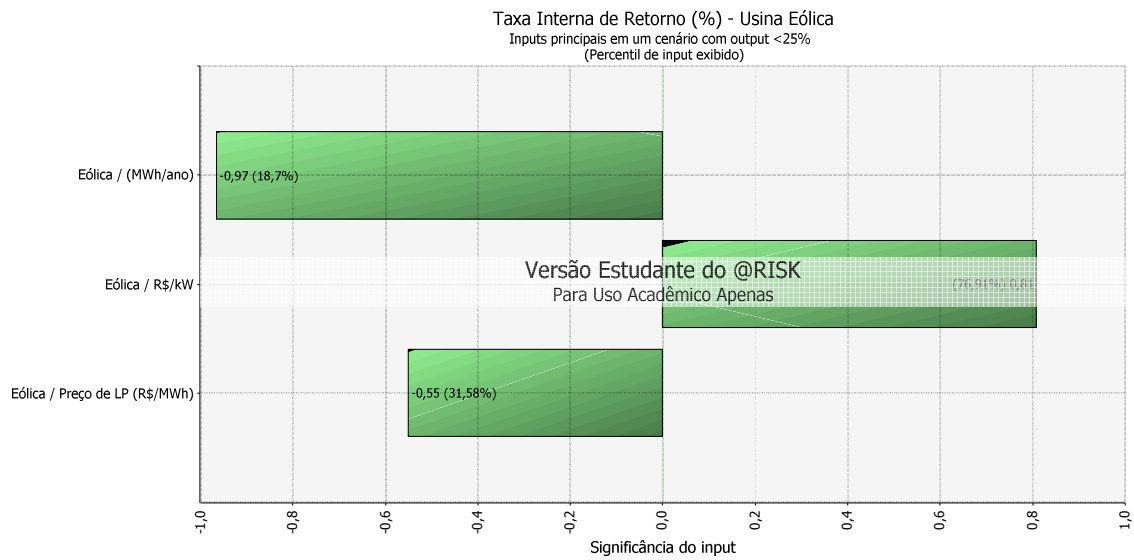


Figura 4.16 - Gráfico tornado da TIR de EOL (cenários percentil inferior a 25%)

1.2.4 Usina Biomassa

A taxa interna de retorno da usina biomassa possui o valor esperado de 15,75%, tendo como o valor máximo o valor 30,66% e o valor mínimo o valor de 3,84%, veja a Figura 4.17.

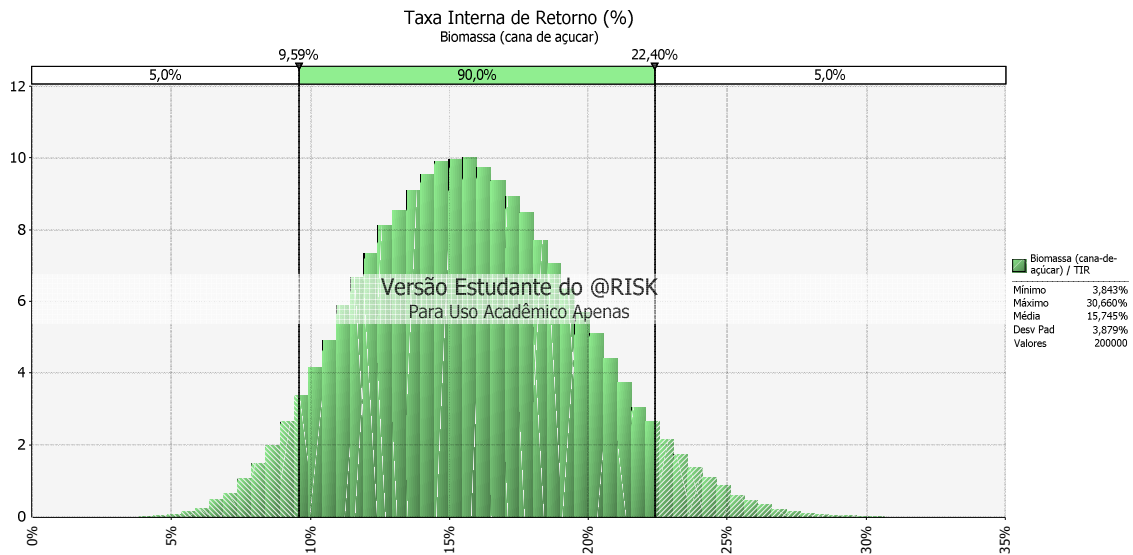


Figura 4.17 – Distribuição rentabilidade TIR (%) de usina biomassa (cana de açúcar)

A distribuição de perda da usina biomassa teve um valor esperado de 1,78%, sendo o valor máximo de 8,16%, veja a Figura 4.18.

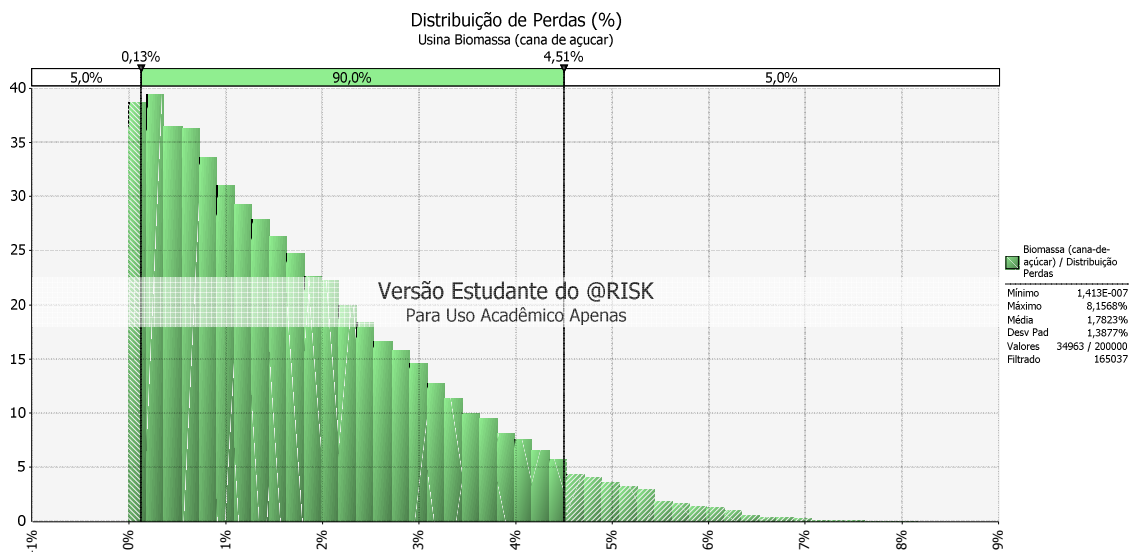


Figura 4.18 - Distribuição perda (R\$) de usina biomassa (cana de açúcar)

A média da distribuição de VPL da usina biomassa é R\$ MM 11,2, sendo o mínimo R\$ MM -27,5 e o máximo R\$ MM 49,9, veja a Figura 4.19.

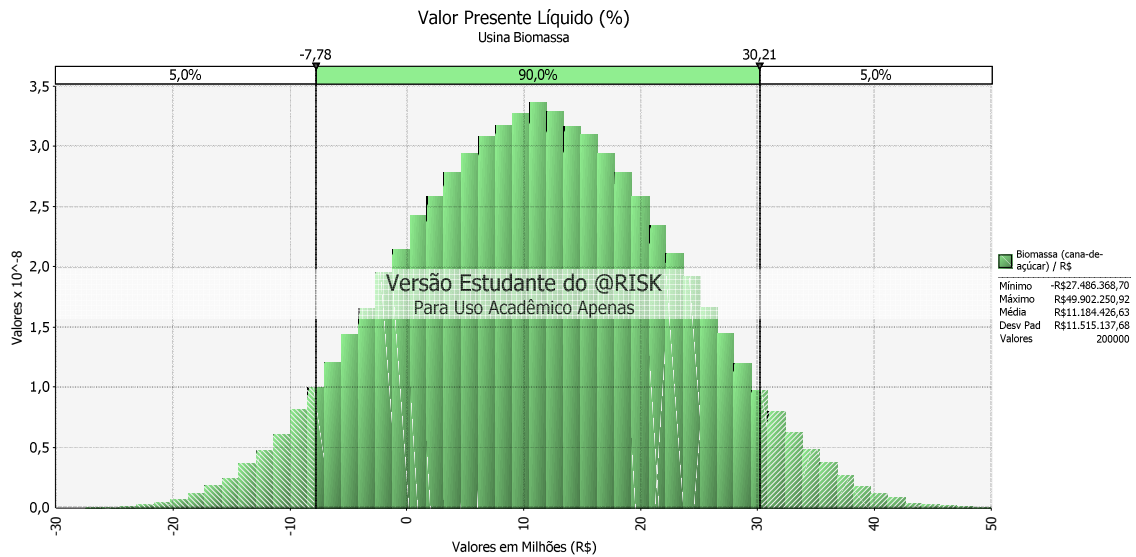


Figura 4.19 – Distribuição de VPL (R\$) de usina de biomassa

Nos cenários de TIR com percentil superior a 75% observa-se que a variável aleatória de geração (fator de capacidade realizado) apresenta grande destaque. Já nos cenário com percentil inferior a 25% observa-se que a variável aleatória custo de instalação é bastante significativo, veja a Figura 4.20 e Figura 4.21.

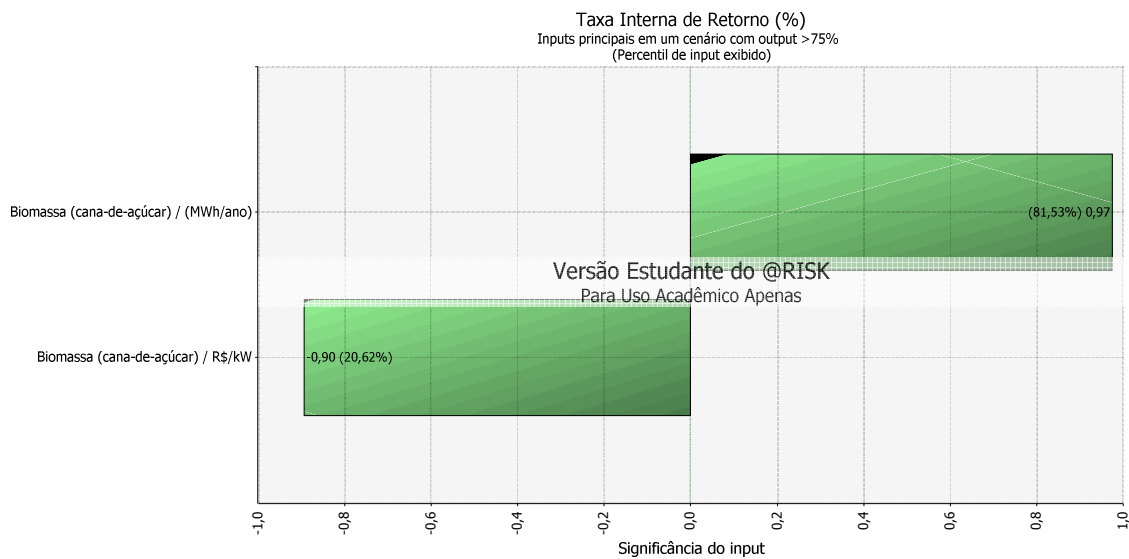


Figura 4.20 - Gráfico Tornado da TIR de BIO (cenários percentil superior a 75%)

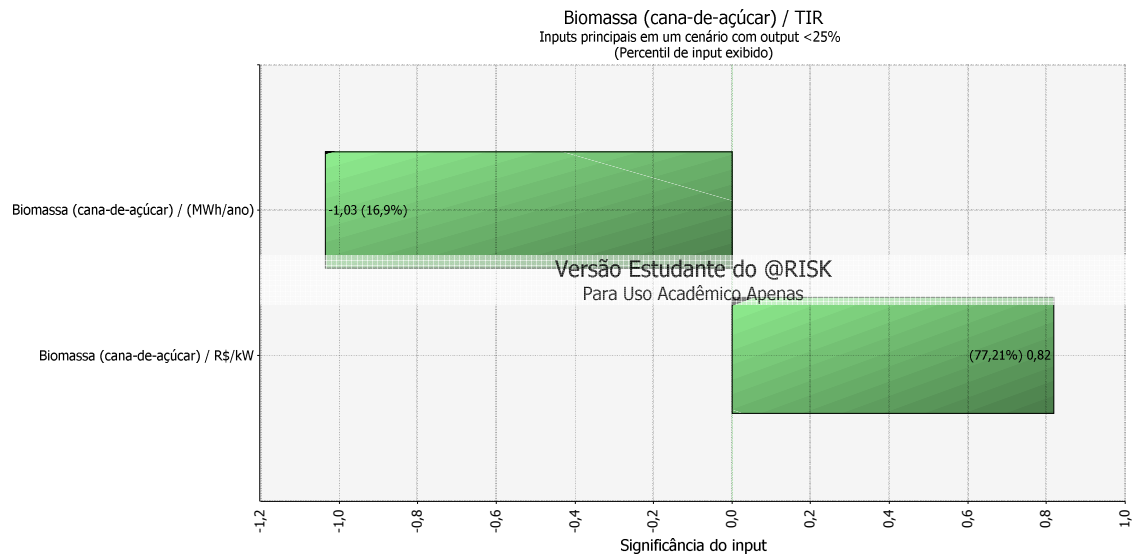


Figura 4.21- Gráfico Tornado da TIR de BIO (cenários percentil inferior a 25%)

4.2.2 FRONTEIRA EFICIENTE & SENSIBILIDADE DO PARÂMETRO DE AVERSÃO AO RISCO

Variando o parâmetro de aversão ao risco δ de 0,00 a 1,00 com a taxa de variação de 0,20 foi possível verificar como se altera a variável de decisão de participação das usinas, bem como os indicadores VaR, CVaR, TIR e VPL da carteira. A média de tempo computacional para cada otimização de simulação de partida foi de 28 min e da segunda simulação de otimização foi de 21h e 45 min, totalizando todas as otimizações de simulação o tempo computacional total foi de 108 h (quatro dias e meio).

O fator de participação das usinas quando o parâmetro de aversão ao risco modifica de 0,00 a 1,00 pode ser visualizado na Figura 4.22. É possível observar que quando apenas a rentabilidade é avaliado há maior participação nas fontes eólicas, e a medida que o risco é considerado outras fontes são incluídas como usina hidrelétrica e usina biomassa. Neste estudo de caso a pequena central hidrelétrica permaneceu com fator de participação nulo.

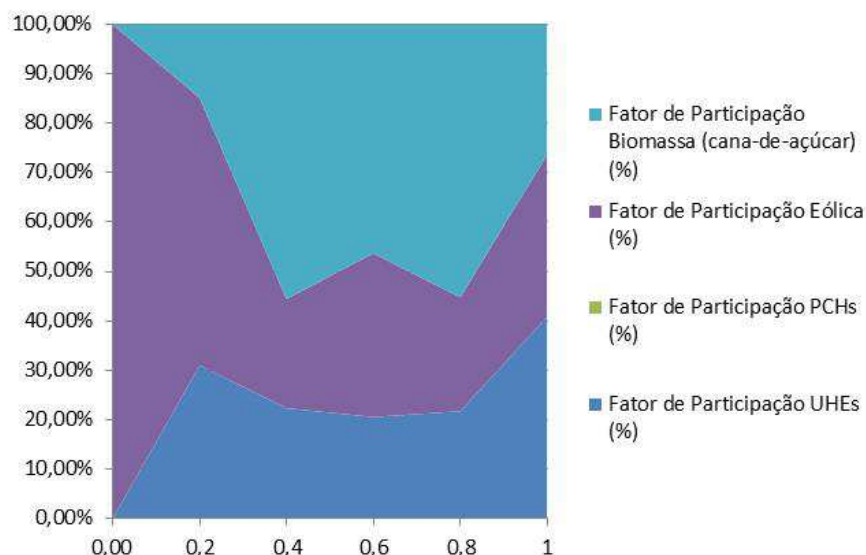


Figura 4.22 – Gráfico tipo área empilhado dos fatores de participação das usinas em função de δ

Como observado na Tabela 15 tendo conhecimento do risco da carteira, valor esperado e fluxo de caixa é possível tomar decisões que mitiguem o CVaR sem comprometer a rentabilidade da carteira. Quando o parâmetro de aversão ao risco é $\delta = 0$ (considera apenas rentabilidade na função objetivo), o CVaR é de 6,95% e quando o parâmetro de aversão ao risco é $\delta = 0,20$ o CVaR carteira passa para 2,88%, para tal é necessário abrir mão da TIR de 16,39% para 15,76%.

Tabela 15 – Dados de retorno, rentabilidade e outros da carteira em função do parâmetro de aversão

δ	VaR da Carteira (%)	CVaR da Carteira (%)	Valor Esperado TIR Carteira (%)	(-) Valor Ótimo (%)	Fator de Participação UHEs (%)	Fator de Participação PCHs (%)	Fator de Participação Eólica (%)	Fator de Participação Biomassa (cana-de-açúcar) (%)	Valor Esperado VPL (j=12%) (R\$)	Valor Esperado Invest. De Capital Próprio (R\$)
0,0	6,95%	6,95%	16,39%	16,39%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	12,40	27,27
0,2	2,88%	2,88%	15,76%	15,19%	30,97%	0,00%	54,16%	14,87%	19,26	45,37
0,4	3,20%	3,20%	15,65%	15,01%	22,30%	0,03%	22,09%	55,58%	16,79	41,12
0,6	3,06%	3,06%	15,74%	13,91%	20,51%	0,01%	33,16%	46,31%	16,50	39,92
0,8	3,16%	3,16%	15,66%	13,14%	21,70%	0,00%	23,05%	55,24%	16,66	40,77
1,0	2,57%	2,57%	15,07%	12,95%	40,82%	0,00%	32,80%	26,38%	21,36	51,25

A Figura 4.23 resume didaticamente as informações de risco e rentabilidade da Tabela 15.

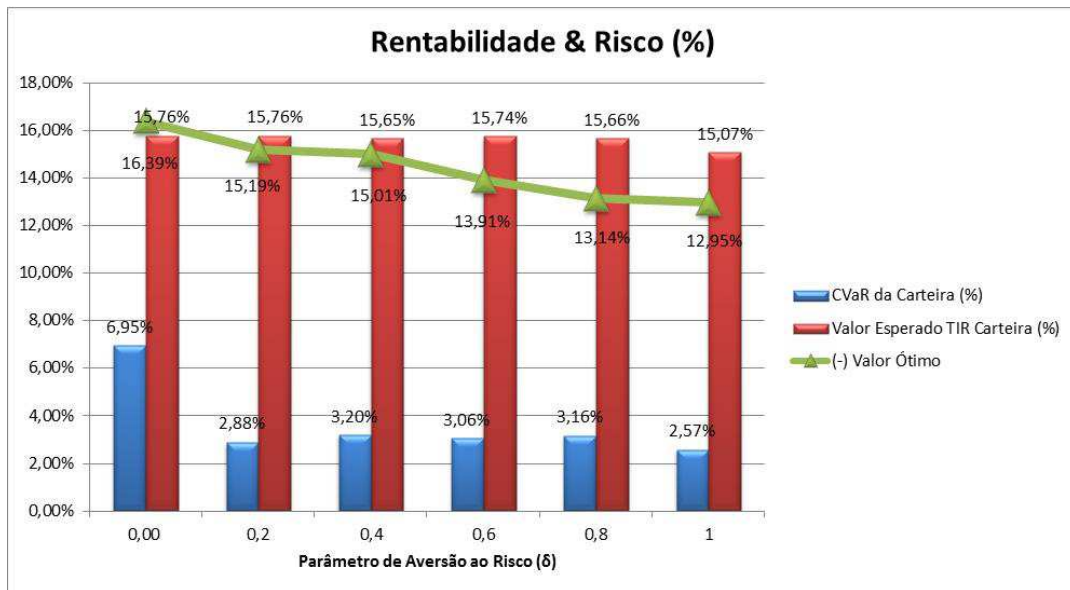


Figura 4.23 – Rentabilidade e risco da carteira em função do parâmetro de aversão ao risco

Cada alternativa de risco x rentabilidade está sujeita a possibilidade de fluxo de caixa da empresa, razão pela qual o investidor necessita avaliar o recurso financeiro disponível antes de arbitrar o risco x rentabilidade. No estudo de caso em questão as restrições de fluxo de caixa foram liberadas, os valores de fluxo de caixa podem ser visualizados na Figura 4.24.

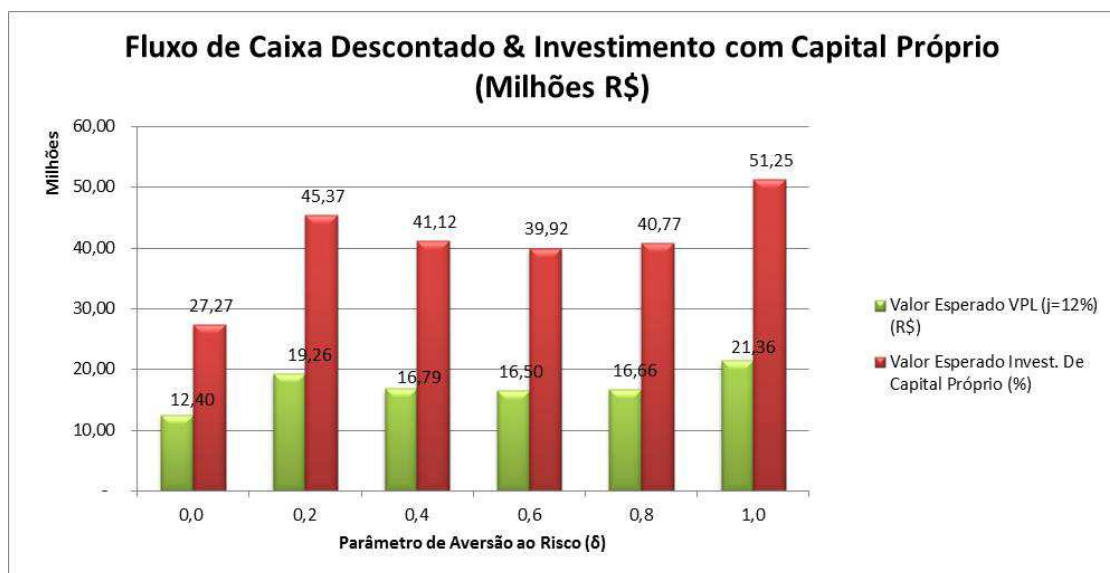


Figura 4.24 - Fluxo de caixa descontado e investimento com capital próprio da carteira

4.2.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA CARTEIRA

Supondo que a política de investimento da empresa esteja associada ao parâmetro de aversão de $\delta = 0,20$. É possível efetuar a análise sensibilidade da TIR da carteira e distribuição de perda da carteira com as variáveis aleatórias de todas as usinas.

A Figura 4.25 e Figura 4.26 indicam os coeficientes de regressão mais significativos no gráfico tornado associadas ao indicador: taxa interna de retorno da carteira e perda da carteira, para o parâmetro de aversão ao risco de $\delta = 0,20$. Observa-se que a geração (MWh) e o custo de instalação da usina eólica (R\$/kW) são os dois parâmetros mais importantes para rentabilidade e perda da carteira, dado o percentual de participação escolhido, na qual a usina eólica tem fator de participação 54,14%.

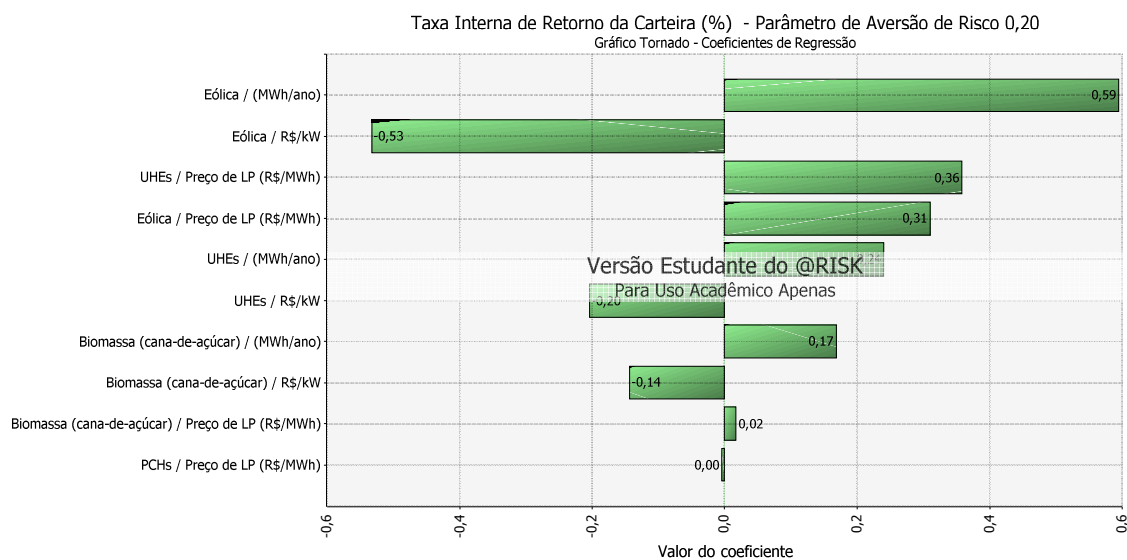


Figura 4.25 – Gráfico tornado da taxa interna de retorno da carteira

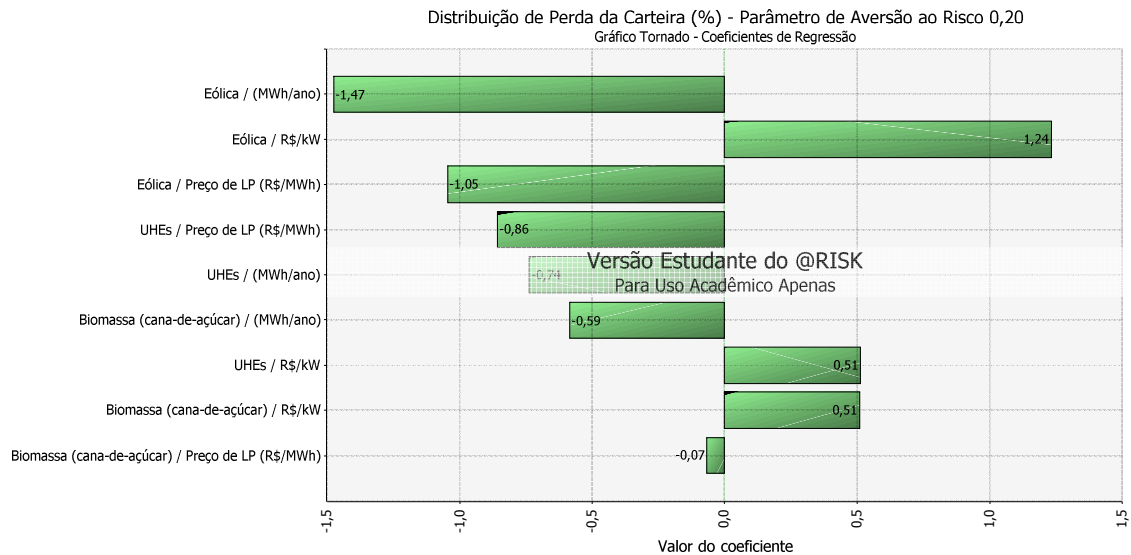


Figura 4.26 – Gráfico tornado da distribuição de perda

4.3 Conclusões

O capítulo 4 apresentou na seção 4.1 as entrada de dados. Nesta se comenta a escolha das alternativas de projetos, coleta de dados para construção do fluxo de caixa do acionista dos projetos, modelagem das variáveis aleatórias e apresenta as premissas de configuração do problema e do software @RISK.

Uma assunção importante de configuração do problema foi a utilização da cota de participação em termos percentuais ao invés de inteiro. Isto indica que o tomador de decisão escolhe a participação percentual em determinado seleção de projeto de usina para uma dada quantidade de investimento total, em vez de selecionar ou descartar projetos para participar do Portfólio. A visão percentual é mais didática e demonstra a tendência de foco de investimento da empresa segundo a visão de dados que a mesma possui, ou seja, suas vantagens e desvantagens competitivas.

Observa-se que a quantidade de investimento total é resultado da otimização, ou seja, resultado de variável de decisão obtida pelo próprio problema. O problema permite restringir o VPL da carteira e o custo de capital próprio em CAPEX. Neste estudo de caso estas premissas de fluxo de caixa foram liberadas, entretanto estas informações aparecem na saída de dados, porque são importantes para tomada de decisão.

A seção 4.2 apresenta o resultado das usinas e da carteira. Os resultados de TIR e CVaR das usinas seguem apresentados na Tabela 16. Os resultados de rentabilidade, risco e fluxo de caixa da carteira associados ao parâmetro de aversão ao risco (δ) seguem apresentado na Tabela 17.

Tabela 16 – Resumo das informações de rentabilidade e risco por usina

Fonte	TIR (%)	CVaR (%)
UHEs	14,67%	5,65%
PCHs	11,18%	6,43%
Eólica	16,39%	6,95%
Biomassa (cana-de-açúcar)	15,75%	6,57%

Obs.: O CVaR desta tabela foi calculada pelo método de ROCKFELLAR & URYASEV utilizando a configuração da seção 4.1.1 para 2000 iterações.

Tabela 17 – Resumo das informações do portfólio ótimo

Δ	CVaR (%)	TIR (%)	(-) Valor Ótimo (%)	VPL (MM R\$)	Invest. de Capital Próprio (MM R\$)
0,0	6,95%	16,39%	16,39%	12,40	27,27
0,2	2,88%	15,76%	15,19%	19,26	45,37
0,4	3,20%	15,65%	15,01%	16,79	41,12
0,6	3,06%	15,74%	13,91%	16,50	39,92
0,8	3,16%	15,66%	13,14%	16,66	40,77
1,0	2,57%	15,07%	12,95%	21,36	51,25

Comenta-se que a eventual alteração de modelagem de variável aleatória de alguma usina do estudo de caso apresentado na seção 4.1 tem a capacidade de alterar significativamente os resultados do problema, ou seja, os resultados de rentabilidade e perda da usina, sua respectiva participação no portfólio, e do próprio portfólio, pois os dados de rentabilidade e risco das usinas modelados neste estudo de caso não possuem elevado desvio, veja Tabela 16.

A seção 4.3 apresenta uma análise de sensibilidade das variáveis impactantes da carteira quando se considera o parâmetro de aversão 0,20. Naturalmente, as variáveis de maior impacto são as variáveis aleatórias associadas as fontes de maior participação no Portfólio.

5. Capítulo

Conclusões

Entende-se que os agentes de geração do mercado brasileiro já utilizam o Valuation e/ou Análise de Risco para avaliar a viabilidade econômica de usinas de geração. As análises de investimento em portfólio de usinas de geração não são comumente utilizado em conjunto com análises de risco. Desta forma, a dissertação em questão propõe uma metodologia simplificada de análise de risco inspirada na Teoria Moderna de Portfólio para definir a estratégia de participação de cada usina típica no portfólio de geração, para tal foram construídos fluxos de caixas dos acionistas simplificados. A avaliação de risco utilizou o software @RISK para realizar a otimização estocástica. Este programa efetua Simulação Hipercubo Latino e utiliza o otimizador OptQuest.

A metodologia proposta sugere que uma alternativa para consolidação da estratégia de investimento em usinas em fase de desenvolvimento ou construção seja definir qual a participação em um dado conjunto de usinas considerando a rentabilidade e risco sujeita às restrições financeiras da empresa. Sob o conhecimento da cota de participação pode-se:

- Estabelecer metas de investimento por matriz energética;
- Especificar característica de usinas que melhoram o portfólio;
- Avaliar o comportamento de uma usina em um portfólio de usinas existente;
- Efetuar ações de hedge de investimento para manter o retorno/risco da carteira;
- Etc.

Comenta-se que algumas premissas da modelagem proposta apresentam grande impacto na análise de resultados, sendo estas:

- Taxa de atratividade mínima (TMA);
- Natureza da variável de decisão (inteira, percentual, etc.);
- Limite do capital próprio investido total;
- Limite do fluxo de caixa total.

Por fim se reforça o entendimento, que a modelagem do empreendedor se distancia da modelagem do planejamento da expansão do sistema (governo) tanto na situação de mercado regulado quanto desregulado, pois para o empreendedor:

- Desnecessário a restrição de atendimento da demanda de energia, que obriga e limita a seleção de projetos por período. Já que o empreendedor não prioriza o atendimento do consumidor final. Bem como a restrição de confiabilidade do sistema que é responsabilidade do governo;
- Representativo a possibilidade de uma usina aumentar a receita de venda de energia estabelecendo contratos de venda maiores que o preço de viabilização da usina;
- Significativo o benefício de financiamento de custos na viabilização de um empreendimento;
- Importante o detalhamento da incerteza geração de usinas que pode submeter o empreendedor a necessidade de compra de energia no curto-prazo para fins de reposição de energia;
- Relevante o custo do empreendedor (custo de instalação e o custo de operação e manutenção), uma vez que subestimar os mesmo, pode acarretar no comprometimento do retorno dos acionistas;
- Etc.

No Capítulo 4 foram utilizados dados típicos para construção do fluxo de caixa do acionista de cada usinas e considerado uma cota de participação percentual análoga a Teoria Moderna de Portfólio de ativos financeiro para fins de simplificação matemática. Entretanto, considerando um pipeline com mais projetos é possível considerar fatores de participação com natureza inteira e limitar o número de projetos (fator de participação máximo da carteira).

Neste Capítulo foi apresentado um estudo de caso com quatro alternativas de projetos, utilizando cota de participação percentual, de forma análoga a um portfólio de ativos financeiros, onde foi possível verificar que se pode elevar o parâmetro de aversão risco sem abrir mão de significativa rentabilidade para um dado perfil de fluxo de caixa do tomador de decisão. Espera-se que o vetor rentabilidade e risco do Portfólio seja superior ao vetor rentabilidade e risco de uma usina isoladamente.

Ficou demonstrado que se pode fazer uso de estratégias de mitigação de risco de acordo com o comportamento de aversão a risco do empreendedor e capacidade de fluxo de caixa do empreendedor. Para um parâmetro de aversão de risco $\delta = 0,0$ a rentabilidade é 16,39% e risco 6,95%, já considerando um parâmetro de aversão de risco $\delta = 0,20$ a rentabilidade caiu para 15,76% e o risco para 2,88%. Desta forma, reduzindo 0,63% da rentabilidade consegue-se reduzir o risco em 4,07 %.

BIBLIOGRAFIA

- ACERBI, C., TASCHE, D., 2002, “Expected Shortfall: a natural coherent alternative to Value at Risk”, *Economic Notes*, v. 31, n. 2, pp. 379-388.
- ALBUQUERQUE, L. L. D., ALMEIDA, A. T. D., CALVACANTE, C. A. V., 2009, “Aplicabilidade da Programação Matemática Multiobjetivo no Planejamento da Expansão de Longo Prazo da Geração no Brasil”, *Revista Brasileira de Pesquisa Operacional*, v. 29, n. 1, pp. 153-177.
- ÁLVARES, A. C. T., BARBIERI, J. C., MACHLINE, C., 2007, “Taxa Interna de Retorno: controvérsias e interpretações”, *GEPROS. Gestão da Produção, Operações e Sistemas*, v. 2, p. 131-142.
- BENNINGA, S., WIENER, Z., 1998, “Value-at-Risk (VaR)”, *Mathematica in Education and Research*, v. 7, n. 4, pp. 1-7.
- BIRGE, J. R., LOUVEAUX, F., 2011, *Introduction to Stochastic Programming*. 2 ed. New York, Springer.
- BISHOP, C. M., 2006, *Pattern Recognition and Machine Learning*, 1 ed. New York, Springer.
- BRUNO, S. V. d. B., 2008. *Otimização de Portfólio de Ativos Reais Utilizando uma Medida de Risco Coerente*. Dissertação de M.Sc., IMPA, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- BILLINGTON, R., ALLAN, R. N., 1984, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 1 ed. New York and London, Plenum Press.
- CARVALHO, R. N. F., 2010, *Contribuições para a Determinação de uma Estratégia de Expansão da Geração de um Sistema Hidrotérmico*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- CASTRO, N. J.; LEITE, A. L. S.; TIMPONI, R. R., “Preço spot de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro”. *IV Encontro de Economia Catarinense*, Criciúma, SC, Brasil, 2010.
- CERQUEIRA, L. F., 2010, *Administração de Risco*. Disponível em: <http://www.uff.br/mbaeconomia/sites/default/files/Adm_Risco_LFCERQUEIRA_uff_2010.doc>. Acesso em: 20 jun. 2013.
- COPELAND, T., KOLLER, T., MURRIN, J., 2000, *Avaliação de Empresas “Valuation”: Calculando e gerenciando o valor das empresas*, 2 ed. São Paulo, Makron Books do Brasil.
- DREW, S. S., HOMEM-DE-MELLO, T., “Some Large Deviations Results For Latin Hypercube Sampling”. *Simulation Conference*, 673-681, Illinois, USA, 4-7 Dec. 2005.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2008, *Índice Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

- ESKANDARI, H., MAHMOODI, E., FALLAH, H., GEIGER, C. D., “Performance Analysis of Comercial Simulation-Based Optimization Packages: Optquest And Witness Optimizer”. *Simulation Conference*, 2358-2368, Phoenix, Arizona, USA, 11-14 Dec. 2011.
- FALCÃO, D. M. “Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid”. *III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 1-5, Belém, Pará, Brasil, 18-21 Maio 2010.
- FENG, Y., RYAN, S. M., 2012, “Application of Scenario Reduction to LDC and Risk based Generation Expansion Planning”, IEEE.
- FRANCIS, J. C., KIM, D., 2013, *Modern Portfolio Theory: Foundation, Analysis and New Developments*. 1 ed. New Jersey, John Wiley & Sons, Inc.
- FU, M. C., 2002, “Optimization for Simulation Theory vs. Practice”, *Journal on Computing*, v. 14, n. 3, pp. 192–215.
- GLOVER, F., 1998, “A Template For Scatter Search And Path Relinking”, *Lecture Notes in Computer Science*, v. 1363, n. 1, pp 1-51.
- GLOVER, F., 2007, “Tabu search—Uncharted domains”. *Annals of Operations Research*, v. 149, n. 1, pp. 89-98.
- GLOVER, F., KELLY, J. P., LAGUNA, M., 1999, “NEW ADVANCES FOR WEDDING OPTIMIZATION AND SIMULATION”. *Proceedings of the 1999 Winter Simulation Conference*, v. 1, pp. 255-260.
- GLOVER, F., LAGUNA, M., MARTÍ, R., “Scatter Search and Path Relinking: Advances and Applications,” *In: Handbook of Metaheuristics*, F. Glover and G. Kochenberger (eds.), Boston, USA, 2003, Kluwer Academic Publishers.
- GLOVER, F., “Tabu Search And Adaptive Memory Programming - Advances, Applications And Challenges”, *In: Interfaces in Computer Science and Operations Research*, Helgason and Kennington (eds.) Kluwer Academic Publisher, Barr, 1996.
- GOMES, A., s.d. *Uma Introdução à Busca Tabu*. Disponível em: <www.ime.usp.br/~gold/cursos/2009/mac5758/AndreBuscaTabu.pdf>. Acesso em: 01 jul. 2013.
- GONÇALVES, R. E. C., 2011, *Desenvolvimento de Modelos de Programação Estocástica Aplicados à Programação Mensal da Operação Energética: Uma Análise Comparativa de Desempenho Computacional*. Tese de D.Sc., UFSC, Florianópolis, SC, Brasil.
- HEMMATI, R., HOOSHMAND, R.-A., KHODABAKHSHIAN, A., 2013, “Comprehensive Review of Generation and Transmission Expansion Planning”. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 7, n. 9, pp. 966-964.
- J. P. MORGAN, Disponível em: <<https://www.jpmorgan.com>>. Acesso em: 01 11 2013.
- JAVADI, M. S., SANIEI, M., 2011, “Network Based Generation and Transmission”. *UPEC 2011 46 TH INTERNATIONAL UNIVERSITIES' POWER ENGINEERING CONFERENCE*, Soest, Germany.
- KAZZAY, H. F., 2001, *Planejamento da Expansão da Geração do Setor Elétrico Brasileiro Utilizando os Algoritmos Genéticos*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

LISBOA, M. L. V., MARZANO, L. G. B., SABÓIA, C. H. M., MACEIRA, M. E. P., MELO, A. C. G., 2006, “Discussão de Premissas Básicas para a Modelagem do Problema de Planejamento da Expansão da Geração de Longo Prazo”, *Cadernos do IME - Série Estatística*, v. 20, n. 1, pp. 1-18.

LISBOA, M. L. V., MARZANO, L. G. B., JUSTINO, T. C., SABÓIA, C. H. M., MACEIRA, M. E. P., 2010, “Análise de Parâmetros Operativos do Sistema Hidrotérmico Brasileiro”, *Cadernos do IME - Série Estatística*, v. 29, n. 3, pp. 31-45.

LUZIO, E. Disponível em: <<http://eduardoluzio.wordpress.com/sobre>>. Acesso em: 22 Novembro 2013.

MACEIRA, M. E. P., TERRY, L. A., COSTA, F. S., DAMÁZIO, J. M., MELO, A. C. G., “Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in Brazilian System”, *14 th PSCC*, 43-1, Sevilla, Spain, 24-28 June 2002.

MACHRY, M. S., 2003, *O Uso do Value at Risk (VaR) como Medida de Risco para os Fundos de Pensão*. Tese de M.Sc., FGV/EAESP, São Paulo, SP, Brasil.

MARKOWITZ, H., 1952, “Portfolio Selection”. *The Journal of Finance*, v.7, n. 1, pp. 77-91.

MARRECO, J. D. M., 2007, *Planejamento de Longo Prazo da Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Brasil sob Uma Perspectiva das Opções Reais*. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

MARTÍ, R., LAGUNA, M. & GLOVER, F., 2003, “Principles of Scatter Search,” *European Journal of Operational Research*, v. 169, n. 2, pp. 359-372.

MARZANO, G. B. M., BASTISTA, F. R. S., ALBUQUERQUE, H. L., RODRIQUES, A. F., CASTELLANI, V. L. O., “Avaliação Econômico-Financeira de Empreendimentos de Geração Termoeletrica no Âmbito do Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro”, *X X X I X SBPO A Pesquisa Operacional e o Desenvolvimento Sustentável*, Fortaleza, Ceará, Brasil, 28-31 Agosto 2007.

MATSUMOTO, M., NISHIMURA, T., 1998, “Mersenne Twister: A 623 Dimensionally Equidistributed Uniform Pseudorandom Number Generator”. *ACM Transactions on Modeling and Computer Simulation*, v. 8, n. 1, pp. 3-30.

MIYAZAKI, E. T., 2009, *Valuation Aplicado ao Setor bancário: Definição de Um Modelo de Avaliação de Bancos*. Tese de M.Sc., UNB, Brasília, Brasil.

MUN, J., 2010, *Modelling Risk: Applying Monte Carlo Risk Simulation, Strategic Real Options, Stochastic Forecasting, and Portfolio Optimization*. 2 ed. New Jersey, John Wiley & Sons, Inc.

NETO CORREIA, J. F., 2009, *Elaboração e Avaliação de Projetos de Investimento: Considerando Risco*. Rio de Janeiro, Elsevier Editora Ltda.

NETO, A. A., LIMA, F. G. & ARAÚJO, A. M. P. D., 2008, “Uma Proposta Metodológica para Cálculo do Custo de Capital do Brasil”, *Revista de Administração*, v.43, n.1, pp.72-83.

NG, S. K. K., LEE, C. W., ZHONG, J., “A Game-Theoretic Approach to Study Strategic”, *Power Symposium*, 115-120, Carbondale, Illinois, USA, 17-19 Sept. 2006.

PEREIRA, A. J. C., SARAIVA, J. T., “A Decision Support Tool for Generation Expansion Planning”. *PowerTech*, 1-7, Bucharest, Romania, 28 June – 2 July 2009.

PIERANTONI, A., “O Plano de Negócios (“Business Plan”)”. Disponível em: <<http://www.endeavor.org.br>>. Acesso em: 20 mai. 2013.

ROCKAFELLAR, R. T., URYASEV, S., 2000, “Optimization of Conditional Value at Risk”, *Journal of Risk*, v. 2, n. 3, pp. 21-41.

SALIBY, E., PACHECO, F., “An Empirical Evaluation of Sampling Methods in Risk Analysis Simulation: Quasi-Monte Carlo, Descriptive Sampling, and Latin Hypercube Sampling”. *Simulation Conference*, 1606 – 1610, Rio de Janeiro, Brazil, 8-11 Dec. 2002.

SALLES, A. C. N., MELO, A. C. G., LEGEY, L. F. L., “Risk Analysis Methodologies for Financial Evaluation of Wind Energy Power Generation Projects in the Brazilian System”, *8 Th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, 457 – 462, Ames, Iowa, EUA, 16-16 Sept. 2004.

SANTOS, H. L., 2008, *Inserção dos Custos Ambientais em Um Modelo de Expansão da Geração a Longo Prazo* Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SCHWETMAN, H., “Optimizing Simulations With Csimls/Optquest Finding the Best Configuration”. *Proceedings of the 2000 Winter Simulation Conference*, 268 - 273, Orlando, Florida, USA, 10-13 Dec 2000.

SHARMA, D. & BHATTACHARYA, K., “A Planning Model for Investor Firms in the Generation Sector and Financial Analysis”. *Power & Energy Society General Meeting*, 1 – 7, Calgary, Alberta, Canada, 26-30 July 2009.

SIRIKUM, J., TECHANITISAWAD, A. & KACHITVICHYANUKUL, 2002, “A New Efficient Ga-Benders' Decomposition Method: For Power Generation Expansion Planning with Emissor Controls”, *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, v. 22, n. 3, pp. 1092-1100.

TIAN, X., BENKRID, K., 2009, “Mersenne Twister Random Number Generation on FPGA, CPU and GPU”. *NASA/ESA Conference on Adaptive Hardware and Systems*, 460 – 464, San Francisco, California, USA, 29 July- 1 Aug. 2009

WAN, J., CHEN, H., LI, L., “Simulation for the Optimization of (s, S) Inventory System and Krush-Kuhn-Tucker Testing”. *Wireless Communications, Networking and Mobile Computing*, 6553 – 6556, Shanghai, China, 21-25 Sept. 2007.

ZHANG, G. P., 2000, “Neural Networks for Classification: A Survey”, *IEEE TRANSACTIONS ON SYSTEMS, MAN, AND CYBERNETICS—PART C: APPLICATIONS AND REVIEWS*, v. 30, n. 4, pp. 450-462.

ZHU, J., CHOW, M.-Y., 1997, “A Review of Emerging Techniques on Generation Expansion Planning”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 4, pp. 1722-1728.

APÊNDICE

I VALOR PRESENTE LÍQUIDO

O VPL é o fluxo de caixa esperado descontado pela taxa de juros durante o período “n”. A taxa de desconto é o somatório do risco livre de mercado e o risco associado ao premio (MUN, 2010). Em análise de risco a taxa de desconto utilizada é o custo médio ponderado de capital (WACC).

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{E(CF_t)}{(1 + r_t + \pi_t)^t}$$

VPL: Valor presente líquido

E(CF): Valor esperado do fluxo de caixa

n: número de período

r_t : retorno livre de risco

π_t : retorno associado ao premio do projeto

II TAXA DE DESCONTO

A taxa de desconto consiste no custo médio ponderado do capital (WACC), que representa a taxa de retorno dos acionistas. Seu calculo pode ser realizado através da média ponderada da taxa de retorno do capital próprio e de terceiro já descontando o percentual de imposto de renda.

$$WACC = k_e \times WPL + k_i \times WP$$

k_e : Custo de oportunidade do capital próprio

WPL : proporção do capital próprio

k_i : Custo do capital de terceiro

WP: Proporção do capital oneroso

III CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

A principal metodologia para quantificar o custo do capital próprio é o Capital Asset Pricing Model (CAPM), que utiliza o índice beta como parâmetro para estimação. O custo do capital próprio pode ser medido através de uma relação linear com o retorno do mercado e o parâmetro beta, quando se assume que o Portfólio é composto por dois riscos: sistemático e diversificável, e o risco diversificável de um Portfólio necessariamente deverá ser zerado (MUN, 2010).

$$k_e = r_t + \beta(r_m - r_t)$$

k_e : taxa de retorno requerido para o investimento

r_t : retorno livre de risco

β : índice beta

r_m : retorno da carteira de mercado

π_t : retorno associado ao prêmio ($r_m - r_t$)

O índice beta é obtido através de regressão linear entre o ativo x e o ativo de comparação no mercado m. E pode ser calculado através da seguinte fórmula (MUN, 2010).

$$\beta = \frac{Cov(x, m)}{Var(m)}$$

IV GERADOR DE NÚMEROS RANDÔMICOS MERSENNE TWISTER

Como o processo de geração de variáveis randômicas é efetuado a partir de algoritmos computacionais estes seguem regras matemáticas, assim sendo na realidade os geradores são consideradas pseudorrandômicas.

Estes geradores pseudorrandômicos produzem sequencias randômicas a partir de valores numéricos iniciais utilizando fórmulas. As principais classes de geradores são: geradores de congruência linear, gerador de Fibonacci adiantado, gerador a partir de registradores deslocados com *feedback* linear, e registradores deslocados com *feedback* generalizado (TIAN & BENKRID, 2009).

Segundo BILINGTON & ALLAN (1984), um gerador de números randômicos deve atender as seguintes exigências: a distribuição gerada precisa ser uniforme, possuir um período grande antes que a sequência se repita, apresentar reprodutibilidade para que a sequência possa se reproduzir e ter eficiência computacional.

Um gerador bastante rápido e que produz uma distribuição quase uniforme é o Mersenne Twister, que é da classe de geradores registradores deslocados com *feedback* linear. Esta classe se utiliza de conceito de registradores, números binários e operadores binários para geração de variáveis aleatórias. O nome deste método chama-se Mersenne, pois o período deste gerador randômico é um Mersenne Prime, ou seja, um número primo que segue a forma $M_p = 2^p - 1$. Este gerador possui um período, considerado elevado, de $2^{19937} - 1$ e uma dimensão 623 equidistribuída para 32 bits de acurácia (MATSUMOTO & NISHIMURA, 1998).

Segundo TIAN & BENKRID (2009), o método Mersenne Twister consiste no gerador de vetor de palavras. Os valores randômicos gerados são números inteiros (palavras) no intervalo de $[0, 2^w - 1]$. Dividindo o vetor de palavra por $[0, 2^w - 1]$ obtem-se um intervalo de números de $[0, 1]$ associado a cada palavra.

Os vetores de palavra x e a , possuem w bits, e podem ser representados da seguinte forma:

$$a = (a_{w-1}, a_{w-2}, \dots, a_0), x = (x_{w-1}, x_{w-2}, \dots, x_0) \quad (\text{IV.0.1})$$

Considerando que o vetor x é truncado no bit de posição r , assume-se que “upper x ” e o “lower x ” são dados pelo seguinte vetor:

$$x_k^u = (x_{w-1}, x_{w-2}, \dots, x_r) \quad (\text{IV.0.2})$$

$$x_{k+1}^l = (x_{r-1}, \dots, x_0) \quad (\text{IV.0.3})$$

A seguinte expressão recursiva é definida para cálculo do vetor x . Considerando \oplus como o operador binário XOR (“not or”) e $|$ como o operador OR.

$$x_{k+n} = x_{k+m} \oplus [x_k^u | x_{k+1}^l]A \quad k = 0, 1, \dots \quad (\text{IV.0.4})$$

$$A = R = \begin{pmatrix} 0 & I_{w-1} \\ a_{w-1} & (a_{w-2}, \dots, a_0) \end{pmatrix} \quad (\text{IV.0.5})$$

$I_{(w-1)(w-1)}$: matriz identidade com dimensão $(w - 1) \times (w - 1)$

O produto xA associado a matriz A descrita, pode ser descrita na forma racional pela expressão simplificada:

$$xA = \begin{cases} \text{shiftright}(x) & \text{se } x_0 = 0 \\ \text{shiftright}(x) \oplus a & \text{se } x_0 = 1 \end{cases} \quad (\text{IV.0.6})$$

a : número escalar

$$x = (x_k^l | x_{k+1}^l) \quad k = 0, 1, \dots \quad (\text{IV.0.7})$$

Segundo MATSUMOTO & NISHIMURA (1998), uma medida para verificar se um gerador pseudorrandômico é considerada a mais forte, teste da distribuição K. De modo, a melhorar acurácia da distribuição K do vetor x , as seguintes transformações são efetuadas.

$$y = x \oplus (x \gg u) \quad (\text{IV.0.8})$$

$$y = y \oplus (y \ll s) \& b \quad (\text{IV.0.9})$$

$$y = y \oplus (y \ll t) \& c \quad (\text{IV.0.10})$$

$$y = y \oplus (y \gg l) \quad (\text{IV.0.11})$$

\gg : operador deslocador da esquerda (shift left)

\ll : operador deslocador da direita (shift right)

$\&$: operador “e” (and)

u : número escalar

s : número escalar

b : número escalar

c : número escalar

l : número escalar

MATSUMOTO & NISHIMURA (1998) disponibilizam detalhamento e algoritmos deste gerador randômico em diferentes linguagens computacionais.

V **PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO GOVERNO**

A modelagem matemática do problema de expansão de geração em ambiente regulado resulta da otimização de funções objetivos de mínimo custo de fornecimento energia elétrica, atendendo restrições (atendimento da carga, confiabilidade, etc), onde o custo total de fornecimento de energia elétrica de cada usina é o custo esperado de implantação e operação e manutenção da usina considerando toda vida útil do empreendimento descontado por uma taxa de juros, ou seja, o valor presente líquido do custo total das usinas. O custo já inclui o custo de capital próprio do empreendedor.

Dentre as principais restrições existentes comenta-se:

- Balanco Energético: A disponibilidade de oferta de energia elétrica precisa ser superior ou igual à necessidade de carga elétrica do sistema, de modo a garantir que toda a demanda do sistema, considerando as perdas elétricas, seja atendida;
- Confiabilidade: O serviço de prestação de energia elétrica precisa ser efetuado, de modo a manter padrões aceitáveis índices de confiabilidade de energia. Por exemplo, baixa frequência de corte de carga e tempo de interrupção de energia;
- Socio-ambiental: De modo a evitar o uso não racional dos recursos naturais e privilegiar empreendimentos com menor impactos ambientais surge a necessidade de inclusão de restrições ambientais. Uma das restrições bastante utilizada na literatura é a penalização associada a emissões de poluentes;

ALBUQUERQUE et al (2009) comentam que é natural que os objetivos de otimização do planejamento da expansão sejam múltiplos, mesmo que a tônica seja a minimização de custo. Segundo os mesmos há de se considerar: o custo ambiental, a segurança energética, a confiabilidade elétrica, a geração de empregos, o nível de produção da indústria de bens e serviços, a inserção regional e o desenvolvimento tecnológico.

HEMMATI *et al.* (2013) aponta que no planejamento da expansão da geração é importante a definição do ambiente de energia (regulado/desregulado), incertezas (característica estocástica de parâmetros), gerenciamento da demanda e coordenação do planejamento da expansão da geração com os demais sistemas (sistema de transmissão).

O problema tradicional de planejamento da expansão considera o ambiente como regulado, sendo o investimento na expansão da geração correlacionado ao crescimento da carga do sistema elétrica. Com a passagem de ambiente regulado com monopólio do regulador para ambiente competitivo, a análise de planejamento da expansão considerando o ambiente desregulado ganhou novo destaque, e novas premissas foram construídas (BHATTACHARYA & SHARMA, 2009).

Com a desregulamentação do setor elétrico no mundo surgiu mais competição nos setores elétricos, que passaram de ambientes monopólios (investimento apenas do governo) para ambientes competitivos (entrada de investimento privado). O problema de planejamento da expansão ficou mais complexo.

BHATTACHARYA & SHARMA (2009) considera planejamento da expansão em mercado desregulado que satisfaçam as condições de atendimento da carga e confiabilidade, etc. São consideradas as tecnologias de gás natural, carvão e plantas de ciclo combinado. É construído um fluxo de caixa simplificado, com incerteza de preço de mercado, preço de venda de energia e custo de O&M e definido a taxa interna de retorno que maximiza o VPL e atenda as restrições de *Budget* (orçamento), e melhor data de investimento das usinas.

Na grande maioria dos países, as matrizes elétricas são tipicamente termelétricas, e assume-se que não há incerteza de disponibilidade dos combustíveis apenas flutuações nos preços dos mesmos. As incertezas de suprimento são referentes ao risco de paradas forçadas e programadas. No caso brasileiro, a matriz elétrica é tipicamente hidrelétrica, e a disponibilidade energética destas está associada ao regime hidrológico sujeito a incertezas climáticas de complexa modelagem. Tanto que o preço spot (PLD) histórico de energia depende da geração hidráulica, e desta forma, não consegue ser modelado matematicamente com acurácia nem correlacionado a indicadores econômicos (CASTRO, et al., 2010).

Dentre os principais programas/metodologia de planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro encontrados na literatura cita-se os programas DESSELP, MODPIN, OPTGEN, MELP, e tentativa/erro NEWAVE .

O programa DESSELP, Determinação da Expansão do Sistema de Longo Prazo, foi desenvolvido pela ELETROBRÁS para resolução de problemas de planejamento da expansão de longo prazo. O programa tem como objetivo minimizar o custo global descontado de implantação, operação e manutenção do sistema elétrico, considerando que o mesmo é representado através de subsistemas energéticos ligados através de troncos de intercâmbios que possuem limites. A geração hidrelétrica prevista considera a energia firme (hidrologia no período crítico) e a energia média. A energia firme garante as exigências de atendimento da demanda em patamares de carga pesada, e a energia média auxilia no cálculo do mínimo custo do sistema ponderando a vantagem da energia secundária. A carga prevista considera dois patamares modelado através do curva de duração de carga (LDC). Por fim, as variáveis de decisão do programa são lineares e representam a capacidade de instalação de projetos típicos ou expansão de troncos. Desta forma, o programa apresenta a simplicidade de resolver a otimização via programação linear (ALBUQUERQUE, et al., 2009).

Uma das metodologias aplicadas para determinar o cronograma de expansão da oferta de energia é através da comparação de diferentes configurações do sistema elétrico através de execuções do programa NEWAVE. Através do método de “tentativa e erro” são simulados inúmeros cenários de expansão energética com o NEWAVE, avaliando diferentes alocações de usinas e reforços no intercambio em estágios distintos, e então é definida qual a estratégia de expansão que mantem o custo marginal de operação (CMO) igual ao custo marginal de expansão (CME), de tal forma a minimizar o custo global de operação do sistema mantendo risco déficit de 5% do sistema (MACEIRA, et al., 2002).

O programa NEWAVE é um modelo de operação energética que minimiza o custo futuro de energia utilizando programação estocástica dinâmica dual. O principal objetivo do programa é determinar a curva de custo futuro de energia considerando as incertezas hidrológicas e de nível de carga (pesado, médio e leve). Neste modelo os reservatórios são agregados em subsistema e a vazão futura é prevista utilizando modelo auto-regressivos (MACEIRA, et al., 2002).

A modelagem detalhada da incerteza hidrológica pelo NEWAVE acarreta em um elevado tempo computacional do método de tentativa e erro. Outra questão é a

pertinência da modelagem da incerteza hidrológica, pois em estudos de longo prazo (superior a 20 anos) a principal incerteza torna-se a demanda futura de energia, atraso de obras e custo de combustíveis. (LISBOA, et al., 2006).

O programa MELP foi desenvolvido pelo CEPEL como alternativa para evitar o alto esforço computacional no método de “tentativa e erro” utilizando o NEWAVE, este programa é uma evolução do DESSELP. O programa MELP simplifica a modelagem hidrológica, a medida que representa a incerteza de afluência como energia média e crítica. A energia média é utilizada para calcular o custo de instalação e operação e manutenção, já a energia crítica é utilizada para garantir a restrição de balanço energético. A energia média hidrológica é a média da geração anual e a energia crítica corresponde a sua energia firme. Os fatores médio e crítico das usinas termelétricas são calculados via simulação no NEWAVE (LISBOA, et al., 2010). Segundo SANTOS (2008) o programa faz uso do algoritmo de Branch and Bound para calcular a otimização mista. (SANTOS, 2008).

Os modelos de planejamento da expansão de longo prazo representam a demanda como premissa fixa. O programa MODPIN, Modelo de Planejamento sob Incerteza, calcula os mínimos custos totais de expansão para diferentes cenários de demanda, em seguida minimiza o máximo arrependimento, para definir qual o melhor cronograma de expansão (KAZZAY, 2001).

Além disto, outras metodologias são sugeridas para o planejamento da expansão. Dentre algumas, cita-se:

- BORGES (2008) propõe a utilização de modelo de Portfólio de Markowitz para avaliação do planejamento energético, para tal coloca as vantagens na mitigação de risco, e as autocorrelações do preço dos combustíveis (carvão, óleo e etanol).
- BRUNO (2008) propõe avaliação de planejamento da expansão sobre o ponto de vista do empreendedor. Para tal propõe um modelo de seleção de projetos, que maximize o VPL total, utilizando a restrição de CVaR (conditional value at risk), além disto, esteja alinhado com a projeção da demanda.
- MARRECO (2007) propõe uma metodologia para planejamento da expansão utilizando Teoria de Opções Reais, especifica as alternativas de expansão como

opções de compra, e define o cronograma de expansão das usinas baseado maximizando as opções de compra.. Além disto, calcula o valor da flexibilidade de possuir matriz energética composta por Termelétrica e Hídrica.

- RYAN & FENG (2012) realiza o planejamento da expansão utilizando Simulação Monte Carlo, modelando a demanda futura de energia e o preço do gás natural como séries de Movimento Geométrico Browniano (MGB). Neste artigo, determinam qual a data de início de fornecimento e capacidade de usina, de modo a maximizar o VPL e minimizar o risco CVaR.

VI MEDIDA DE RENTABILIDADE: TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)

A taxa interna de retorno representa a taxa de desconto do projeto quando suas despesas igualam o investimento inicial, ou seja, o VPL é zero. Esta taxa de juros representa o retorno financeiro médio dos acionistas. Esta medida é muito popular entre gestores de projetos de investimentos, pois quantifica de maneira objetiva o retorno de um fluxo de caixa, e possibilita estabelecer comparações com a taxa mínima de atratividade, de modo a avaliar a viabilidade econômica do projeto.

$$\sum_{t=0}^n \frac{E(CF_t)}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (0.12)$$

TIR: Taxa interna de retorno

E(CF): Valor esperado do fluxo de caixa

n: número de período

t: indexador de período

Apesar do valor desta taxa fornecer mais fácil compreensão do retorno do projeto que o VPL, a mesma apresenta limitações em situações de seleções de projetos diferentes, e apresenta algumas dificuldades, que restringem sua utilização.

$$VPL = CF_0 + \frac{CF_1}{(1 + i)} + \dots + \frac{CF_n}{(1 + i)^n} = 0 \quad (0.13)$$

Conforme ÁLVARES, BARBIERI & MACHLINE (2007) multiplicando-se a equação por $(1+i)$, obtém-se a equação do valor futuro equivalente.

$$VFL = CF_0(1+i)^n + CF_1(1+i)^{n-1} + \dots + CF_n = 0 \quad (0.14)$$

A TIR é a solução do cálculo da raiz da equação polinomial. Ocorre que esta pode apresentar mais de uma raiz. Quando o fluxo de caixa é convencional, ou seja, o recebimento é maior que desembolso e o desembolso é concentrado no início do período é possível provar que apenas há apenas uma TIR para o fluxo de caixa (ÁLVARES, BARBIERI, & MACHLINE, 2007). Já quando o fluxo de caixa não é bem comportado um fluxo de caixa pode apresentar varias TIR.

Cabe comentar, que método de cálculo da raiz ocorre através de processo iterativo, e caso o critério de parada deste cálculo seja o número de iterações é possível que não seja encontrada a solução.

Fora isto, um projeto com TIR superior não possui necessariamente VPL superior, pois TIR é uma medida percentual (%) e VPL é uma medida de valor absoluto (R\$). Além disto, há dificuldade de comparação com a taxa mínima de atratividade em projetos com vida útil muito grande, visto que o valor da oportunidade de negócio varia de acordo com horizonte de investimento.

VII MEDIDA DE RISCO: VALUE AT RISK

O valor em risco (value at risk), cuja a sigla é “VaR”, tem a finalidade de mensurar a perda financeira de um Portfólio ou ativo dado um determinado horizonte de tempo e nível de confiança, em situações normais de mercado (J. P. MORGAN, 2013). Seu cálculo é efetuado *ex ante*, ou seja, é assumido que determinada distribuição de probabilidade representará o comportamento futuro.

VaR representa a máxima perda associada à distribuição de probabilidades observada (ou distribuição de perda), este indicador pode também ser definido como a perda relacionada ao menor percentil esperado (BENNINGA & WIENER, 1998). De forma,

simplificada dado para um dado grau de confiança, em determinado horizonte de tempo, sua perda financeira não será ultrapassada pelo VaR.

O VaR pode ser calculado tanto em função de valores relativos (com relação ao valor esperado), quanto em valor absoluto (desconsiderando o valor esperado) (MACHRY, 2003)

O VaR é utilizado para quantificar diferente tipos de riscos, sob diversos enfoques e utilizando distintas metodologias de cálculo (J. P. MORGAN, 2013). Por exemplo, em situações, onde o cálculo do VaR é calculado através de uma distribuição de probabilidade ao invés de distribuição empírica (VaR Paramétrico) é possível simplificar o cálculo deste através de fórmulas. Por exemplo, caso a distribuição seja normal, é possível definir o VaR em função do desvio padrão.

Considerando uma variação na carteira ΔX , para um dado grau de confiança $\beta \in (0,1)$, a probabilidade de desvio de a carteira ser inferior ou igual ao VaR é igual a seu nível de significância $1 - \beta$ (CERQUEIRA, 2010).

$$Prob(\Delta X \leq VaR) = 1 - \beta \quad (0.15)$$

Assim sendo, considerando uma distribuição de probabilidade da variável aleatória y de um Portfólio em determinado horizonte de tempo como $p(y)$ com dado um grau de confiança $\beta \in (0,1)$, o “quantil” da distribuição é visto como Va.

$$\int_{VaR}^{+\infty} p(y)dy = \beta \quad (0.16)$$

$$\int_{-\infty}^{VaR} p(y)dy = 1 - \beta \quad (0.17)$$

VIII MEDIDA DE RISCO: CONDICIONAL VALUE AT RISK

O condicional value at risk (CVaR) ou valor em perda condicional é o valor em perda excedido pelo valor em risco associado a determinado grau de confiança. Esta representa a média dos cenários catastrófico, excedida de um valor em risco para um determinado nível de confiança.

A probabilidade de a carteira vir a adquirir perda superior ao valor de VaR é igual ao grau de confiança, já a probabilidade de ocorrência de um evento que ultrapasse o VaR é o complemento do grau de confiança ($1 - \beta$).

$$Prob(\Delta X \leq (VaR + CVaR)) = \beta \quad (0.18)$$

Apesar do VaR ter sido bastante utilizado (bancos, agências reguladoras, universidades etc...) devido a sua facilidade, esta medida, ao contrario do CVaR, é uma medida de risco não coerente (ACERBI & TASCHE, 2009). O VaR é constituído de propriedades matemáticas que limitam sua aplicação como falta de subaditividade e convexidade (ROCKAFELLAR & URYASEV, 2009)

Pode ser demonstrado matematicamente que o CVaR sempre será maior que o VaR, e que ao minimizar o CVaR de uma carteira automaticamente se reduzirá o VaR da mesma (ROCKAFELLAR & URYASEV, 2000).

O artigo de ROCKAFELLAR & URYASEV (2000) demonstra que é possível minimizar o CVaR de perda de x associado de todos os $x \in X \mathbb{R}$ de forma equivalente a minimizar a função F_β .

$$\min_{x \in X} \phi_\beta = \min_{(x, \alpha) \in X \times \mathbb{R}} F_\beta(x, \alpha) \quad (0.19)$$

FENG & RYAN (2012) implementaram a metodologia de ROCKAFELLAR E URYASEV (2000) no planejamento da expansão de geração de projetos elétricos utilizando a otimização estocástica para minimizar o valor esperado do custo e ponderar

a parcelar a ser minimizada do CVaR. O função F_B a ser minimizada equivalente ao CVaR deste processo pode ser visualizada abaixo.

$$F_{\beta}(x, \alpha) = \alpha + (1 - \beta)^{-1} \sum_{i=1}^n \sigma_i p_i \quad (0.20)$$

$$\sigma_i = \text{máximo}(0; \xi) \quad (0.21)$$

α : valor em risco (VaR)

β : grau de confiança

n : número de cenários

i : indexador associado ao cenário

p : probabilidade do cenário

ξ : valor esperado da distribuição de probabilidade

σ : o valor excedido o valor de α ou zero

IX FLUXO DE CAIXA LIVRE

Para valorar monetariamente o empreendimento em desenvolvimento é necessário elaborar projeção de fluxo de caixa da vida útil do empreendimento. Através deste é possível monitorar os indicadores de retorno (taxa interna de retorno (TIR), valor presente líquido (VPL), etc.), indicadores contábeis (lucro antes de juros e imposto de renda (LAJIR), etc.), etc.

A Figura IX.1 apresenta um resumo de como calcular contabilmente os indicadores: Lucro Líquido, LAJIDA (EBITDA) e LAJIR (EBIT).

Demonstração do Resultado do Exercício	
Receita de Vendas	
(-) Custo dos produtos Vendidos	
= Lucro Bruto	
(-) Despesas Operacionais	
Com Vendas	
Gerais e Administrativas	
(=) LUCRO OPERACIONAL AJUSTADO OU EBITDA	
(-) Depreciação, Amortização e Exaustão	
= LUCRO OPERACIONAL ANTES DO IR E CS OU EBIT	
(+ ou -) Receitas e Despesas Financeiras	
= Lucro Antes do IR e CS e Depois das Receitas e Despesas Financeiras	
(-) Provisão para IR e CS	
= LUCRO LÍQUIDO	

QUADRO 1 - EXEMPLO DE D.R.E COM EBIT E EBTIDA

Figura IX.1 – Determinação dos indicadores contábeis: EBITDA, EBIT e Lucro Líquido

Com o objetivo de calcular o retorno de cada usina sob o ponto de vista do empreendedor, torna-se necessário a confecção de um fluxo livre, que é o fluxo de caixa operacional somado ao fluxo de caixa de investimento (NETO CORREIA, 2009).

A Figura IX.2 indica como calcular o Fluxo de Caixa Operacional (ou Fluxo de Caixa Bruto) e o Fluxo de Caixa Livre (FCL).

Receita Líquida	
(-) Custo dos Produtos Vendidos	
= Lucro Bruto	
(-) Despesas Operacionais	
(-) Depreciação	
= Lucro Operacional	
+/- Resultados não-operacionais	
= Lucro Antes do Imposto de Renda	
(-) Imposto de Renda	
☞ = Lucro Operacional após o Imposto de Renda (NOPLAT)	
+ Depreciação	
= Fluxo de Caixa Bruto	
(-) Investimentos em Capital de Giro	
(-) Investimentos em Capital Fixo	
(-) Outros Investimentos	
☞ = Fluxo de Caixa Livre (FCL)	

Figura IX.2 – Cálculo do fluxo de caixa operacional (FCO) e fluxo de caixa livre (FCL)

O cálculo do lucro antes de juros e imposto de renda (LAJIR) é igual a receita líquida subtraída dos custos operação e manutenção (OPEX), depreciação e eventual necessidade de compra de energia com a Câmara de Comercialização de Energia

(CCEE) para fins de liquidação das diferenças de energia no mercado de curto-prazo, ou soma devido a venda de energia para a CCEE.

$$LAJIR = RF - C_{O\&M} - d \pm L_{CP} \quad (0.22)$$

LAJIR Lucro antes de juros e impostos (EBIT)

RF Receita fixa líquida

C_{O&M} Custo de operação e manutenção (OPEX)

d Depreciação

L_{CP} Liquidação da usina na CCEE

FCL Fluxo de caixa livre

C_I Custo de investimento (CAPEX)

I Impostos para o governo

CG Capital de giro

F_{CP} Fluxo de caixa do proprietário

F_{CC} Fluxo de caixa do credor

O fluxo de caixa livre será o LAJIR abatido de imposto de renda para pessoa jurídica (IRPJ) somada a depreciação e subtraído dos investimentos do empreendimento.

$$FCL = LAJI \times (1 - I) - C_I - CG \quad (0.23)$$

FCL Fluxo de caixa livre

C_I Custo de investimento (CAPEX)

I Impostos para o governo

CG Capital de giro

O fluxo de caixa livre representa o fluxo de caixa do empreendimento (ou da empresa), entretanto deseja-se elaborar um fluxo de caixa do proprietário (acionista), para tal será abatido do fluxo de caixa livre o fluxo de caixa dos credores, que neste caso é o fluxo de caixa do financiamento (NETO CORREIA, 2009).

$$FLUXO\ DE\ CAIXA_{PROPRIETÁRIO} = FLUXO\ DE\ CAIXA_{LIVRE} - FLUXO\ DE\ CAIXA_{CREDITORES} \quad (0.24)$$

$$FCP = FCL - FCC \quad (0.25)$$

FCL Fluxo de caixa livre

C_I Custo de investimento (CAPEX)

I Impostos para o governo

CG Capital de giro

FCP Fluxo de caixa do proprietário

FCC Fluxo de caixa do credor

X VARIÁVEIS ALEATÓRIAS DE DESTAQUE NO FLUXO DE CAIXA DO ACIONISTA

CAPEX

O CAPEX é o custo de implantação do empreendimento. Este investimento ocorrerá desde a fase de prospecção até a etapa de término de comissionamento, e representa o valor econômico necessário para colocar em operação comercial um empreendimento (possibilitar a existência do ativo). O custo de construção é mais expressivo que o custo de desenvolvimento/prospecção, e engloba as necessidades de aquisição fundiária, adequação ambiental, engenharia do proprietário, infraestrutura civil, elétrica e eletromecânica.

O atendimento do cronograma-físico-financeiro de investimento do projeto é uma etapa crucial na construção. Aumento de custos extraordinários, que não foram previamente quantificados, e o atraso no período de construção representam aumento no montante de investimento previsto, e representam incerteza no custo de instalação do empreendimento.

As estimativas deste custo são consideradas como custo fixo função da capacidade instalada.

OPEX

O OPEX é o custo de operação e manutenção. Este representa o custo para manter a usina produzindo energia elétrica durante seu período de concessão, neste há os custos com o quadro de funcionários, os diversos seguros da usina, manutenção preventiva das estruturas e equipamentos, reposição de equipamentos, adequação ao programa ambiental, custo da disponibilização de combustível, encargos financeiros, etc. Cabe comentar que este custo pode ser dividido em dois: custos fixos, que são estimados em função da capacidade instalada da usina, e os custos variáveis função da produção de energia (R\$/MWh).

Os custos de operação e manutenção de usinas a gás, etanol a carvão apresentam risco distintos, que podem ser quantificados, e minimizados uma vez definido uma estratégia de implantação de usinas observando a conjuntura econômica corrente (BORGES, 2008).

GERAÇÃO DE ENERGIA

A geração de energia (MWh) está associada a receita da usina (R\$). Sendo esta responsável por cobrir os custos do empreendimento, e remuneração dos acionistas.

Dentre os principais riscos associados à confiabilidade de suprimento de energia comenta-se: o risco energético (hidrológico, vento, etc.), suprimento de combustível, parada forçada/programada, perdas elétricas da rede básica, mal elaboração de estudo energético (mal dimensionamento dos parâmetros da garantia física, risco de exclusão do MRE, necessidade de reposição de energia, etc.).

Cada fonte apresenta características específicas de suprimento de geração. Há de ser ponderada a volatilidade de geração de energia, sazonalidade da geração, relação entre a geração média e a potência instalada (fator de capacidade), necessidade de estoque de combustível, planejamento de paradas programadas para manutenção, etc.

RECEITA DE ENERGIA

A receita do empreendimento depende basicamente das condições contratuais do contrato de venda de energia elétrica do empreendimento. Isto dependerá da estratégia de comercialização de energia do empreendedor. O empreendedor poderá vender a energia de seu empreendimento no ambiente regulado ou livre, e para cada um destes ambientes e tipo de empreendimento existem produtos comercializáveis, bem como, regras e procedimentos de comercializações. Supondo que a receita fosse fixa a mesma seria o produto entre montante contratado e preço de energia negociado.

Sob a receita bruta do empreendimento incide pode incidir três impostos: ICMS, PIS e CONFINS.

$$RECEITA_FIXA_{LIQUIDA} = (1 - PIS/CONFINS) * RECEITA_FIXA_{BRUTA} \quad (0.26)$$

No site da Receita Federal consta que há duas possibilidades de contribuição de PIS/CONFINS: uma acumulativa e outra não acumulativa. Para os contribuintes com que apuram imposto de renda com base no presumido ou arbitrado é obrigatório o cálculo de imposto acumulativo. Sendo para este a *“base de cálculo é o total das receitas da pessoa jurídica, sem deduções em relação a custos, despesas e encargos. Nesse regime, as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins são, respectivamente, de 0,65% e de 3%.”*

MERCADO SPOT

A liquidação na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) representa o montante da usina exposto ao preço spot (PLD – Preço de Liquidação das Diferenças) devido à variabilidade da geração produzida e sua posição contratual líquida.

No momento de operação e manutenção, além da incerteza de suprimento, há incertezas de volatilidade de preços, que podem acarretar em um alto custo de reposição de energia para fins de lastro ou balanço energético, elevando o custo total da usina, e comprometendo o retorno dos acionistas.

O risco do preço está associado à volatilidade do preço futuro de curto-prazo (preço de liquidação das diferenças), preço de longo-prazo (custo de oportunidade) e de combustíveis.

FINANCIAMENTO

O financiamento representa o empréstimo do empreendedor com o banco para viabilizar a construção da usina. As condições de empréstimo dependem da linha de financiamento e risco de crédito da empresa tomadora.

Dentre os órgãos de fomento de usinas cita-se o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social), BNB (Banco do Nordeste do Brasil) e BASA (Banco do Amazonas). O principal órgão financiador de empreendimentos de geração no Brasil é o BNDES.

Tabela 18 – Dados de Financiamento do BNDES

Itens	Grandeza	Usinas Alternativas ⁵	Hidrelétricas ¹	Usinas Térmicas exceto a óleo ou carvão	Usinas Térmicas a óleo ou carvão
Linha	-	BNDES Finem Energias Alternativas	BNDES Finem Geração	BNDES Finem Geração	BNDES Finem Geração
taxa máxima total ²	%a.a.	11,87%	11,87%	11,87%	13,27%
taxa remuneração BNDES	%a.a.	0,90%	0,90%	0,90%	1,80%
taxa financeira ³	%a.a.	TJLP	TJLP	TJLP	50% . TJLP + 50% . TJ-462
taxa máxima de risco de crédito	%a.a.	4,80%	4,80%	4,80%	4,80%
financiamento máximo ⁶	%inv.	80,00%	70,00%	70,00%	50,00%
carência ⁴	Meses	6,00	6,00	6,00	6,00
Amortização	Meses	192,00	192,00	168,00	168,00

Fonte: <http://www.bndes.gov.br>. Último acesso: jul/2013.

Notas:

¹ Térmelétricas maiores que 30MW e menores 1000 MW

² Supondo que não haja intermediação de outra instituição financeira

³ TJLP TJ-462 - Taxa de Juros Medida Provisória 462 = TJLP + 1,0% a.a.

⁴ após entrada comercial do empreendimento

⁵ Projetos de bioeletricidade, biodiesel, bioetanol, energia eólica, energia solar, pequenas centrais hidrelétricas e outras energias alternativas. Valor mínimo de investimento de 10 milhões de reais.

⁶ Projetos de cogeração de energia que utilizem caldeira de biomassa com pressão maior ou igual a 60 bar: 90% dos itens financiáveis.

⁷ Considerado TJLP = 0,50% a.m.

OUTRAS PREMISSAS

Para confecção do fluxo de caixa foram considerados os seguintes encargos: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH).

Nesta dissertação o imposto de renda foi calculado como lucro presumido ao invés do lucro real, pois foi considerado que a receita bruta de todas as usinas é inferior ao teto. Até a presente data para participar do regime de tributação de lucro presumido a partir de 01.01.2014 é necessário, dentre outros, possuir receita bruta inferior a 78 milhões.

Assim sendo, os dados de cálculo são os seguintes: imposto de renda de 15%, aplicável sobre a base de cálculo (8% da receita bruta total) e a alíquota de 9% de CSLL, aplicável sobre a base de cálculo (12% da receita bruta total) (SIMIS, 2010).

Para fins de cálculo da depreciação das usinas foi considerado o fator de 5,00%. As taxas detalhadas do cálculo de depreciação de todos os itens da usina constam em resolução da ANEEL, bem como no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) (MAKARON, 2012).