

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 773

**GERENCIAMENTO DE RISCOS: OTIMIZAÇÃO  
MULTIOBJETIVO E ANÁLISE DE PORTFÓLIO  
DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA**

**Fellipe Fernandes Goulart dos Santos**

DATA DA DEFESA: 01/03/2013



**Universidade Federal de Minas Gerais**

**Escola de Engenharia**

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

**GERENCIAMENTO DE RISCOS: OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO  
E ANÁLISE DE PORTFÓLIO DE COMPRA E VENDA DE  
ENERGIA**

Fellipe Fernandes Goulart dos Santos

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

Orientador: Prof. Rodney Rezende Saldanha

Belo Horizonte - MG

Março de 2013



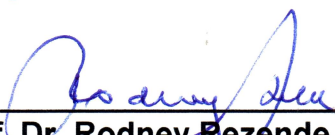
**"Gerenciamento de Riscos: Otimização Multiobjetivo e Análise de Portfólio de Compra e Venda de Energia"**

**Fellipe Fernandes Goulart dos Santos**

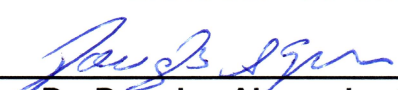
Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 01 de março de 2013.

Por:

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Rodney Rezende Saldanha**  
DEE/UFMG - Orientador

  
\_\_\_\_\_  
**Dr. Adriano Chaves Lisboa**  
ENACOM - Co-Orientador

  
\_\_\_\_\_  
**Dr. Douglas Alexandre Gomes Vieira**  
ENACOM - Co-Orientador

  
\_\_\_\_\_  
**Profa. Dra. Wadaed Uturbey da Costa**  
DEE/UFMG

  
\_\_\_\_\_  
**Dr. Luiz Augusto Nóbrega Barroso**  
PSR



# **“Gerenciamento de Riscos com o Uso de Otimização Multiobjetivo para a Análise de Portfólio de Compra e Venda de Energia”**

Fellipe Fernandes Goulart dos Santos

Dissertação de Mestrado apresentada ao colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais em 1º de março de 2013

Convidado Especial:



---

**Eng. Msc. Marcus Vinícius de Castro Lobato  
(CEMIG)**





# Agradecimentos

Dedico a finalização deste trabalho:

Aos meus pais e irmãos, Conceição, Xandico, Fred e Rafa pelo carinho, dedicação e presença em toda minha vida.

À minha linda esposa Grazielle pelo apoio e amor incondicional neste grande período de trabalho.

À Deus e a Nossa Senhora, por me concederem esta família maravilhosa e todas as oportunidades durante minha vida.

Aos meus orientadores, Adriano, Douglas e Rodney pelas grandes lições durante esta jornada.

Ao amigo Maodias pelos ensinamentos no início de minha carreira profissional na CEMIG.

Ao amigo MarcusV da pelo incentivo e apoio no início desta jornada de estudos e trabalho.

Aos amigos da gerência de Análise de Risco de Energia da CEMIG: Thiago, J.H. Costa, Clara e Wilderson, pelas discussões diárias sobre o setor elétrico brasileiro e pelo apoio nas horas mais escuras.

À CEMIG GT e a ANEEL pelo suporte dado através do projeto de pesquisa e desenvolvimento.



# Resumo

Com a evolução e a desregulamentação do setor elétrico brasileiro, os agentes de geração de energia passaram a ficar expostos não só ao risco de preço, mas também ao risco de volume de energia. Com o aumento da competitividade no setor elétrico brasileiro, a avaliação e o tratamento dos riscos inerentes ao processo de comercialização tornam-se uma ferramenta diferencial para as empresas de geração do setor de energia elétrica.

Esse trabalho avalia e propõe uma métrica para a mensuração do risco de perda de receita em uma empresa geradora de energia elétrica inserida no mercado brasileiro de energia. Para a maximização da receita esperada e redução do risco, é proposta a utilização de métodos determinísticos de otimização multiobjetivo para o mapeamento da fronteira de compromisso, fronteira Pareto ótima, entre o retorno e risco.

O método utilizado para a otimização é baseado na classe de métodos que utilizam a exclusão de semi-espacos para encontrar o ponto ótimo do problema: o método elipsoidal. Esse método determinístico garante que a solução encontrada domine o ponto de partida do algoritmo. Neste trabalho é utilizada uma adaptação do método elipsoidal para a otimização de funções multiobjetivo diretamente, sem a necessidade de escrever funções escalares intermediárias.

Para a construção da fronteira Pareto, este trabalho apresenta uma metodologia para a definição dos pontos iniciais do algoritmo determinístico. Através dessa metodologia, a fronteira Pareto ótima encontrada é mais uniforme. Assim, toda uma fronteira eficiente será construída para que a decisão de contratação ótima seja feita por um decisor ou um colegiado de decisores a posteriori.

**Palavras-chave:** Comercialização de Energia, Mercado de Energia Brasileiro, Análise de Risco, Extreme Profit at Risk - eP@r, Otimização Multiobjetivo, Otimização Determinística, Método Elipsoidal.



# Sumário

Agradecimentos	9
Resumo	11
Sumário	13
Lista de Figuras	15
Lista de Tabelas	17
Simbologia	19
Abreviaturas	21
<b>1 Introdução</b>	<b>23</b>
1.1 Motivação	25
1.2 Objetivos	26
1.3 Metodologia	27
1.4 Revisão da Literatura	28
<b>2 Modelo de Comercialização de Energia</b>	<b>33</b>
2.1 A operação do Setor Elétrico Brasileiro	33
2.2 A Comercialização no Setor Elétrico Brasileiro	36
2.2.1 Sazonalização	37
2.2.2 Mecanismo de Realocação de Energia - MRE	38
2.2.3 Premissas para a Comercialização de Energia	40
2.3 Descrição do Problema	41
2.4 Formulação do Problema	44
2.4.1 Tipos de Contratos	46
2.5 Avaliação do Risco	49

2.5.1 Métrica de Risco Utilizada . . . . .	51
<b>3 Metodologias de Otimização</b>	<b>55</b>
3.1 Otimização Multiobjetivo . . . . .	55
3.1.1 Métodos Escalares . . . . .	58
3.1.2 Método Elipsoidal Multiobjetivo . . . . .	60
<b>4 Aplicação</b>	<b>65</b>
4.1 Problema Analítico . . . . .	65
4.2 Estudo de Caso . . . . .	66
4.3 Resultados . . . . .	69
<b>5 Conclusões e Recomendações</b>	<b>77</b>
5.1 Conclusões . . . . .	77
5.2 Recomendações para Trabalhos Futuros . . . . .	78
<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>79</b>

# Lista de Figuras

1.1	Relação Institucional no SEB . . . . .	24
1.2	Ambientes de Contratação de Energia . . . . .	24
2.1	Os 4 Subsistemas do Sistema Elétrico Brasileiro . . . . .	34
2.2	Cenários de Saída Determinados pelo Modelo Newave . . . . .	36
	(a) Expectativa de Geração Hidráulica Determinada pelo Modelo Newave . . . . .	36
	(b) Expectativa de PLDs para o Subsistema Sudeste . . . . .	36
2.3	Perfil de Sazonalização do MRE e do Consumo da Carga . . . . .	38
2.4	Expectativa de GSF para o Cenário de Geração P15% . . . . .	39
2.5	Balço Estrutural de Energia (2012-2016) . . . . .	41
2.6	PLD Verificado no Submercado SE/CO Jan/2010 a Dez/2012 . . . . .	42
2.7	Ilustração do VaR . . . . .	52
2.8	Ilustração da medida de risco $eP@r$ . . . . .	53
3.1	Exemplo de dominância . . . . .	56
3.2	Exemplo de uma fronteira Pareto construída com o método $\epsilon$ -restrito . . . . .	59
3.3	Exemplo de um corte realizado pelo algoritmo elipsoidal . . . . .	61
3.4	Exemplo de um corte realizado que exclui a fronteira eficiente da região factível do problema . . . . .	62
4.1	Amostragem da fronteira Pareto da função genérica . . . . .	66
4.2	Expectativa de Evolução do PLD para o Ano de 2012 . . . . .	68
4.3	Distribuição de PLDs para o Ano de 2012 . . . . .	69
4.4	Avaliação do Risco no Atual Portfólio de Contratos . . . . .	70
4.5	Fronteira Pareto Obtida . . . . .	72
4.6	Comparação do Ponto Inicial com a Fronteira Pareto . . . . .	72
4.7	Comparação do Ponto Inicial com a Fronteira Pareto . . . . .	73
4.8	Comparação dos Resultados Anuais de Receita e Risco . . . . .	75





# Lista de Tabelas

4.1	Performance dos métodos de otimização aplicados . . . . .	66
4.2	Balanco estrutural de energia de Genco. . . . .	67
4.3	Características dos contratos existentes de Genco . . . . .	67
4.4	PLD médio dos 2.000 cenários para os anos de 2012 a 2016 . . . . .	68
4.5	Receita Anual Esperada . . . . .	68
4.6	Alocação Máxima de Contratos . . . . .	71
4.7	Venda Máxima de Energia Permitida por Tipo de Contrato . . . . .	71
4.8	Performance do Método VMOOS na Solução do Problema Real . . . . .	71
4.9	Resultados Obtidos . . . . .	72
4.10	Posição Final dos Contratos Determinada pela Otimização . . . . .	74
4.11	Alocação Anual de Contratos Determinada pela Otimização . . . . .	74
4.12	Resultado do Balanço Anual de Compras e Vendas . . . . .	75



# Simbologia

$c$	Índice de Contratos Existentes
$carga$	Carga do Sistema
$cc$	Índice de Contratos Novos e Existentes
$cnv$	Índice de Novos Contratos
$deficit$	Montante Total de Carga Reduzida pelo Racionamento
$eassAGT$	Garantia Física do Agente em Estudo
$eassTOT$	Garantia Física de Todas as Usinas Participantes do MRE
$F$	Vetor das Funções Objetivo
$FlexCont$	Flexibilidade de um Contrato em cada Cenário
$g$	Vetor das Restrições de Desigualdade
$GF\_alocada$	Garantia Física Ajustada ou Alocada
$ghTOT$	Geração Hidrelétrica Total das Usinas Participantes do MRE
$gsf$	Fator de Correção da Garantia Física
$h$	Vetor das Restrições Igualdade
$Lsup$	Limite Superior da Parte Flexível de um Contrato
$m$	Índice de Período de Tempo (mês)
$PLD$	Preço de Liquidação das Diferenças
$Preço$	Preço de um Contrato Existente
$Preço\_NV$	Preço de um Novo Contrato
$Pcontrato$	Preço Original de um Contrato

<i>pis</i>	Preço Piso de um Contrato
<i>Premio</i>	Valor ser Pago a Título Prêmio de um Contrato
<i>recAGT</i>	Receita Total do Agente
<i>rec_cont</i>	Receita do Agente Relativa a um Contrato Novo ou Existente
<i>rec_cont_EX</i>	Receita do Agente Relativa aos Contratos Existentes
<i>rec_cont_NV</i>	Receita do Agente Relativa aos Novos contratos
<i>reducont</i>	Redução de Contratos por Racionamento
<i>resultCP</i>	Receita do Mercado de Curto Prazo do Agente
<i>strike</i>	Preço Strike de um Contrato
<i>s</i>	Índice do Cenário de Geração Hidrelétrica e PLD
<i>secundariaAGT</i>	Energia Secundária Total
<i>tce</i>	Quantidade Total de Contratos Existentes
<i>tcn</i>	Quantidade Total de Novos Contratos
<i>teto</i>	Preço Teto de um Contrato
<i>VOL_final</i>	Volume de Energia em um Contrato Novo ou Existente após Redução por Racionamento
<i>vol_venda</i>	Volume de Total Negociado em Contratos de Venda
<i>volume</i>	Volume de Energia em um Contrato Novo ou Existente
<i>volume_final</i>	Volume de Energia em um Contrato existente após Redução por Racionamento
<i>volume_final_NV</i>	Volume de Energia em um Contrato existente após Redução por Racionamento
<i>x</i>	Vetor das Variáveis de Decisão
$\mathbb{X}$	Espaço Viável
<i>z</i>	Vetor de Resultados
$\mathbb{Z}$	Espaço dos Objetivos

# Abreviaturas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CVaR	Conditional Value at Risk
eP@R	Extreme Profit at Risk
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GSF	Fator de Correção da Garantia Física
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
P@R	Profit at Risk
PCH	Pequena Central Hidrelétrica

PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDE	Plano Decenal de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SE/CO	Submercado Sudeste/Centro-Oeste
UHE	Usina Hidrelétrica
VaR	Value at Risk

## Capítulo 1

# Introdução

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou por diversas transformações nos últimos anos, especialmente com a instituição do novo modelo através da lei 10.848/2004 [MME, 2003; BRASIL, 2004c].

Com a promulgação dessa lei, novas leis, decretos e resoluções surgiram com o objetivo de detalhar as metodologias, regras e procedimentos de comercialização de energia elétrica no SEB. Nesse novo arcabouço criado, ficou clara a distinção da operação do sistema elétrico em relação à comercialização de energia [BRASIL, 2004a,b; ANEEL, 2004].

Nessa nova estrutura, algumas instituições foram criadas e outras foram reformuladas, passando a desempenhar novos papéis de forma a garantir o funcionamento da nova sistemática do SEB.

O Ministério de Minas e Energia (MME) teve suas atuais competências redefinidas por lei em 2003. Desde então, esse ministério responde pelas áreas de geologia, recursos minerais e energéticos (incluindo a energia elétrica). Ligado diretamente ao MME e presidido pelo Ministro de Minas e Energia, está o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

O CMSE foi criado em 2004 e tem como missão acompanhar e avaliar o suprimento de energia no país. Ele deve elaborar políticas de ajuste para solucionar alguma vulnerabilidade que venha a acontecer no setor. Para o planejamento de longo prazo, foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). É através dela que os estudos que subsidiam o planejamento do setor elétrico são realizados.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada em 1996. A ANEEL é uma agência independente que fiscaliza todos os serviços relacionados ao SEB. Sua missão é proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade [ANEEL, 2013].

O Operador Nacional do Sistema (ONS), criado em 1998, é o operador independente do sistema responsável pelo planejamento e controle das operações de geração e transmissão de energia do país, de forma a atender toda a demanda do SEB. Já a Câmara de Comercialização

de Energia Elétrica (CCEE) foi criada em 2004 e viabiliza a comercialização de energia elétrica nos mercados de contratação regulada e livre. A [Figura 1.1](#) abaixo mostra a relação entre os principais órgãos envolvidos na comercialização e operação do SEB.

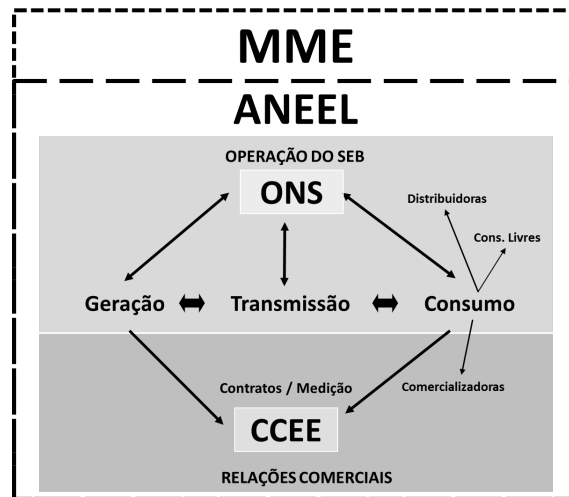


Figura 1.1: Relação Institucional no SEB

Atualmente, existem dois ambientes de contratação de energia no SEB: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Cada um desses ambientes possui suas peculiaridades quanto aos tipos e flexibilidades dos contratos e a forma de definição dos seus preços. Para que qualquer negociação seja feita, é necessário que sejam firmados entre os agentes, contratos de compra e venda de energia, em que o vendedor de energia deverá comprovar ter 100% de recursos, próprios ou de terceiros, como lastro da energia vendida. Além disso, o mercado comprador de energia (distribuidoras e consumidores livres) também deve possuir contratos que atendam a 100% de seu consumo de energia. A [Figura 1.2](#) resume essa relação entre os agentes e os ambientes de contratação.

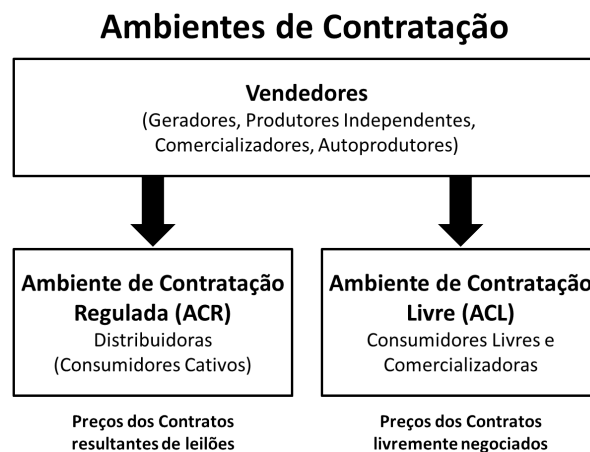


Figura 1.2: Ambientes de Contratação de Energia



O ACR é o ambiente onde as distribuidoras de energia elétrica devem adquirir a sua necessidade de energia para o suprimento dos seus clientes. Nesse ambiente, a duração e as flexibilidades dos contratos são definidos pelo governo federal através de legislações específicas, definidas em cada leilão de energia. Os preços da energia desses leilões são definidos após a disputa entre os empreendedores de cada certame. Nos leilões, as metodologias aplicadas aumentam a competitividade em busca de uma menor tarifa de energia elétrica para o consumidor final.

Além das aquisições feitas através de leilões, as distribuidoras das regiões sul e sudeste devem adquirir compulsoriamente energia da usina hidrelétrica (UHE) de Itaipu e todas as distribuidoras devem adquirir energia do programa de incentivo às fontes alternativas (PROINFA). A partir de 2013, as distribuidoras também deverão receber compulsoriamente cotas das usinas nucleares Angra I e Angra II, além de cotas de UHEs, cujas concessões estejam sendo renovadas. Os preços desses contratos compulsórios são definidos através de legislação específica.

O ACL é o ambiente onde todos os consumidores livres buscam contratos de energia para suprir suas necessidades. Assim, nesse ambiente, a duração e as flexibilidades contratuais, bem como os preços praticados, são definidos livremente entre as partes.

Nesse contexto, a atuação das empresas no segmento de comercialização de energia é livre. Essas empresas podem fazer contratos de longo prazo, os quais asseguram uma receita fixa por um longo período, ou negociar a sua energia em contratos de curto prazo que são derivados do preço de curto prazo (Preço de Liquidação de Diferenças - PLD). O PLD é uma variável muito volátil e muito dependente das afluições que chegam nas principais bacias hidrográficas do SEB [Costa et al., 2009]. Assim, cada empresa deve decidir como será a participação de cada tipo desses contratos em seu portfólio.

## 1.1 Motivação

Ao negociar um contrato de venda de energia, o agente vendedor estará sujeito a diversos riscos como risco de preço e de produção hidrelétrica, risco de crédito do agente comprador, riscos regulatórios, dentre outros. Dessa maneira, uma análise de risco deve ser realizada de forma a evitar perdas, pois assim como os lucros são apropriados por esses agentes de mercado, eles também devem arcar com os prejuízos resultantes de suas decisões. Particularmente no Brasil, as possibilidades de grandes perdas ficaram patentes para os geradores hidráulicos no racionamento de energia ocorrido em 2001. Com grande aumento nos PLDs ocorrido nas últimas semanas de janeiro de 2008 e em 2012, essas perdas também ocorreram no segmento de comercialização, onde algumas comercializadoras de energia tiveram grandes perdas.

Considerando esses fatores, as empresas de energia elétrica passaram a avaliar a celebração de contratos não só em termos de volume e preço negociados, mas também considerando os prejuízos que podem ocorrer ao assumir novas posições de venda. Dessa maneira, cada agente participante do mercado adota uma estratégia de venda ou de compra. Grande parte dos agentes geradores

procuram garantir uma parcela de sua receita, negociando a maior parte de sua energia disponível em contratos firmes de longo prazo e reservam uma parte dessa energia para cobrir eventuais riscos de curto prazo, relacionados ao volume de entrega ou ainda auferir ganhos de curto prazo aproveitando momentos de elevação do PLD. Assim, cada empresa deve decidir como estruturar o seu portfólio de contratos, de forma a tentar maximizar a sua receita e minimizar os riscos a que ela está exposta.

Nesse contexto, é importante que os participantes do mercado de energia (geradores, comercializadoras, clientes livres e distribuidoras) sejam capazes de elencar, e até mesmo quantificar, as incertezas que podem impactar seu negócio principal. O monitoramento dessas incertezas pode criar oportunidades de negociações que melhorem o resultado global da empresa.

O gerenciamento de riscos pode ser definido como sendo o processo em que uma empresa procura atingir o balanço entre risco e retorno, definindo uma estratégia de alocação de contratos ou ativos [Liu et al., 2006]. Dessa maneira, surge a necessidade da criação de um modelo ou aplicação que auxilie o gerente de energia das empresas no controle desses riscos associados ao processo de comercialização de energia no SEB. Esse modelo deve ser capaz de definir uma estratégia de decisão de compra e venda de contratos pertencentes à parte gerenciável dessa carteira, criando um controle sobre a receita e o risco esperados. Além da definição dessa nova carteira, o modelo deverá ser capaz de apresentar análises quantitativas da atual posição do portfólio de contratos da empresa. Uma ampla revisão sobre avaliação e modelo de riscos nos mercados de energia foi feita por Dahlgren et al., 2003.

Este trabalho está dividido em cinco capítulos. Nesse primeiro capítulo serão expostos os objetivos, motivação e uma revisão bibliográfica sobre o tema.

No segundo capítulo serão descritos os principais aspectos e particularidades do setor elétrico brasileiro e proposto um modelo para sua representação matemática.

No terceiro capítulo serão descritos os métodos de otimização utilizados para a solução do problema proposto.

No quarto capítulo serão apresentados os resultados da aplicação das técnicas de otimização propostas anteriormente, no modelo matemático que representa a dinâmica das regras de comercialização do SEB. As conclusões, bem como algumas propostas para futuros trabalhos serão expostas no quinto capítulo.

## 1.2 Objetivos

O objetivo principal desse trabalho é propor uma metodologia que auxilie à tomada de decisão, no tocante a realização de contratos de venda de energia, de uma empresa de energia elétrica inserida no mercado brasileiro de energia. Essa metodologia é capaz de avaliar o risco e o retorno desse novo portfólio de contratos proposto.

Este trabalho tem como objetivo secundário propor e validar um algoritmo de otimização capaz de lidar com o problema de maximização de receita e minimização de risco. Para tal também será definida uma medida de risco a ser considerada na sua avaliação.

Dessa maneira, será criado um modelo computacional que deverá representar as regras e condições comerciais envolvidas no processo de comercialização. Esse modelo irá possuir uma métrica de risco, que será utilizada para sua mensuração, e também terá uma estratégia de otimização, que irá definir os pontos de máxima receita e mínimo risco de uma carteira de contratos. Esse modelo será utilizado como uma ferramenta de auxílio à tomada de decisão no tocante às operações de compra e venda de energia no SEB.

### 1.3 Metodologia

O trabalho aqui proposto estende uma medida de risco que será detalhada na seção 2.5. Essa medida irá mensurar o risco de perda de receita da empresa, considerando cenários em que os portfólios de contratos possuem incertezas nos volumes contratados. Essas incertezas são inseridas pelas flexibilidades características de cada tipo de contrato e influenciam nas definições de risco e estratégia de otimização a serem utilizadas.

Para ilustrar as operações de venda de energia, neste trabalho, iremos considerar um agente de geração de energia que iremos chamar de Genco. Genco possui apenas usinas hidrelétricas e todas elas estão situadas no submercado sudeste.

Primeiramente, serão definidos alguns tipos de contratos que serão negociados por Genco. Esses contratos possuirão algumas flexibilidades contratuais de preço e de volume, além de incertezas inerentes a cada tipo de contrato, que serão detalhadas no capítulo 2.

A seguir serão definidos o modelo computacional que será desenvolvido para representar as regras de mercado e a técnica de otimização que irá ser utilizada por esse modelo. Esse modelo de otimização será aplicado para a avaliação de uma carteira de contratos já existente e será capaz de propor algumas alternativas ótimas de contratação, que aumente a receita e reduza o risco do portfólio de contratos já existentes na Genco. Assim, todos os novos portfólios propostos pelo modelo serão melhores que o portfólio existente.

As projeções das variáveis que impactam na simulação das regras de mercado serão retiradas dos resultados do modelo de otimização Newave. Assim, os cenários de geração hidrelétrica, PLD e racionamento utilizadas por este trabalho, são as variáveis resultantes da otimização realizada pelo modelo Newave das 2.000 séries sintéticas de aflúências por ele criadas. No modelo simplificado aqui desenvolvido, essas são as variáveis da operação do SEB que causam impacto na receita de um gerador hidrelétrico.

Uma vez definido o modelo matemático e os cenários de projeções que serão utilizados para definir o espaço factível do problema, esse trabalho irá utilizar uma nova metodologia proposta para

a utilização do método de otimização elipsoidal, que trata o problema multiobjetivo diretamente, sem transformá-lo em um problema escalar.

Esse foi o método escolhido para tratar o problema proposto, pois, apesar de o problema apresentar uma formulação linear equivalente, o número de variáveis e restrições da formulação linear é muito elevada, dificultando a aplicação de métodos lineares tradicionais. O método elipsoidal aplicado de forma multiobjetivo, trata o problema original, com variáveis e restrições reduzidas.

Através do método aqui utilizado, a fronteira eficiente, que contém os pontos ótimos do problema estudado, será construída de forma uniforme e irá possuir os pontos extremos da solução, ou seja, a solução de máxima receita e a solução de mínimo risco.

Serão utilizados dados reais para motivar melhorias das técnicas de otimização e decisão multiobjetivo.

## 1.4 Revisão da Literatura

Antes mesmo do início da desverticalização e liberalização ocorrida no setor de energia elétrica no mercado brasileiro em 2004, [Granville et al., 2003](#), propõe um sistema integrado para a avaliação de riscos no mercado de energia elétrica que procura auxiliar uma empresa de geração na decisão de investimentos e contratação de energia.

Em um trabalho recente, [Lobato et al., 2008](#), estudou o impacto na receita de uma empresa geradora de energia elétrica, ao adicionar um contrato de venda de energia em um portfólio atual. Essa análise, inclui não somente o retorno esperado, mas também a medida de risco associada ao mesmo. O risco foi medido considerando o P@R (do inglês *profit-at-risk* - lucro em risco) e o eP@R (*extreme P@R*). Essas duas métricas de risco utilizadas foram baseadas nas definições de VaR (do inglês *value-at-risk* - valor em risco) e CVaR (*conditional VaR*).

O VaR, é uma medida que tenta resumir, em apenas um número, qual o risco de perda de valor uma empresa está sujeita, devido a variações ou flutuações de preços [[Jorion, 2006](#)]. Ela é uma medida de risco oriunda do mercado financeiro e é uma das mais utilizadas para a mensuração do risco pelas instituições desse mercado. Vale notar que, o VaR considera que a atual posição de contratos da empresa pode ser liquidada a qualquer momento.

[Strickland, 2012](#), realizou um estudo onde cita algumas desvantagens de se utilizar essa medida de risco em mercados de energia. Como por exemplo, o VaR é definido apenas pelas variações de preço. No caso dos mercados de energia, outras variáveis, como a incerteza na geração e em seus custos, são tão importantes quanto o preço de curto prazo.

No caso do mercado de energia, que é o foco deste trabalho, a medida de risco que será utilizada deverá mensurar a perda de receita que uma empresa geradora de energia pode estar

sujeita, devido às incertezas do preço de curto prazo, da geração hidráulica no sistema e outras variáveis importantes para o atendimento à demanda.

Segundo [Oliveira, 2009](#), quatro propriedades são exigidas de qualquer medida proposta para medir o risco: monotonicidade, invariância sobre translações, homogeneidade positiva e subaditividade (convexidade). Essas propriedades também são conhecidas como os axiomas básicos das medidas de risco. Ainda segundo [Oliveira, 2009](#), essas medidas de coerência surgiram através de observações do comportamento dos investidores, levando em consideração a teoria das preferências. Após a definição dessas características, diversas maneiras de mensurar o risco de uma carteira surgiram ao longo do tempo.

Apesar de ser a medida de risco mais utilizada pelas instituições do mercado financeiro, o VaR falha em um dos axiomas básicos das medidas de risco; ele não possui a propriedade da convexidade, onde a soma das medidas de risco dos ativos considerados individualmente deve ser sempre maior ou igual à medida de risco da carteira. Nesse sentido, o CVaR (ou *expected shortfall*) passou a chamar a atenção dos analistas, pois ele possui as quatro propriedades que definem as medidas de risco.

Em [Rockafellar and Uryasev, 2000](#), é proposta uma metodologia para a linearização e otimização do CVaR sem a necessidade do cálculo prévio do VaR. Nesse trabalho, o VaR é apenas um resultado da metodologia proposta e não uma variável necessária para o cálculo do CVaR. Com essa metodologia proposta, novos trabalhos foram desenvolvidos com o uso do CVaR.

[Aguiar, 2008](#), em sua tese de doutorado, considera funções de utilidade para mapeamento das possíveis decisões em cada período. Em seu trabalho, são propostas formulações alternativas aos métodos de função de utilidade clássicos para problemas multi-período. Ele mostra que, se a função de utilidade é modelada linear por partes, o problema gerado pode ser resolvido com técnicas de programação linear inteira mista. Dessa forma, ele mostra que existe uma conexão entre as funções de utilidade e problemas de maximização da renda esperada, sujeita a restrições do tipo VaR e CVaR.

Uma das formas de se gerenciar o risco é definir limites para o  $eP@R$  ou até mesmo procurar minimizar a variância da receita esperada [[Chan et al., 1999](#)]. Outra opção é a gerência por metas. Gerenciar risco por metas considera valores alvos para a receita esperada e para a métrica de risco utilizada.

[Fonseca, 2009](#), estudou como a sazonalização da energia assegurada de uma pequena central hidrelétrica (PCH) pode interagir com o perfil de geração de energia de uma usina térmica que utiliza a biomassa como combustível (usualmente essas usinas geram energia apenas na safra, ou seja, nos meses de março a outubro), de forma a maximizar o ganho de ambos os empreendimentos. Para calcular a receita esperada e o risco associado a esse portfólio, [Fonseca, 2009](#), propôs contratos de longo prazo que representam 95% da garantia física da PCH e a métrica de risco utilizada foi o CVaR. No entanto, [Fonseca, 2009](#), utilizou um valor fixo de aversão a risco, que representa 15%

da receita esperada tratando o problema como um problema de apenas um objetivo.

Para estudar como o risco e a receita esperada podem se relacionar no setor elétrico brasileiro, um modelo para a definição da sazonalização da energia de um gerador, que possui apenas UHEs no seu portfólio de oferta de energia e de contratos de compra de energia de uma empresa distribuidora de energia foi proposto em [Sokei, 2008](#); [Sokei et al., 2009](#). Em ambos os trabalhos a métrica de risco utilizada foi o VaR com um intervalo de confiança de 95%.

O método desenvolvido por esses trabalhos buscou definir perfis de sazonalização de forma a reduzir o risco de exposição no mercado de curto prazo da empresa geradora [[Sokei et al., 2009](#)] e da empresa de distribuição de energia, [[Sokei, 2008](#)]. No entanto, a função objetivo foi tratada de forma a contemplar a soma ponderada por pesos da receita esperada e do risco. Nesse trabalho, foi realizada a construção da fronteira Pareto alterando os valores desses pesos. Para encontrar o ponto ótimo do problema, foi desenvolvida uma estratégia de otimização baseada em algoritmos genéticos.

[Simões and Gomes, 2011](#), tratou o problema de sazonalização da energia de uma PCH buscando mensurar e controlar o risco e a receita esperada, utilizando a medida ômega trabalhando juntamente com restrições de VaR. A inclusão da restrição VaR se mostrou importante para distribuir melhor a energia durante os meses do ano. Com a utilização apenas da medida ômega, o modelo de otimização alocou energia onde, na média, os PLDs eram mais elevados. Além disso, o modelo descrito nesse trabalho não levou em consideração os cenários de geração hidráulica ao longo das séries simuladas.

Segundo [Castro and Baidya, 2009](#), a medida ômega leva em consideração todos os momentos da distribuição de retornos dos ativos, não se restringindo ao cálculo de apenas 2 momentos (média e variância). Na prática, a medida ômega atribui pesos para toda a distribuição de probabilidades de uma função, baseados na probabilidade de ocorrência desses eventos.

[Santos et al., 2012](#), desenvolveu um modelo que simula as regras de comercialização de energia do SEB, para calcular qual seria a sazonalização ótima da sobra de energia de uma empresa que possui apenas usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Foi utilizado o eP@R como métrica de risco e aplicados métodos de otimização determinísticos e multiobjetivo para resolver o problema proposto.

Para a análise e a mensuração do risco, metodologias de análise de risco devem ser utilizadas pela empresa. [Arfux, 2004](#), introduz algumas metodologias para essa avaliação, que tiveram origem no setor financeiro e, após alguns anos de aplicação, foram adaptadas para o setor elétrico. Para o desenvolvimento do seu trabalho, [Arfux, 2004](#), se baseou na teoria de portfólios de Markowitz [[Markowitz, 1952](#)] para determinar a composição ótima de uma carteira de contratos de venda de energia. Nesse caso, foram considerados contratos de curto prazo, contratos bilaterais e também foram inseridos instrumentos financeiros como contratos de opção.

[Liu and Wu, 2006](#), também se baseia na teoria de portfólios proposta por Markowitz para

formular um modelo de otimização de portfólios que pode ser resolvido através de programação quadrática. Nesse trabalho é proposta a utilização de um contrato livre de risco, de forma a melhorar a performance geral da carteira de contratos e, além disso, o modelo busca otimizar o percentual de cada tipo dos demais contratos propostos. [Liu and Wu, 2006](#), também considera contratos negociados em submercados diferentes na análise realizada.

Uma vez definida a metodologia de gerenciamento de risco a ser utilizada, é necessário definir como otimizar o par risco e retorno (receita). Usualmente, um aumento no retorno esperado agrava também a condição de risco a que uma empresa estará sujeita. A definição de qual a melhor composição da carteira, que garante um retorno maior para uma condição controlada de risco não é óbvia. Dessa maneira, este trabalho irá tratar esse par risco e retorno como uma função multiobjetivo, que busca aumentar o retorno reduzindo o risco.

Para solução de problemas de otimização com mais de um objetivo, [Ehrgott, 2005](#), sugere a utilização de métodos que alteram o problema original a ser resolvido, transformando-o em um problema com apenas um objetivo, ou alterando o peso dos objetivos ou transformando algum dos objetivos em restrições, dentre outras.

No método da soma ponderada, um vetor de pesos é adicionado à função objetivo, de modo a definir as preferências do decisor. Para o mapeamento da fronteira Pareto, os valores desses pesos vão ser alterados até que a definição desejada da fronteira seja encontrada [[Kim and de Weck, 2005](#)].

Nos métodos como o  $\epsilon$ -restrito ou híbrido, que faz uma associação entre o método da soma ponderada e o  $\epsilon$ -restrito, os objetivos são transformados em restrições e o valor dessas novas restrições são alterados de forma a mapear toda a fronteira. Uma das desvantagens desses métodos é o aumento na complexidade do problema. Para problemas com mais de dois objetivos, ao transformar os demais objetivos em restrições, o novo problema mono-objetivo criado poderá possuir uma região viável reduzida, e até mesmo inexistente, dependendo da forma de sua função [[Takahashi, 2007](#)].

[Fliege et al., 2009](#), propõe uma extensão do método de Newton para aplicações em funções multiobjetivo. Esse método proposto trabalha com funções continuamente diferenciáveis e estritamente convexa, como no método de Newton original. Nesse trabalho, o método de Newton é aplicado diretamente no problema multiobjetivo sem a necessidade de definir pesos ou alguma outra estratégia que transforme o problema em um problema escalar.

[Vieira and Lisboa, 2013](#), propõe uma estratégia de aplicação de métodos de exclusão de semi espaços diretamente em problemas multiobjetivos. Essa estratégia insere um problema auxiliar que identifica quais objetivos podem gerar os planos que irão ser utilizados como corte. As metodologias utilizadas por ela serão detalhadas na terceira seção.

Além da utilização dos métodos propostos acima, uma outra abordagem que pode ser utilizada é a otimização evolucionária [[Abraham et al., 2004](#); [Goldberg, 1989](#)]. A otimização evolucionária

procura criar ferramentas computacionais inspiradas na evolução dos seres vivos.

Teive et al., 2010, propõe a utilização de algoritmos genéticos para a maximização de receita de uma carteira de portfólios, sujeita a restrições de VaR e CVaR. Nesse trabalho, as métricas de risco são modeladas como restrições e são aplicadas técnicas de dominância para a seleção e montagem da fronteira Pareto.

A otimização evolucionária também foi utilizada para definir a sazonalização da energia assegurada de uma geradora [Sokei, 2008] e uma distribuidora [Sokei et al., 2009].

Guder, 2009, faz uso de algoritmo genético multiobjetivo incorporando como medida e avaliação de risco a teoria de Markowitz, o VaR e o CVaR. Nesse trabalho, todas essas métricas de risco foram utilizadas como um objetivo de minimização, em conjunto com o objetivo de maximizar o retorno esperado, construindo assim uma função com 4 objetivos. Foram avaliados diversos tipos de contratos para a composição do portfólio de contratos do agente em estudo.

A otimização multiobjetivo, proposta por este trabalho, será capaz de lidar com todos os aspectos descritos acima. Uma grande vantagem inserida por ela é a capacidade de gerar pontos em uma fronteira eficiente e permitir que a decisão de tratamento do problema seja realizado por um decisor ou um colegiado de decisores.

No trabalho aqui proposto, a otimização multiobjetivo é utilizada para auxiliar na definição dos tipos e volumes de novos contratos que a empresa Genco deverá realizar para melhorar a sua atual posição de receita e risco nos próximos 5 anos. Para tal, a aplicação da metodologia proposta por Vieira and Lisboa, 2013, será utilizada na otimização do problema matemático formulado. A métrica de risco considerada por este trabalho será o eP@R, como definido em Lobato et al., 2008. Com essas metodologias, será desenhada uma fronteira eficiente de forma a auxiliar na tomada de decisão da contratação de energia.



## Capítulo 2

# Modelo de Comercialização de Energia

Neste capítulo, serão descritos os principais aspectos e particularidades do SEB e um modelo para sua representação matemática.

O setor elétrico brasileiro pode ser classificado como um sistema hidrotérmico de grande porte com algumas particularidades. Entre as particularidades, está o fato de as grandes usinas hidrelétricas também possuírem grandes reservatórios com capacidade plurianual de armazenamento. Além disso, esses reservatórios se encontram em uma mesma cascata e pertencem a agentes diferentes, o que dificulta a operação individualizada e integrada do sistema.

O Brasil possui um sistema de despacho centralizado baseado na minimização dos custos. Atualmente o SEB é operado pelo ONS, que utiliza como base para a programação da operação os resultados determinados por uma cadeia de modelos de otimização.

Além disso, o PLD é calculado por áreas de preço, aqui chamadas de subsistemas, que são definidos por critérios técnicos. As restrições internas a esses subsistemas são gerenciadas por meio de despacho térmico fora da ordem de mérito de custo (*constrained-on*) que é remunerado através de encargos, rateado por todos os consumidores daquele subsistema.

### 2.1 A operação do Setor Elétrico Brasileiro

O SEB possui atualmente mais de 110.000 MW de potência instalada, dos quais os aproveitamentos hidrelétricos correspondem a mais de 70%. Esses aproveitamentos estão distribuídos em todo o território nacional; formam diversas cascatas em diversos rios e bacias que possuem regimes hidrológicos distintos e são de propriedade de diferentes agentes de mercado. Além disso, grande parte desses aproveitamentos possui capacidade de regularização, ou seja, conseguem armazenar energia no período chuvoso e gastá-la no período seco, caso seja necessário [ONS, 2013].

A demanda de energia do sistema elétrico brasileiro é de aproximadamente 60.000 MW-médios. Assim, seria possível atender toda a demanda gerando essa energia através apenas das UHs.

No entanto, essa fonte de energia é dependente do período chuvoso de cada bacia hidrográfica, criando assim a necessidade de uma complementação de diferentes fontes de geração de energia como as usinas eólicas, as usinas termelétricas que utilizam como combustível o gás, o carvão, o bagaço de cana, o urânio, dentre outros combustíveis e outros tipos de usinas.

Devido à sua grande extensão, o SEB não possui linhas de transmissão suficientes para transmitir energia de uma região para a outra livremente. Assim, foram definidos quatro submercados (ou subsistemas) para o planejamento da operação e comercialização de energia. São eles: Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul, Nordeste e Norte [CNPE, 2011]. Apesar de o nome similar ao nome das regiões geograficamente definidas no país, as regiões eletro-energéticas definidas anteriormente não são idênticas às regiões geográficas de mesmo nome. A [Figura 2.1](#) mostra a distribuição das regiões e subsistemas.



Figura 2.1: Os 4 Subsistemas do Sistema Elétrico Brasileiro

Entre os subsistemas, existe um limite físico de transmissão de energia definido por critérios de estabilidade elétrica e critérios físicos das linhas de transmissão, que interligam os estados brasileiros. Dessa maneira, o SEB possui preços de curto prazo que podem ser diferentes em cada subsistema, caso os limites de transmissão sejam atingidos na programação da operação.

Internamente a esses subsistemas, se considera que a transmissão de energia é realizada de forma livre, sem nenhum limite de transmissão interno. Caso fisicamente exista uma restrição de transmissão dentro de um dos subsistemas, a carga é atendida através de uma geração fora da ordem de mérito de custo. Usualmente, uma usina termelétrica faz esse papel. O custo adicional gerado por esse despacho é rateado entre todos os agentes de consumo do subsistema em que ocorreu essa restrição.

Com a configuração descrita acima, a operação das grandes usinas hidrelétricas é determinada pelo ONS, através da utilização de modelos matemáticos de otimização denominados Newave e Decomp [BRASIL, 2008]. A função objetivo desses modelos é minimizar os custos de operação imediato e futuro, otimizando a geração nas usinas hidrelétricas e aproveitando as sinergias entre os diversos regimes hidrológicos das bacias e a troca de energia entre os períodos chuvoso e seco. O despacho das termelétricas e demais usinas é definido com base nessa decisão de geração hidrelétrica de forma a atender toda a demanda do sistema brasileiro inserida nesses modelos.

O modelo Newave é utilizado para o planejamento da operação; trata as UHEs agrupadas por subsistema através de um modelo equivalente e possui estágios mensais. Ele é considerado um modelo de longo prazo (5 anos). Já o modelo Decomp é utilizado para a programação da operação; trata as UHEs de forma individualizada; possui estágios semanais no primeiro mês, e mensais a partir do segundo mês e é considerado um modelo de médio/curto prazo (2 meses). A programação da operação da semana seguinte, bem como o PLD válido para essa semana, são calculados através do modelo Decomp.

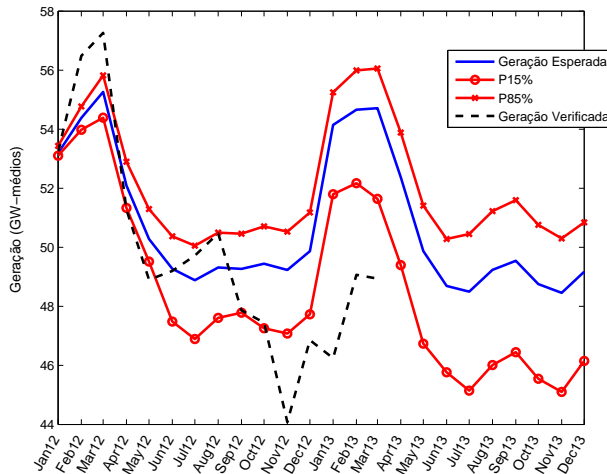
Ambos os modelos utilizam como dados de entrada as características das usinas do SEB (térmicas e hidráulicas). Possuem um modelo para geração de cenários de afluência, um cenário de projeção de demanda, limites de intercâmbio entre os subsistemas, custo de déficit de energia, algumas restrições operacionais, dentre outras. Eles também compartilham da mesma modelagem matemática para a solução do problema de otimização: a programação dinâmica dual estocástica (PDDE) [Pereira and Pinto, 1991].

Através da PDDE, o modelo Newave constrói uma política de operação, com base na atual configuração de usinas no SEB, na expectativa de expansão da oferta e da demanda, já definida para o planejamento da operação, nas afluências passadas, nos atuais níveis de armazenamento e na previsão de afluências para os períodos futuros. Com essas informações, o modelo constrói uma função de custo futuro, que representa qual a variação do custo futuro em relação ao volume armazenado e as afluências futuras. O custo imediato é representado pelo atual custo do despacho de termelétricas e de um possível déficit de energia. CEPEL, 2010 apresenta a relação dos parâmetros utilizados para o cálculo dessa política.

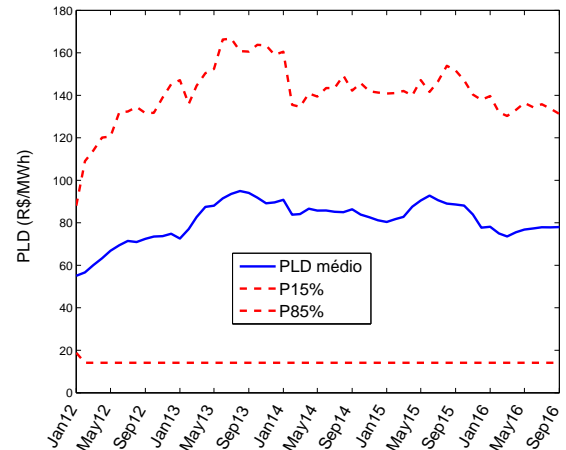
Após a definição dessa política de operação, o modelo Newave faz uma simulação final considerando 2.000 cenários de afluências para um horizonte de 5 anos. Essas séries de afluências são séries artificiais criadas com base nas séries do atual histórico de afluências, utilizando um modelo auto-regressivo de ordem 6 ( $par(p), p = 6$ ) [CEPEL, 2010]. É com base nessas séries artificiais que iremos definir os cenários de geração hidrelétrica e preço de curto prazo para o estudo deste trabalho.

Para ilustrar esses cenários gerados pelo modelo Newave, a Subfigura 2.2a apresenta alguns cenários de geração hidrelétrica calculados pelo modelo, tendo como base as informações disponíveis em janeiro de 2012. O valor esperado e os percentis P15% e P85% de geração nas grandes hidrelétricas de todos os quatro subsistemas no biênio de 2012 a 2013 são apresentados.

Já a [Subfigura 2.2b](#) apresenta alguns cenários do preço de curto prazo para o período de 2012 a 2016. Nessas figuras podemos observar como a geração das hidrelétricas, e conseqüentemente o PLD, pode variar dentro de um mesmo mês devido ao impacto da previsão de aflúências.



Subfigura (a) Expectativa de Geração Hidráulica Determinada pelo Modelo Newave



Subfigura (b) Expectativa de PLDs para o Subsistema Sudeste

Figura 2.2: Cenários de Saída Determinados pelo Modelo Newave

## 2.2 A Comercialização no Setor Elétrico Brasileiro

Em [BRASIL, 2004a](#), é instituído que todos os agentes de mercado devem possuir 100% dos seus contratos de venda lastreados em contratos de compra ou garantia física de usinas. Além disso, todo o consumo deve estar lastreado em contratos de compra ou auto-produção de energia. No Brasil, o lastro que permite a venda de um contrato de energia não é a geração física de cada usina, mas sua garantia física<sup>1</sup>. A garantia física de cada usina é calculada conforme metodologia descrita em portarias do Ministério de Minas e Energia (MME) [[MME, 2008](#)] e é um certificado que garante um montante de energia que uma determinada usina pode comercializar por toda sua operação comercial.

A CCEE é a entidade responsável pela contabilização mensal e liquidação das diferenças de todo o SEB. A contabilização é um evento mensal onde, em cada semana operativa, são contabilizados os contratos de compra, venda e a geração das usinas de cada agente participante do mercado. As diferenças entre a energia consumida e a contratada por cada agente é valorada ao PLD, onde cada agente é credor ou devedor, dependendo da sua posição mensal final. A contabilização é baseada nas regras de comercialização que são aprovadas anualmente pela ANEEL e estão disponíveis para consulta no website da CCEE [[CCEE, 2013](#)].

As operações realizadas no âmbito da CCEE são contabilizadas e liquidadas de forma multi-

<sup>1</sup> Existem algumas exceções que são aplicadas em certas usinas termelétricas, eólicas e pequenas centrais hidrelétricas.

lateral, não havendo indicação de parte e contraparte. Um agente em posição credora recebe seu crédito de todos os devedores do mercado, e não de um agente devedor específico. Em contrapartida, um agente devedor efetua o pagamento a todos os credores e não especificamente a um ou outro agente credor.

A liquidação financeira é realizada mensalmente pela câmara de comercialização e marca o momento de pagamento e recebimento dos débitos e créditos apurados pelo processo de contabilização [CCEE, 2013].

No processo de contabilização mensal realizado pela CCEE, a energia utilizada para a verificação do volume disponível para venda em cada usina é a garantia física. No entanto, existe o processo de sazonalização, em que o agente de geração define uma alocação mensal para a sua garantia física distribuindo-a ao longo do ano. E ainda, existe o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que é um mecanismo criado para o compartilhamento do risco hidrológico entre as usinas participantes. Esse processo e esse mecanismo, buscam reduzir a exposição do agente gerador aos preços de curto prazo.

### 2.2.1 Sazonalização

O processo de sazonalização de energia é um processo anual e ocorre, usualmente, no final do ano civil anterior ao ano que terá sua energia sazonalizada. Assim, em dezembro de 2011 ocorreu o processo de sazonalização de energia para todo o ano de 2012. Cada agente gerador deve possuir uma estratégia para sazonalizar (alocar) seus recursos (garantia física e contratos de compra) para o ano seguinte.

A energia sazonalizada mensalmente é a base utilizada para a realização da liquidação das diferenças no mercado de curto prazo pela CCEE. A [Figura 2.3](#) ilustra o perfil de sazonalização realizado por todas as usinas participantes do MRE para o ano de 2012, comparada com o perfil de consumo esperado para toda carga do SEB para esse mesmo período.

Conforme pode ser observado na [Figura 2.3](#), o processo de sazonalização é importante para que cada agente gerador controle sua exposição ao risco. É esperado que um agente avesso ao risco procure alocar a maior parte de sua garantia física já comprometida com contratos, utilizando o mesmo perfil de consumo do seu cliente consumidor. Com essa estratégia conservadora, ao alocar a sua energia com o mesmo perfil do consumo de seus clientes, o agente gerador, provavelmente, não ficará exposto aos preços de curto prazo.

No entanto, uma sazonalização diferente pode ser realizada com fins de se obter uma receita adicional, tendo como contrapartida um aumento do seu risco. Ao alocar a maior parte de sua energia em meses onde se espera um PLD mais elevado, esse agente busca uma exposição positiva no curto prazo em meses de PLDs mais elevados e uma exposição negativa em meses de PLDs mais baixo. Assim, o resultado financeiro final desse processo pode ser maior, se comparado ao

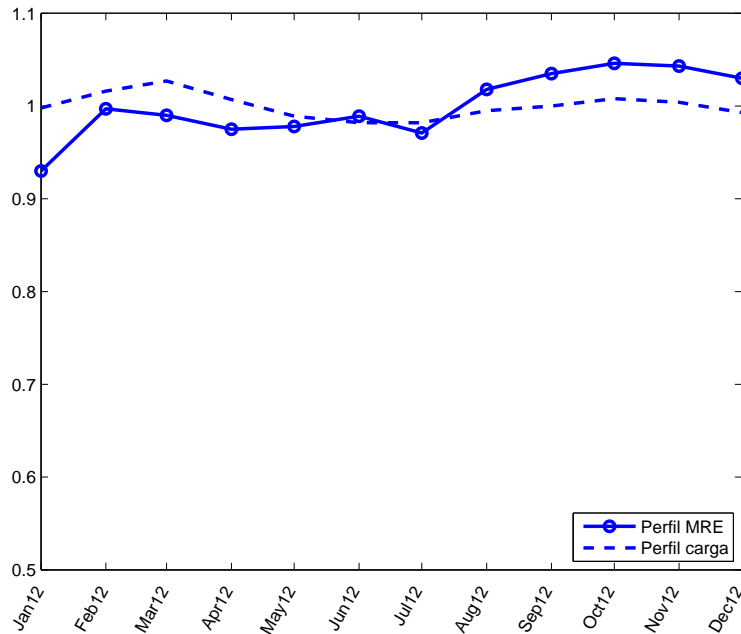


Figura 2.3: Perfil de Sazonalização do MRE e do Consumo da Carga

resultado de uma sazonalização pelo perfil do consumo.

Apesar de, usualmente, os novos contratos de compra ou de venda de energia serem negociados para períodos maiores que um ano, a consideração da sazonalização é importante, pois com ela são definidos os ganhos e perdas em cada um dos meses desses anos de contrato. Nesse trabalho, iremos adotar uma sazonalização fixa e definida conforme os perfis apresentados na [Figura 2.3](#), tanto para a oferta quanto para a demanda de energia. No entanto, estudos sobre a variação desse perfil não será o foco desse trabalho.

A garantia física sazonalizada mensalmente pelo agente é dada por  $eassAGT_m$ , onde  $m$  representa o mês em estudo.

### 2.2.2 Mecanismo de Realocação de Energia - MRE

Para garantir a entrega da energia contratada, a energia não precisa ser necessariamente gerada em uma das usinas do agente de geração. Para o caso das grandes usinas hidrelétricas, foi criado o MRE. Conforme já descrito anteriormente, esse mecanismo foi criado para compartilhar o risco hidrológico entre as usinas participantes desse mecanismo. Obrigatoriamente todas as UHEs que possuem seu despacho centralizado pelo ONS e PCHs que o solicitam sua adesão participam desse mecanismo.

O MRE é um mecanismo contábil aplicado pelas regras de mercado da CCEE. O seu funcionamento assegura que, caso toda a geração verificada nas usinas participantes do MRE seja maior ou igual à garantia física sazonalizada dessas usinas, todas as usinas participantes desse

mecanismo irão receber a sua garantia física sazonalizada total naquele período. Ou seja, as usinas hidrelétricas que geram acima de sua garantia física cedem energia<sup>2</sup> às usinas hidrelétricas que geraram abaixo, fazendo assim a composição de um condomínio virtual de compartilhamento do risco de volume das hidrelétricas.

Da relação entre a geração efetiva e a garantia física sazonalizada de todas as usinas participantes do MRE, surge um fator de escala chamado de GSF (do inglês “*Generation Scaling Factor*”). Assim, o GSF é definido como sendo o fator de ajuste da garantia física das usinas do MRE. A formulação desse fator é dada pela equação

$$gsf_{s,m} = \frac{ghTOT_{s,m}}{eassTOT_m} \quad (2.1)$$

onde os índices  $s$  e  $m$  representam o cenário e o mês, respectivamente,  $eassTOT_m$  é a garantia física sazonalizada mensalmente de todas as usinas participantes do MRE,  $ghTOT_{s,m}$  é a geração hidráulica de todas as usinas participantes do MRE, para cada cenário e cada mês de geração.

Como esse compartilhamento de risco só protege os participantes na medida em que há geração hidráulica suficiente para atender às garantias físicas de todas usinas, caso a geração do conjunto de todas as usinas não seja suficiente para atingir o nível de energia assegurada do conjunto, o recurso alocado a todos os geradores será reduzido proporcionalmente à geração física real total. Nesse caso, haverá um compartilhamento da exposição sistêmica. A [Figura 2.4](#) ilustra como seria esse compartilhamento de exposição.

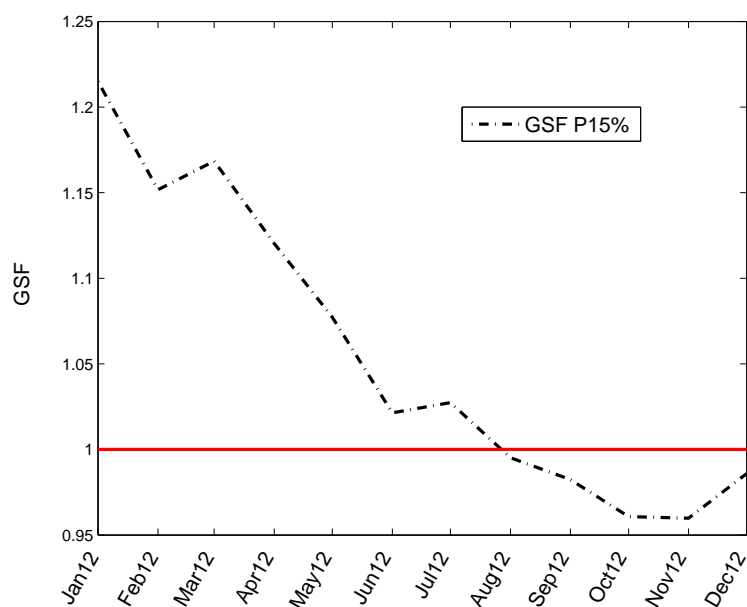


Figura 2.4: Expectativa de GSF para o Cenário de Geração P15%

No apresentado pela [Figura 2.4](#), nos meses de janeiro a julho, o GSF acima da unidade

<sup>2</sup>Na verdade as usinas que recebem essa energia devem pagar para as usinas que cederam, a Tarifa de Energia de Otimização, que representa o custo médio de operação das usinas hidrelétricas participantes do MRE. Para o ano de 2012 esse valor foi de R\$ 9,58/MWh.

garante um pleno atendimento à garantia física alocada das usinas do mecanismo de realocação de energia. No entanto, de agosto a dezembro a ocorrência de uma geração abaixo da garantia física sazonalizada gera uma exposição no curto prazo, para todas as UHEs participantes do MRE.

Assim, o risco da entrega é similar ao que ocorre em outros países, com a particularidade de que, aqui, um déficit de recursos depende de um déficit de todas usinas, e não apenas das usinas do próprio gerador. Então, da mesma forma, um gerador hidráulico deve avaliar a impossibilidade de entrega da energia vendida em certas situações. Se isso ocorrer, haverá exposição ao preço de curto prazo que, nesses momentos de escassez hidráulica, é alto devido ao despacho das usinas térmicas.

Para o caso das demais usinas termoeletricas não serem despachadas, elas ficam expostas ao preço de curto prazo. No entanto, como o PLD representa o custo marginal de operação do sistema, ele sempre será menor ou igual ao custo de combustível para o despacho dessas usinas. Assim, para os empreendedores termoeletricos, sempre será economicamente mais vantajoso o não despacho de sua planta, até que o PLD seja maior ou igual ao seu custo de combustível.

### 2.2.3 Premissas para a Comercialização de Energia

No planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro, é levado em consideração uma projeção de demanda feita por todos os agentes de consumo para os próximos 10 anos. Anualmente, a EPE publica um estudo onde é feito o planejamento da expansão do SEB, o Plano Decenal de Energia (PDE). Assim, o SEB é dimensionado para atender toda a sua demanda de energia, com alguma sobra estrutural, de forma a evitar falta de suprimento em condições hidrológicas desfavoráveis.

Para o planejamento da operação, é considerada a projeção de demanda para os próximos 5 anos e a oferta de energia já negociada em leilões de energia ou que se encontram em fase de construção. O atual balanço estrutural de energia calculado em janeiro de 2012 pode ser visto na [Figura 2.5](#). Nela, podemos observar que as condições de atendimento do SEB está bem equacionada para os próximos 5 anos. É com base nessa relação de oferta e demanda que as negociações de comercialização de energia são realizadas e os preços de curto prazo calculados.

Na [Figura 2.6](#) são apresentados os valores históricos de PLD no SE/CO, para os anos de 2010 a 2012.

No ano de 2010 na [Figura 2.6](#), pode-se perceber qual seria o perfil normal dos preços de curto prazo do SEB, onde os menores preços estão na estação chuvosa e os maiores preços na estação seca. Esse comportamento, no entanto, não é óbvio nos demais anos devido à falta de chuvas e a outros fatores que não serão abordados por esse trabalho. Dessa maneira, a avaliação do desempenho dos portfólios em cenários não semelhantes, se torna importante para capturar os impactos conjunturais que podem influenciar o PLD.

Pelas [Figura 2.3](#) e [Figura 2.6](#), podemos observar que vários dos agentes geradores tende a



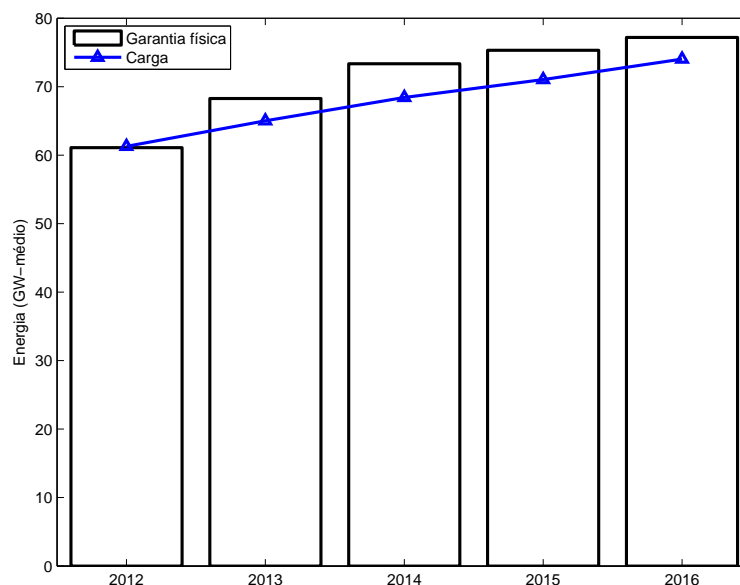


Figura 2.5: Balanço Estrutural de Energia (2012-2016)

alocar uma maior parte de sua energia disponível para venda, próxima ao período onde ocorre a estação seca da região sudeste, que ocorre entre abril e novembro de cada ano. Na estação seca, é esperado que o preço de curto prazo seja mais elevado. Ao adotar essa estratégia, o agente não leva em consideração o perfil de carga que deve ser atendida pela sua energia alocada, gerando um risco adicional, pois os meses de preços mais elevados podem ter um despacho maior de usinas termoeletricas e, conseqüentemente, menor geração de hidrelétricas. Dessa maneira, o GSF desse mês será reduzido e, conseqüentemente, a energia alocada dos geradores do MRE também.

É importante notar aqui que o fator GSF é calculado para todas as usinas participantes do mecanismo de realocação de energia. Assim, a forma como cada agente aloca sua garantia física no processo de sazonalização anual, pode impactar a receita esperada e o risco dos demais agentes. Dessa maneira, para fins de simplificação, este trabalho irá utilizar, como perfil de sazonalização para as usinas do MRE, o mesmo perfil de sazonalização do mercado adotado no conjunto de dados disponibilizado pela câmara de comercialização.

## 2.3 Descrição do Problema

O modelo Newave, além de ser utilizado para o cálculo do PLD, realiza a otimização da operação do SEB para 2.000 cenários sintéticos de aflúncias. Dessa maneira, para esses cenários, também é fornecida como saída a geração de energia, o PLD, o déficit de energia, o intercâmbio de energia entre os subsistemas, dentre outras informações da otimização que o modelo realiza para cada uma dessas 2.000 séries. As metodologias desse modelo não serão abordadas por este trabalho.

Com as informações das séries de aflúncias, o modelo Newave constrói cenários de geração

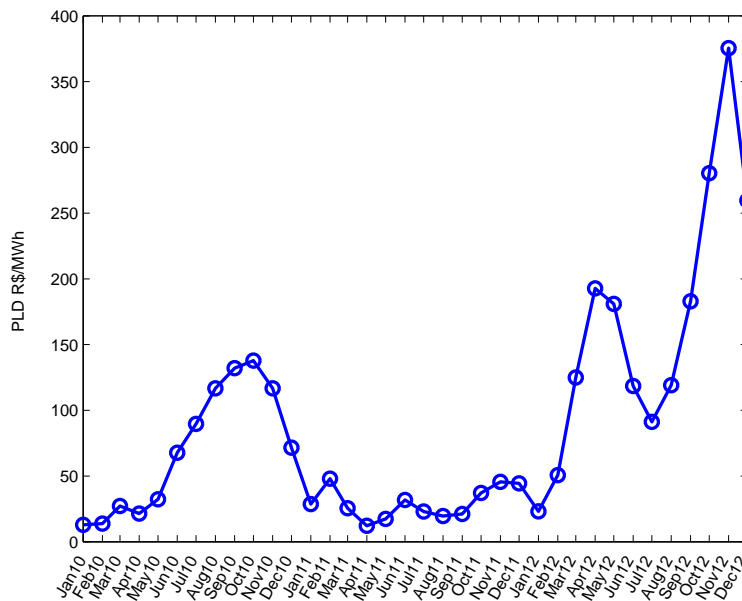


Figura 2.6: PLD Verificado no Submercado SE/CO Jan/2010 a Dez/2012

hidrelétrica e de PLD e com as projeções desses cenários, a criação de um modelo que simula as regras e os procedimentos de mercado do ambiente de comercialização brasileiro, é possível, dado um portfólio de contratos, calcular uma receita esperada e um risco associado a esse portfólio, utilizando esses cenários da operação do SEB gerados pelo Newave.

Como visto anteriormente, a operação e a comercialização de energia no SEB são realizadas em ambientes distintos. Dessa maneira, além das condições de operação determinadas através do Newave, é necessário adotar algumas premissas externas ao modelo, referentes ao processo de comercialização para o cálculo da receita esperada e seu risco associado. Essas premissas são relativas à sazonalização da energia feita pelos outros agentes do mercado (geradores e consumidores), os contratos de compra e venda de energia realizados e a garantia física total da empresa em estudo, além da definição dos tipos e características dos novos contratos que poderão ser objetos de contratos de longo e médio prazo.

Para o planejamento do estudo a ser realizado, podemos admitir que as variáveis referentes ao processo de sazonalização já são conhecidas, pois elas devem ser definidas e informadas pelos agentes em dezembro antes do início do próximo ano civil. No entanto, a geração hidráulica, geração térmica e o preço de liquidação de diferenças são variáveis definidas somente no decorrer do tempo, de acordo com a operação do SEB determinada pelo ONS, com o auxílio dos modelos de otimização. Assim, torna-se necessária a utilização dos cenários de previsão gerados pelo Newave para esse cálculo.

Na contabilização mensal, as variáveis que tratam da operação do sistema precisam ser relacionadas com as variáveis referentes ao processo de comercialização. Essa relação pode ser

vista nas equações

$$\begin{aligned} \text{secundaria}AGT_{s,m} &= \max(0, ghTOT_{s,m} - eassTOT_m) \times \left( \frac{eassAGT_m}{eassTOT_m} \right) \\ GF\_alocada_{s,m} &= eassAGT_m \times \min\{1, gsf_{s,m}\} \end{aligned} \quad (2.2)$$

onde os índices  $s$  e  $m$  representam o cenário e o mês, respectivamente,  $eassAGT_m$  é a garantia física sazonalizada mensalmente da empresa em estudo no submercado SE/CO,  $eassTOT_m$  é a garantia física sazonalizada mensalmente de todas as usinas participantes do MRE,  $gsf_{s,m}$  é o ajuste de garantia física para cada mês e série calculado pela [Equação 2.1](#),  $ghTOT_{s,m}$  é a geração hidráulica de todas as usinas participantes do MRE,  $GF\_alocada_{s,m}$  é a garantia física ajustada do agente e  $\text{secundaria}AGT_{s,m}$  é a energia secundária do agente em estudo.

A limitação do fator GSF deve ser aplicada, pois toda a geração verificada acima da garantia física sazonalizada não pode ser utilizada para a negociação de contratos. Essa geração adicional, conhecida como energia secundária, deve ser liquidada, ao PLD, no processo de contabilização e liquidação da CCEE.

A energia secundária ( $\text{secundaria}AGT_{s,m}$ ) representa o adicional de energia recebida pelo agente, quando as usinas do MRE são capazes de gerar acima da energia por eles sazonalizada. Deve ser observado que, neste trabalho será considerado que toda a energia secundária disponível no sistema será alocada no mesmo submercado onde se encontram as UHs da empresa em estudo. O GSF relaciona a geração das usinas do MRE e a energia por elas alocadas e é utilizado para definir o montante de garantia física alocado ( $GF\_alocada_{s,m}$ ) mensalmente para cada usina para a contabilização dos contratos de venda de energia.

A [Equação 2.2](#) é utilizada para a construção do cenário de comercialização mensal a que a empresa será submetida. É com base nos resultados dessa equação e a alocação dos novos contratos que a exposição aos preços do curto prazo serão definidas.

A receita de uma empresa geradora de energia pode ser advinda da comercialização de contratos para as distribuidoras no ACR, para clientes livres, comercializadoras e outras geradoras no ACL e da liquidação de curto prazo de sua geração de energia e de sua garantia física não comprometida com contratos.

Os contratos disponíveis para contratação, já existentes no portfólio e as contratações adicionais que são utilizados por esse trabalho, são classificados como: contrato firme, atrelado ao PLD, atrelado ao consumo do cliente, contrato de venda para distribuidoras (CCEAR) e *collar*. Esses contratos serão descritos na próxima seção.

Neste trabalho, de forma a evitar contratos de curto prazo que sofrem muita influência do preço de curto prazo, iremos utilizar apenas os contratos de médio ou longo prazo (duração superior a 12 meses) como uma opção na montagem do portfólio ótimo da empresa em estudo.

## 2.4 Formulação do Problema

Para este estudo, o objetivo é calcular qual a alocação ideal de cada tipo de contrato que consiga garantir a maximização da receita e uma menor exposição ao risco, para uma empresa geradora de energia no horizonte de 5 anos. Além da decisão de alocar algum tipo de contrato, a opção de não negociar contratos e, deixar a energia livre ser liquidada no preço de curto prazo, também é uma opção. Para este trabalho consideraremos que a empresa em estudo possui apenas usinas hidrelétricas participantes do MRE.

O portfólio de novos contratos resultado da decisão deve ser composto pelos contratos citados na seção anterior, sendo que não existe a obrigatoriedade de se contratar um volume mínimo de nenhum tipo de contrato.

De forma simplificada, a receita esperada para um agente pode ser separada em: receita proveniente com a venda de contratos já existentes, receita com a venda dos novos contratos definidos pelo modelo e a receita de liquidação de energia no mercado de curto prazo. A equação que define a receita esperada do agente é definida por

$$recAGT_{s,m} = rec\_cont\_EX_{s,m} + rec\_cont\_NV_{s,m} + resultCP_{s,m} \quad (2.3)$$

onde os índices  $s$  e  $m$  representam o cenário e o mês, respectivamente,  $recAGT_{s,m}$  representa a receita total do agente,  $rec\_cont\_EX_{s,m}$  representa toda receita obtida com os contratos já existentes,  $rec\_cont\_NV_{s,m}$  representa toda receita obtida com os novos contratos que serão definidos pelo modelo e  $resultCP_{s,m}$  representa o resultado de curto prazo da empresa em estudo.

A receita proveniente da liquidação de curto prazo  $resultCP_{s,m}$  é calculada mensalmente e depende do nível de contratação em cada mês para cada cenário. Neste trabalho, serão considerados apenas os recursos provenientes das usinas de Genco: não serão considerados contratos de compra de energia. Dessa maneira, os recursos mensais se resumem à garantia física alocada da empresa para cada cenário. Deve ser observado que essa receita pode se tornar uma despesa de curto prazo, caso o volume de vendas supere os recursos da empresa em um dado cenário. A equação que define a receita de curto prazo é dada por

$$resultCP_{s,m} = [(GF\_alocada_{s,m} - vol\_venda_{s,m}) + (secundaria_{s,m})] \times PLD_{s,m} \quad (2.4)$$

A receita proveniente de contratos já existentes  $rec\_cont\_EX_{s,m}$  no atual portfólio já é conhecida, a priori, pois ela está diretamente relacionada ao preço e ao volume negociados de cada contrato. No entanto, no caso da ocorrência de um racionamento no sistema, os contratos devem ser reduzidos nessa mesma proporção, o que gera uma redução dessa receita esperada. A ocorrência de um racionamento também reduz o montante dos novos contratos definidos pelo modelo de otimização. A redução dos contratos quando ocorre racionamento é definida pelo fator

$$reducont_{s,m} = \frac{deficit_{s,m}}{carga_m} \quad (2.5)$$

onde,  $deficit_{s,m}$  representa o montante da carga que teve que ser racionado e  $carga_m$  representa a carga do sistema para o mês que ocorreu o racionamento.

A formulação das receitas dos contratos novos e existentes é dada por

$$\begin{aligned}
 rec\_cont\_EX_{s,m} &= \sum_{c=1}^{tce} preço_c \times volume\_final_{s,m,c} \\
 volume\_final_{s,c,m} &= volume_{m,c} \times (1 - reducont_{s,m}) \\
 rec\_cont\_NV_{s,m} &= \sum_{cnv=1}^{tcn} preço\_NV_{cnv} \times volume\_final\_NV_{s,m,cnv} \\
 volume\_final\_NV_{s,m,cnv} &= volume_{m,cnv} \times (1 - reducont_{s,m}) \\
 vol\_venda_{s,m} &= \sum_{c=1}^{tce} volume\_final_{s,m,c} + \sum_{cnv=1}^{tcn} volume\_final\_NV_{s,m,cnv} \\
 tc &= tce + tcn
 \end{aligned} \tag{2.6}$$

onde o índice  $c$  representa os contratos existentes,  $cnv$  representa os novos contratos,  $tce$  representa a quantidade de contratos existentes,  $tcn$  representa a quantidade de novos contratos,  $preço_c$  representa o preço de cada um dos contratos existentes,  $volume$  é o volume original do contrato existente ou do novo contrato definido,  $volume\_final_{s,m,c}$  representa o volume final dos contratos existentes após o racionamento,  $volume\_final\_NV_{s,m,cnv}$  representa o volume final dos novos contratos após racionamento e  $vol\_venda_{s,m}$  representa o volume de vendas total do agente para um dado mês e cenário, já reduzido do racionamento.

Para o caso dos contratos já existentes, o tipo de cada contrato já é conhecido, mas o seu volume final irá depender das condições de flexibilidades estabelecidas em cada contrato. O volume a ser alocado em novos contratos para a composição do novo portfólio são as variáveis de decisão do problema de otimização a ser estudado.

A função objetivo que representa a maximização da receita esperada pode ser dada por

$$\begin{aligned}
 &\text{maximize } \frac{1}{2000} \sum_{s=1}^{2000} \sum_{m=1}^{60} recAGT_{s,m}(x) \\
 &\text{sujeito a} \\
 &\quad g(x) \leq 0
 \end{aligned} \tag{2.7}$$

onde as restrições de desigualdade ( $g(x)$ ) serão definidas na próxima seção.

Para o cálculo do risco, deve-se levar em consideração toda a carteira de venda de contratos, incluindo o volume dos novos contratos encontrados através do modelo de otimização. Caso a energia gerada pelas usinas participantes do mecanismo de realocação de energia, não seja suficiente para honrar toda a garantia física de suas usinas, a garantia física alocada para a empresa será reduzida e a empresa ficará exposta aos preços de curto prazo, caso tenha vendido a totalidade de sua garantia física.

Para mensurar esse risco de exposição, e consequente perda de receita, foi utilizada uma a métrica semelhante ao CVaR, aqui denominada eP@R. Essa métrica será descrita na seção 2.5.

### 2.4.1 Tipos de Contratos

Cada tipo de contrato aqui apresentado possui suas particularidades que devem ser acertadas entre as partes envolvidas na negociação. Essas flexibilidades oferecidas ao cliente aumentam o valor agregado do produto entregue, fazendo com que cada tipo de contrato tenha um preço diferenciado. Neste trabalho, as características de cada tipo de contrato serão padronizadas.

Cada tipo de contrato terá os seguintes parâmetros básicos:

- $FlexCont_{s,m,cc}$  que representa o quanto o cliente pode variar seu consumo no mês em %;
- $Pcont_{s,m,c}$  preço original do contrato para cada mês e cenário (representando aqui o  $Preço_{s,m,c}$  e o  $Preço_{NV_{s,m,cnv}}$ );
- $volume_{m,cc}$  volume contratado para cada mês;
- $Premio_{s,m,cc}$  prêmio em R\$/MWh do PLD, caso o contrato não seja exercido

onde  $cc$  é o índice do contrato novo ou existente.

Caso aconteça um racionamento ou déficit de energia em algum dos submercados do SEB, a redução de contratos ocorre de forma involuntária e compulsória onde essa energia é entregue. Neste trabalho, o racionamento de energia será obtido das saídas do modelo Newave e será aplicado ao volume dos contratos de venda conforme definido na [Equação 2.5](#). Observa-se que nas definições a seguir, as variáveis que tratam dos volumes dos contratos já incluem essa possível redução ( $volume\_final_{s,m,c}$  e  $volume\_final_{NV_{s,m,cnv}}$ ). Para simplificar a exposição abaixo, a variável  $VOL\_final_{s,m,cc}$  irá representar esses volumes.

A receita de cada contrato será dada por

$$rec\_cont_{s,m,cc} = (Pcont_{s,m,cc} + Premio_{s,m,cc}) \times VOL\_final_{s,m,cc} \quad (2.8)$$

Os contratos que serão tratados nesse trabalho são o contrato firme, contrato atrelado ao consumo do cliente, contrato atrelado ao preço de curto prazo, contrato de venda para as distribuidoras e contrato *collar*. Essas categorias de contrato podem ser aplicadas em contratos existentes ou nos novos contratos.

O contrato firme é caracterizado pela não flexibilidade e ausência de prêmios. As características

desse contrato podem ser dadas por

$$\begin{aligned}
 FlexCont_{s,m,cc} &= 0 \\
 Pcont_{s,m,cc} &= Pcont_{s,m,cc} \\
 VOL\_final_{s,m,cc} &= VOL\_final_{s,m,cc} \\
 Premio_{s,m,cc} &= 0
 \end{aligned} \tag{2.9}$$

O contrato atrelado ao PLD é caracterizado pela flexibilidade (*flex*) no volume, que sempre será exercido no seu limite superior, quando o preço do contrato for menor que o PLD do respectivo mês. Além disso, esse contrato não possui qualquer tipo de prêmio. As características desse contrato podem ser dadas por

$$\begin{aligned}
 FlexCont_{s,m,cc} &= \begin{cases} 1 + flex, & Pcont_{m,cc} < PLD_{s,m} \\ 1 - flex, & Pcont_{m,cc} \geq PLD_{s,m} \end{cases} \\
 Pcont_{s,m,cc} &= Pcont_{s,m,cc} \\
 VOL\_final_{s,m,cc} &= VOL\_final_{s,m,cc} \times FlexCont_{s,m,cc} \\
 Premio_{s,m,cc} &= 0
 \end{aligned} \tag{2.10}$$

O contrato atrelado ao consumo é caracterizado por uma flexibilidade (*flex*) dada ao cliente, de consumir dentro de um intervalo proporcional ao seu consumo, e também pela ausência de prêmios. As características desse contrato podem ser dadas por

$$\begin{aligned}
 FlexCont_{s,m,cc} &\in [1 - flex, 1 + flex] \\
 Pcont_{s,m,cc} &= Pcont_{s,m,cc} \\
 VOL\_final_{s,m,cc} &= VOL\_final_{s,m,cc} \times FlexCont_{s,m,cc} \\
 Premio_{s,m,cc} &= 0
 \end{aligned} \tag{2.11}$$

Nesse caso, a flexibilidade  $FlexCont_{s,m,cc}$  do contrato segue uma certa distribuição de probabilidades independentes dos cenários dos preços de curto prazo. Assim, será criada uma curva de distribuição de probabilidades, que será aplicada ao volume contratado pelo cliente de forma a simular seu consumo ao longo dos meses. Considerando que  $\epsilon$  é um número aleatório com distribuição de probabilidade uniforme no intervalo  $[1 - flex, 1 + flex]$ , a flexibilidade do contrato  $cc$  atrelado ao consumo será modelada como

$$FlexCont_{s,m,cc} = \epsilon_{s,m,cc} \tag{2.12}$$

O contrato de venda para distribuidoras (CCEAR) é caracterizado por uma possível redução anual de até 4% no volume do contrato a critério da distribuidora. Essa redução é regulamentada

pelo BRASIL, 2004a. As características desse contrato podem ser dadas por

$$\begin{aligned}
 FlexCont_{s,m,cc} &= flex \in 1 - [0, 4\%] \\
 Pcont_{s,m,cc} &= Pcont_{s,m,cc} \\
 volume\_final_{s,m,cc} &= volume\_final_{s,m,cc} \times FlexCont_{s,m,cc} \\
 Premio_{s,m,cc} &= 0
 \end{aligned} \tag{2.13}$$

A flexibilidade dos contratos para as distribuidoras também é uma variável independente dos cenários de PLD. Para representar a escolha de uma distribuidora em reduzir ou não o montante contratado em 4% no próximo ano ( $ia$ ), será utilizada a distribuição de probabilidade uniforme, criada através de  $\epsilon$ , conforme

$$FlexCont_{s,m,c} = 1 - \sum_{ia=2}^{ano(i)} 0,04\epsilon_{ia,s,cc} \tag{2.14}$$

Assim, a flexibilidade  $FlexCont_{i,j,c}$  do contrato segue uma certa distribuição de probabilidades contemplando as possíveis reduções anuais de até 4%.

O contrato *collar* é caracterizado por uma faixa onde o contrato é valorado pelo PLD mais um prêmio, e outras duas faixas valoradas por um piso ou teto para o PLD. Ele pode ser formulado como

$$\begin{aligned}
 FlexCont_{s,m,c} &= 0 \\
 Pcont_{s,m,c} &= \begin{cases} piso_c, & pld_{s,m} < piso_c \\ teto_c, & pld_{s,m} > teto_c \\ pld_{s,m} + Premio_{s,m,c}, & \text{caso contrário} \end{cases} \\
 volume\_final_{s,m,c} &= volume\_final_{s,m,c} \\
 Premio_{s,m,c} &= Premio_c
 \end{aligned} \tag{2.15}$$

onde *piso* representa o preço mínimo do contrato e *teto* o preço máximo do contrato.

Uma vez definidos os tipos de contratos, é necessário definir os limites de alocação de cada tipo de contrato e o limite de alocação total de contratos no ano. Esses limites são as restrições do problema de otimização definido em (2.7). Assim, as restrições desse problema são

$$\begin{aligned}
 g_1(x) : \sum_{c=1}^{cnv} x_c &\leq VolContTOT_{iano}, \quad iano = 1, \dots, 5 \\
 g_2(x) : 0 \leq x_c &\leq VolContNW_c, \quad c = 1, \dots, cnv
 \end{aligned} \tag{2.16}$$

onde  $VolContTOT$  representa a alocação máxima de contratos para um dado ano e  $VolContNW$  representa a alocação máxima de cada tipo de contrato.



## 2.5 Avaliação do Risco

A definição de risco financeiro pode ser dada como sendo uma possibilidade de perigo incerto (risco), mas previsível, que ameaça de perda a rentabilidade da empresa ou entidade. Assim, a avaliação de riscos pode ser aplicada em diversas áreas de interesse. Neste trabalho, o risco tratado é a ameaça de perda de receita da empresa em estudo. Essa possível perda deverá ser medida e quantificada. [Jorion, 2006](#) diz que “A arte de administrar riscos consiste em decidir que elementos do modelo são importantes.” Assim, um dos pontos mais importantes para a análise de risco, é conhecer bem o problema estudado e a forma como as principais variáveis o impactam.

[McNeil et al., 2005](#), apresenta uma breve história da análise de riscos e como se deu a sua evolução, até a chegada nas instituições financeiras. Foi nesse contexto, que a partir do século 20, vários estudos foram feitos para o desenvolvimento de técnicas para análise e mensuração dos riscos aos quais instituições financeiras estão sujeitas.

[Artzner et al., 1999](#), propõe a utilização de quatro características para definir se uma medida sugerida a ser utilizada para a mensuração do risco, é uma medida coerente. Em seu trabalho, [Artzner et al., 1999](#), define essas características como sendo os axiomas básicos das medidas de risco. São elas: monotonicidade, invariância sobre translações, homogeneidade positiva e subaditividade. Para analisar a coerência de uma medida de risco, considere  $\rho$  uma certa medida de risco ( $\rho : V \mapsto \mathbb{R}$ , e  $V$  um conjunto de variáveis aleatórias). As medidas coerentes de risco serão definidas como:

- A característica de subaditividade, define que  $\rho$  deve garantir que quanto mais diversificada uma carteira, menor o seu risco, ou seja,  $(X, Y \in \text{set}R), \rho(X + Y) \leq \rho(X) + \rho(Y)$ .
- A homogeneidade positiva está relacionada com o tamanho do portfólio. Caso a liquidez de um portfólio esteja diretamente relacionada com o seu tamanho, o risco desse portfólio também estará diretamente associado ao seu tamanho, ou seja,  $(X \in \text{set}R), \lambda \geq 0, (X \times \lambda \in \mathbb{R}), \rho(\lambda \times X) = \lambda \times \rho(X)$ .
- A invariância sobre translações significa que a aplicação em um instrumento de referência (livre de riscos,  $\alpha$ ) reduz a exposição ao risco do restante do portfólio, ou seja,  $(X, \alpha \in \text{set}R), \rho(X + \alpha \times r) = \rho(X) - \alpha$ . Dessa maneira, as propriedades da medida de risco  $\rho$  não se alteram caso os argumentos sofram uma translação
- A monotonicidade significa que o risco de uma posição financeira é aumentado caso os retornos dos ativos sejam reduzidos, ou seja,  $(X, Y \in \text{set}R), X \leq Y, \rho(X) \geq \rho(Y)$ .

Uma vez definidos os axiomas básicos das medidas de risco, [Oliveira, 2009](#), utiliza o trabalho de [Artzner et al., 1999](#) para indicar a utilização do CVaR como uma alternativa, coerente, a utilização do Var.

No setor elétrico brasileiro, a utilização de métricas de risco se deu através da abertura e desregulamentação do setor elétrico brasileiro [MME, 2003; BRASIL, 2004c,a]. Com essa desregulamentação, novos agentes de comercialização, geração e consumo foram inseridos nesse contexto, criando um novo ambiente competitivo no novo modelo do setor elétrico. Junto com a competitividade, a imprevisibilidade de atuação gerou novas incertezas para o setor, criando a necessidade de uma melhor avaliação dos riscos por parte de todos os agentes.

Os riscos no setor de energia elétrica estão presentes em todos os processos desde a geração, passando pela transmissão, comercialização até o seu consumo final [Song and Dong, 2010]. Em cada área de atuação, os agentes devem ser capazes de levantar esses riscos e propor um tratamento adequado. Santos et al., 2011, realiza uma avaliação dos riscos associados a contratação de energia elétrica por uma distribuidora.

O gerenciamento do risco deve ser capaz de cobrir dois aspectos importantes. O primeiro, é avaliar os riscos aos quais uma empresa de energia está sujeita e o segundo é definir como controlar esses riscos [Liu et al., 2006]. Song and Dong, 2010, e Tonelli, 2007, propõem algumas etapas que devem ser seguidas de forma regular criando assim uma metodologia para a avaliação de riscos. As etapas que iremos utilizar nesse trabalho são:

- Identificar as variáveis capazes de interferir no resultado do negócio;
- Avaliar e quantificar o impacto dessas variáveis no resultado do negócio;
- Propor medidas mitigadoras para reduzir ou eliminar o impacto negativo das variáveis no resultado do negócio;
- Sugerir níveis aceitáveis de risco com base na predisposição ao risco da empresa.

Uma empresa de energia elétrica está sujeita a alguns riscos importantes que devem ser avaliados [Zelaya, 2004]. Segundo Tonelli, 2007, os riscos podem ser classificados em riscos específicos do mercado de energia, financeiro, regulatório, tributário, legal e operacional. Nesse trabalho iremos tratar apenas dos riscos relacionados ao mercado de energia elétrica.

- Riscos Específicos do Mercado de Energia
  - Risco PLD: Aqui serão avaliados os impactos da volatilidade dos PLDs na composição da receita;
  - Risco de estratégia de sazonalização: Conforme mencionado anteriormente não serão realizadas avaliações de cenários de sazonalização. Para esse trabalho a sazonalização considerada será sempre a sazonalização definida para o mercado nos dados de entrada do modelo Newave;
  - Risco de flexibilizações contratuais: Como visto na seção anterior, cada contrato possui sua particularidade podendo gerar um ganho adicional ou uma perda;

- Risco de exposição à diferença de preços entre submercados: No estudo realizado por este trabalho, tanto os recursos quanto os requisitos da empresa estão no mesmo submercado, não ocasionando esse risco.
- Risco MRE: A avaliação da capacidade de geração das usinas hidrelétricas participantes do MRE comparada com a sazonalização realizada por essas usinas será considerada.
- Risco Financeiro: Os riscos financeiros são referentes a problemas de fluxo de caixa, causados por atraso de pagamentos e até mesmo inadimplência e também, causados por descasamento em indexadores nos contratos de compra e de venda;
- Risco Regulatório: O risco regulatório é causado pela promulgação de regulamentos que alteram a expectativa futura de recebimentos e pagamentos dos agentes;
- Risco Tributário: A alteração nas regras tributárias vigentes pode fazer com que o contrato coloque em risco o equilíbrio econômico financeiro de uma das partes, podendo causar o cancelamento do contrato;
- Risco Legal: O risco legal está relacionado a perdas decorrentes da invalidade jurídica do negócio realizado, da incapacidade jurídica das partes negociadoras, da ilegalidade e do descumprimento da legislação em vigor;
- Risco Operacional: O risco operacional usualmente é relacionado ao erro humano ou erro de sistemas da informação na execução dos ritos do contrato de compra e venda de energia. Esses erros devem ser sempre avaliados, pois são grandes montantes negociados em contratos de energia elétrica.

### 2.5.1 Métrica de Risco Utilizada

O VaR, é uma métrica de risco aplicada por instituições financeiras que tenta quantificar medir os piores cenários do valor, baseado em cotações, de uma dada carteira de ativos ou empresa. Ele é definido como um valor limite ao qual a perda de valor dessa empresa não deve ser ultrapassado. Pela sua objetividade em representar a perda de valor a que uma empresa está sujeita, essa métrica é uma das métricas mais utilizadas para a mensuração do risco em empresas de diversos setores [Jorion, 2006].

Segundo Damodaram, 2008, o VaR possui três principais características: um período fixo ao longo do qual o risco é avaliado, um nível de perda especificado em um valor e um nível de confiança. A fixação de um período de tempo é importante para o VaR conseguir medir em quanto tempo a atual posição de uma carteira de contratos consegue ser finalizada. No entanto, em mercados físicos de energia elétrica, a liquidez dos contratos é relativamente pequena e ainda, após um contrato de venda ser firmado, raramente ele pode ser finalizado. Assim, a métrica de risco utilizada por este trabalho não levará em consideração esse conceito de tempo.

Assim, o nível máximo de perda de valor, VaR, para um nível de confiança  $\alpha\%$ , é definido por

$$\alpha = \int_{VaR}^{\infty} f(x)dx \quad (2.17)$$

onde  $x$  é a posição contratual de uma determinada carteira e  $f(x)$  é o resultado, em R\$, dessa carteira. Essa equação também pode ser graficamente representada, conforme a Figura 2.7.

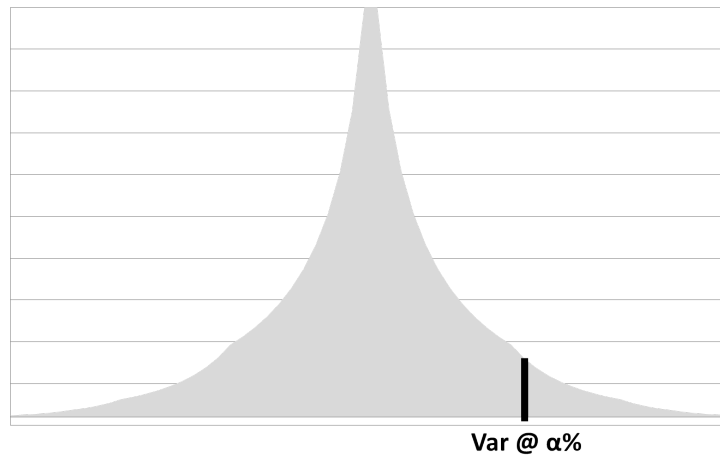


Figura 2.7: Ilustração do VaR

No entanto, para os mercados de energia, a utilização do VaR não é a medida mais adequada. Um dos motivos para isso, é que o VaR não captura o impacto no resultado da empresa quando ocorrem eventos extremos e, nos mercados de energia, sempre teremos alguns pontos fora da curva que devem ser considerados, de alguma forma, pela medida de risco.

Além disso, conforme mencionado na seção 1.4, de revisão da literatura, o VaR não satisfaz a propriedade de subaditividade, definida como um dos axiomas das medidas de risco. Ao não respeitar essa propriedade, o risco medido pelo VaR de um portfólio mais diversificado, pode ser maior que o risco de um portfólio com um único contrato.

O CVaR é uma medida de risco proposta por [Rockafellar and Uryasev, 2000](#), que satisfaz todas as propriedades dos axiomas das medidas de risco, além disso, ela é capaz de capturar, de certa forma, o impacto dos eventos extremos na medida de risco. Para uma função de distribuição de probabilidade contínua  $f$  e o mesmo nível de confiança  $\alpha\%$ , o CVaR dessa função é definido por

$$CVaR = \frac{1}{\alpha} \times \int_{VaR}^{\infty} x f(x) dx \quad (2.18)$$

Para funções discretas, como a apresentada neste trabalho, o CVaR é definido como a média dos  $\alpha\%$  piores cenários. Assim, é fácil notar que CVaR é mais conservador do que VaR, podendo ser, no limite, igual em alguns casos raros.

Para a avaliação do risco, este trabalho irá adotar a métrica de risco sugerida por [Lobato et al., 2008](#). O eP@R é uma métrica de risco similar ao CVaR. A principal diferença entre eles é que

o CVaR procura mensurar a perda de valor de uma empresa ou operação em um determinado espaço de tempo, enquanto o eP@R procura mensurar a perda de receita a que uma empresa pode estar sujeita.

Neste trabalho, iremos analisar quais as perdas de receitas uma empresa de energia elétrica está sujeita quando a geração hidrelétrica juntamente com o PLD sofrem uma variação muito abrupta. Dessa maneira, conforme ilustrado na Figura 2.8, o eP@R consegue capturar os impactos dos eventos extremos de redução de receita da empresa, ao calcular a média dos  $\alpha\%$  piores cenários. Neste trabalho, iremos utilizar o nível de confiança de 5%, fazendo  $\alpha = 5\%$ .

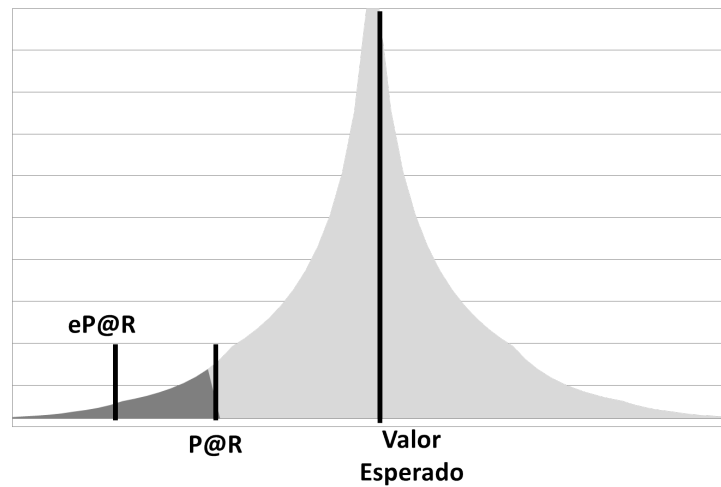


Figura 2.8: Ilustração da medida de risco eP@r

No entanto, como a distribuição de receitas do agente  $recAGT_{i,j}$  não é uma variável contínua, o eP@R associado a ela é dado pela média dos 5% menores valores dessa distribuição formada pelos cenários de receitas calculadas. Assim, iremos definir o risco associado ao portfólio ( $Risco\_Expo$ ) como sendo a diferença entre a receita esperada e a média dos 5% piores cenários.

$$Risco\_Expo = E[recAGT_{s,m}] - eP@R(recAGT_{i,j}) \quad (2.19)$$

onde  $E$  representa o valor esperado dos cenários em estudo e eP@R é a métrica definida anteriormente.

Com essa definição, a função objetivo para a minimização do risco é dada por

$$\begin{aligned} & \text{maximize } eP@R(recAGT(x)_{i,j}) \\ & \text{sujeito a} \\ & g(x) \leq 0 \end{aligned} \quad (2.20)$$

onde as restrições de desigualdade foram definidas por (2.16).

A medida de risco, eP@R, será maximizada, pois dessa maneira a diferença entre a receita esperada e a receita em risco em (2.19) é reduzida, fazendo com que o portfólio apresente uma menor perda para o intervalo de confiança escolhido.

Pelo exposto acima, podemos concluir que a otimização do portfólio deve levar em consideração os riscos, considerando uma metodologia para sua mensuração e controle. Os métodos de otimização que serão descritos a seguir, conseguem tratar o problema da otimização do risco diretamente, de forma não linear. Assim, não será necessário fazer as transformações propostas em [Rockafellar and Uryasev, 2000](#) para realizar a minimização do risco.

## Capítulo 3

# Metodologias de Otimização

Neste capítulo serão descritos os métodos de otimização utilizados para a solução do problema proposto.

### 3.1 Otimização Multiobjetivo

Otimização consiste no processo de encontrar as condições que fornecem o valor mínimo ou máximo de uma ou mais funções objetivo. Para o caso de o problema estudado possuir mais de um objetivo, a otimização, multiobjetivo, se define a partir da análise das diversas soluções encontradas, levando em consideração todos os objetivos desse problema. As soluções de um problema multiobjetivo são as melhores soluções entre as quais não existe uma preferência óbvia, ou seja, não existe uma maneira de definir a partir da avaliação desses resultados que um deles é melhor que o outro [Takahashi, 2007].

Como problemas de otimização multiobjetivo geralmente não apresentam apenas um ponto ótimo, as preferências do decisor devem ser modeladas de forma a garantir que um algoritmo de otimização encontre o ponto mais adequado a essas preferências. Assim, os métodos utilizados para resolver esses problemas podem ser classificados baseados em quando o decisor irá interferir no processo de otimização: a priori, a posteriori ou iterativa [Marler and Arora, 2004].

No método a priori, o decisor já informa a ordem de preferência dos seus objetivos antes da modelagem do problema e execução do processo de otimização. O resultado é baseado em apenas um ponto que leva em consideração todos os parâmetros definidos pelo decisor. Esse método pode ser muito vantajoso caso o decisor conheça muito bem as características do seu problema, mas caso uma preferência seja escolhida ou priorizada de forma equivocada, o resultado final do método pode não ser o ideal.

No método a posteriori, a fronteira Pareto ou fronteira de soluções eficientes do problema é construída com um número razoável de amostras, e o decisor deverá escolher o ponto que lhe for

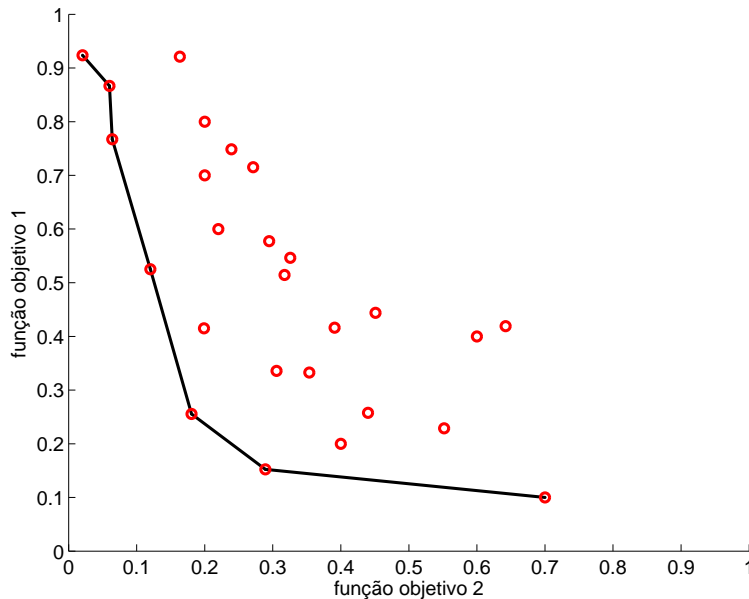


Figura 3.1: Exemplo de dominância

mais conveniente considerando as suas preferências e sua expertise sobre o tema em questão.

E no método iterativo, o decisor fornece continuamente informações para o modelo de otimização desenvolvido, sempre avaliando os resultados, até que o resultado mais adequado às suas necessidades seja encontrado.

Podemos assumir que a forma geral de um problema com dois objetivos é

$$\begin{aligned} &\text{minimize } (f_1(x), f_2(x)) \\ &\text{sujeito a } g(x) \leq 0 \\ &\quad h(x) = 0 \end{aligned} \tag{3.1}$$

Podemos definir que um ponto,  $f(x) = (f_1(x), f_2(x))$ , encontrado no espaço dos objetivos  $\mathbb{F} = \{f(x) : f(x) = [f_1(x) f_2(x)]\}$ ,  $\forall x \in \mathbb{X}$ ,  $\mathbb{X} = \{x : x \in \mathbb{R}\}$  é ótimo se não existir nenhum outro ponto factível nesse espaço que o domine. Considerando as soluções  $f(x)$  e  $f(x') \in \mathbb{F}$ , pode-se afirmar que  $f(x)$  domina  $f(x')$  ( $f(x) < f(x')$ ), se e somente se,  $f(x_h) \leq f(x'_h), \forall h, x_h \neq x'_h$ .

Assim, podemos definir que uma solução  $x^* \in \mathbb{X}$  é um ponto Pareto ótimo, se não existir nenhuma outra solução  $f(x') \in \mathbb{F}$  que faça com que  $f(x') \leq f(x^*), \forall h, z' \neq z^*$ . Ou seja, um Ponto Pareto ótimo não é dominado por nenhum outro ponto factível.

A fronteira Pareto ótima é formada com a composição de todos os pontos Pareto ótimo no espaço dos objetivos. A Figura 3.1 ilustra o conceito de dominância. Nela podemos observar diversos pontos no espaço dos objetivos e uma linha unindo os pontos Pareto ótimo ilustrando a fronteira. Note que nenhum dos demais pontos avaliados nesse caso dominam os pontos da fronteira.



Atualmente, a maneira mais comum de resolver os problemas multiobjetivo é utilizando algum método escalar. Esses métodos buscam reduzir o número de objetivos do problema para apenas um objetivo, seja, alterando sua função objetivo ou incluindo novas restrições.

Uma vez que o problema multiobjetivo é reduzido a apenas um objetivo, qualquer método de otimização que se adeque ao problema pode ser aplicado na sua solução. Os métodos de soma ponderada e  $\epsilon$ -restrito são vastamente aplicados para esse propósito e através deles é possível obter bons resultados na definição da fronteira Pareto ou para encontrar apenas um ponto dessa fronteira. Os métodos de transformação escalar podem ser utilizados nas abordagens a priori e a posteriori.

Uma outra maneira de resolver um problema multiobjetivo, é tratando-o diretamente como ele foi proposto. Para esse tipo de solução alguns métodos podem ser aplicados, entre eles a otimização evolucionária multiobjetivo e o método de exclusão de semi-espacos com abordagem multiobjetiva.

A otimização evolucionária é uma classe de métodos de otimização estocástica que pode ser utilizado para tratar problemas com apenas um objetivo ou problemas multiobjetivo. Essa classe, simula o processo da evolução natural. Os algoritmos genéticos, programação evolucionária e estratégias de evolução são alguns dos métodos de otimização pertencentes a otimização evolucionária.

Diferentemente das técnicas de modificação da função objetivo, esses métodos de otimização tratam o problema multiobjetivo simultaneamente com um conjunto de soluções conhecido como populações, onde cada população possui um conjunto de soluções (indivíduos) para o problema [Abraham et al., 2004].

A ideia por trás desses métodos é fazer com que cada indivíduo evolua (melhore a solução) durante as gerações (iteração). O método converge quando o número de gerações máximas é atingido, ou seja, o critério de convergência para a otimização evolucionária, usualmente, é um número máximo de iterações definido pelo usuário. Caso a função que se deseja otimizar não seja conhecida, não é possível garantir que os pontos encontrados na última geração sejam pontos ótimos [Abraham et al., 2004]. Os métodos de otimização evolucionária não serão tratados neste trabalho.

Além dos métodos de otimização evolucionária, outros métodos podem tratar problemas multiobjetivo diretamente. Algumas técnicas de otimização determinística foram propostas e utilizadas nos últimos anos. Para problemas continuamente diferenciáveis, Fliege and Svaiter, 2000, propôs uma formulação de um método baseado em gradientes descendentes e uma modificação da regra de Armijo para resolver problemas multiobjetivo diretamente. Essa formulação foi complementada por Vieira et al., 2012, considerando a possibilidade de buscar várias direções dentro de um cone, em vez de utilizar apenas uma direção de busca. Nesse trabalho também foi realizado uma extensão do método da seção áurea para problemas multiobjetivo.

No entanto, devido as características de não linearidade e não diferenciabilidade descritas através das equações (2.2) e (2.3), esses métodos descritos acima não devem ser aplicados para resolver o problema aqui proposto. Para esse caso, [Vieira and Lisboa, 2013](#), propôs uma extensão para o método de exclusão de semi-espacos para problemas multiobjetivo. Essa proposta, juntamente com o método elipsoidal de múltiplo cortes [[Vieira et al., 2010](#)], foram utilizados para gerar o principal algoritmo aplicado a este trabalho.

Neste trabalho, iremos avaliar e comparar a aplicação de um método escalar e do método elipsoidal multiobjetivo na solução de um problema analítico com dois objetivos.

De forma a garantir uma melhor uniformidade na construção da fronteira Pareto, primeiramente iremos encontrar os pontos extremos (vértices) dessa fronteira, transformando o problema original em um problema com apenas um dos objetivos e resolvendo esse problema de otimização mono-objetivo. Esse procedimento é repetido uma outra vez para encontrar o outro vértice da fronteira. Nesse trabalho essa estratégia será denominada de estratégia dos vértices.

### 3.1.1 Métodos Escalares

Os métodos escalares são algoritmos tradicionais utilizados para o mapeamento dos pontos de uma fronteira Pareto. Para realizar esse mapeamento, a metodologia dessa abordagem é definir um novo problema de otimização diferente do problema original. Nesses casos, a função objetivo pode ser modificada de forma a se tornar mono-objetivo.

A formulação genérica de uma função com dois objetivos pode ser considerada como:

$$\begin{aligned} &\text{minimize } (f_1(x), f_2(x)) \\ &\text{sujeito a } g(x) \leq 0 \\ &h(x) = 0 \end{aligned} \tag{3.2}$$

No método da soma ponderada (*weighted-sum*) a função objetivo é alterada inserindo pesos para cada objetivo. Nesse caso, para a composição da fronteira é realizada a alteração dos pesos de cada objetivo antes da realização da otimização do problema. Para esse método, uma formulação genérica pode ser considerada como:

$$\begin{aligned} &\text{minimize } (\lambda_1 \times f_1(x) + \lambda_2 \times f_2(x)) \\ &\text{sujeito a } g(x) \leq 0 \\ &h(x) = 0 \end{aligned} \tag{3.3}$$

onde,  $\lambda_1 + \lambda_2 = 1$  e  $\lambda \geq 0$ .

Ao se alterar os pesos  $\lambda_1$  e  $\lambda_2$  e realizar o processo de otimização novamente, novos pontos da fronteira Pareto podem ser gerados.

Já no método  $\epsilon$ -restrito apenas um dos objetivo é mantido na função objetivo e os demais

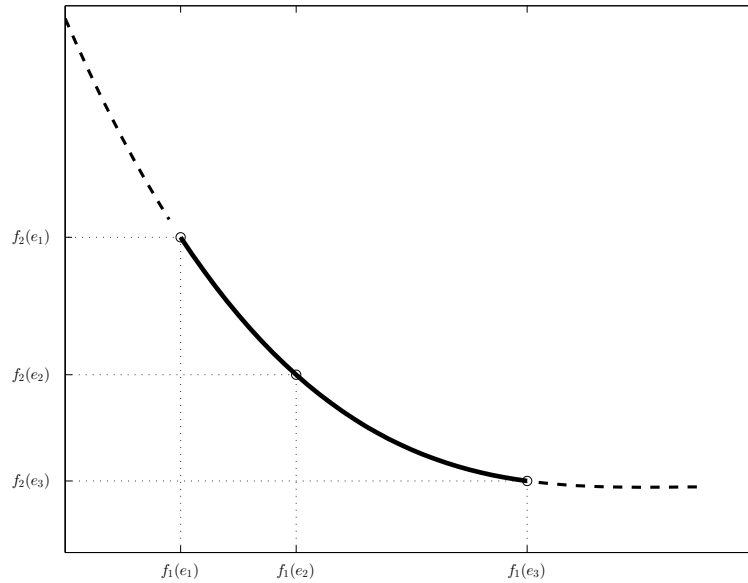


Figura 3.2: Exemplo de uma fronteira Pareto construída com o método  $\epsilon$ -restrito

objetivos passam a fazer parte das restrições de desigualdade desse novo problema [Bérubé et al., 2007]. Nesse caso, as novas restrições criadas, pelos objetivos transformados, tem seus os valores alterados até que a fronteira esteja construída.

A formulação genérica para esse método de um problema com dois objetivos pode ser descrita conforme

$$\begin{aligned}
 &\text{minimize } f_1(x) \\
 &\text{sujeito a } f_2(x) \leq \epsilon_2 \\
 &\quad g(x) \leq 0 \\
 &\quad h(x) = 0
 \end{aligned} \tag{3.4}$$

Uma redução progressiva de  $\epsilon_2$  leva ao aumento do objetivo 1; e com a variação de  $\epsilon_2$  é possível construir toda a fronteira Pareto.

Esses dois métodos escalares são os métodos usualmente utilizados. Outros métodos podem ser encontrados em Ehrgott, 2005.

Neste trabalho, o método escalar utilizado para encontrar a fronteira Pareto é o  $\epsilon$ -restrito. Nesse método não existe uma agregação dos objetivos como é feito no método das somas ponderadas, um novo problema com restrições adicionais é criado: apenas um dos objetivos é minimizado enquanto os demais são transformados em restrições de desigualdade.

A solução desse problema é usualmente conhecida como  $P\epsilon_j$  onde  $\epsilon_j$  é uma das amostras da fronteira Pareto. A Figura 3.2 nos mostra um exemplo dessa fronteira e desses pontos. Nessa figura os valores de  $\epsilon_j$  variam no espaço dos objetivos.

Para a aplicação desse método, algumas características do problema estudado devem ser

conhecidas, pois para algumas classes específicas de funções a sua utilização pode não ser ideal. Por exemplo, se a fronteira Pareto da função a ser otimizada não for contínua, um ponto encontrado por esse método pode não fazer parte da fronteira. Também é importante notar que, caso o número de objetivos seja maior que dois, as novas restrições inseridas no problema podem transformá-lo em um problema infactível.

O método  $\epsilon$ -restrito foi escolhido para esse trabalho pois as características do problema descrito na seção anterior garantem uma boa performance desse método: apenas dois objetivos, pequena não linearidade e quasi-convexidade.

A metodologia utilizada para encontrar alguns pontos da fronteira Pareto por este trabalho calcula inicialmente os pontos extremos dessa fronteira. Ao calcular o primeiro vértice ( $f_1(x^*)$ ), onde  $f_1$  é mínima, o valor de  $\epsilon_{2,0}$  também é calculado. É importante observar que nesse ponto, a outra função,  $f_2$ , terá o seu pior valor  $f_2(\epsilon_{2,0})$ . A seguir, calcula-se o segundo vértice ( $f_2(x^*)$ ), onde  $f_2$  é mínima, e a partir daí, altera-se o valor de  $\epsilon_2$  tal que,  $f_2(\epsilon_{2,1}) < f_2(x^*)$ .

Neste trabalho, chamaremos esse método apresentado de VEOS (Vertices  $\epsilon$ -constrained Optimization Strategy). Aplicaremos a estratégia de encontrar primeiramente os vértices e posteriormente o método  $\epsilon$ -restrito para encontrar os demais pontos da fronteira.

### 3.1.2 Método Elipsoidal Multiobjetivo

O método elipsoidal é um método derivado da classe de métodos de exclusão de semiespaços. Esse método tem como princípio básico envolver a região de busca (nesse caso, um elipsoide) e gerar planos de corte para reduzi-la. Cada plano gerado tem suas condições de factibilidade checadas. Se essas condições são satisfeitas, o algoritmo é finalizado. Caso contrário, essa informação é utilizada para a construção de um elipsoide menor com um novo centro. Esse procedimento é repetido até que um ponto ótimo seja encontrado ou o número máximo de iterações seja atingido. Algebricamente, um elipsóide pode ser definido como

$$E = \{x \in \mathbb{R}^n | (x - x_k)^T Q^{-1} (x - x_k) \leq 1\} \quad (3.5)$$

E o método elipsoidal é caracterizado pelas seguintes equações de atualização  $x_{k+1}$  e  $Q_{k+1}$ .

$$\begin{aligned} x_{k+1} &= x_k + \delta_1 d \\ Q_{k+1} &= \delta_2 (Q_k - \delta_3 d d^T) \end{aligned} \quad (3.6)$$

onde  $Q$  é uma matriz real  $n \times n$  definida positiva,  $x_k$  é o centro do elipsóide e  $\delta_1$ ,  $\delta_2$  e  $\delta_3$  são constantes reais e  $d$  é a direção determinada pelo corte do plano.

Com a geração do primeiro elipsoide de um ponto inicial aleatório  $E_0(x^* \in E_0)$  o método constrói, usando a equação de atualização (3.6), uma sequência de sucessivos elipsóides menores, assegurando que cada um deles contenha pelo menos um ponto ótimo. Através dessas iterações, o

centro do elipsóide converge para a solução do problema. Para determinar a direção de corte do elipsóide, o algoritmo deve calcular o gradiente na função em cada ponto selecionado. Para esse cálculo será utilizado o método das diferenças finitas.

A [Figura 3.3](#) representa o primeiro corte realizado pelo algoritmo elipsoidal para apenas 1 objetivo. Nessa figura, a direção de corte é indicada pela seta.

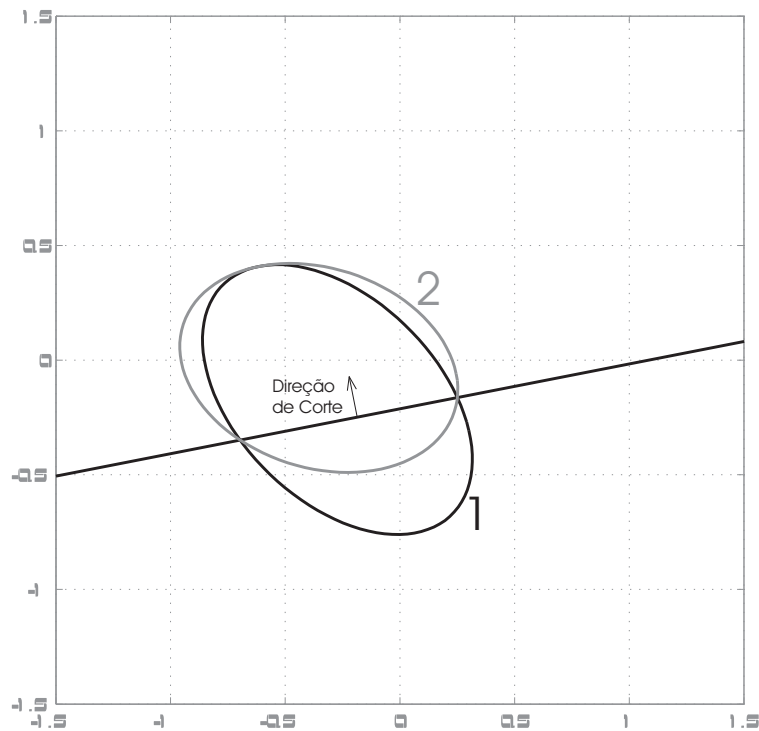


Figura 3.3: Exemplo de um corte realizado pelo algoritmo elipsoidal

O método elipsoidal, tradicionalmente, é utilizado como um método escalar, mas neste trabalho, o método proposto trata diretamente o problema multiobjetivo. Os métodos de exclusão de semi-espacos, trivialmente estendidos para a resolução de problemas com mais de um objetivo, não apresentam a garantia da manutenção dos pontos da fronteira Pareto dentro da nova região viável. [Vieira and Lisboa, 2013](#), e [Vieira et al., 2010](#), resolvem esse problema. A ideia por trás do método proposto é criar um problema auxiliar que identifica quais os cortes devem realizar a redução do elipsóide.

Conforme descrito anteriormente, os métodos de exclusão de semi-espacos se baseiam na redução do espaço factível, excluindo pontos em uma dada direção de corte. Ao se estender trivialmente o método elipsoidal para resolver problemas multiobjetivos, cada objetivo irá definir uma direção de corte e ao excluir os pontos em ambas as direções, todos os pontos da fronteira Pareto podem ser excluídos. A [Figura 3.4](#) ilustra esse problema.

Para resolver esse problema, [Vieira and Lisboa, 2013](#), propõe a criação de um problema auxiliar em que, as partes da fronteira Pareto já encontradas são mantidas através das iterações.

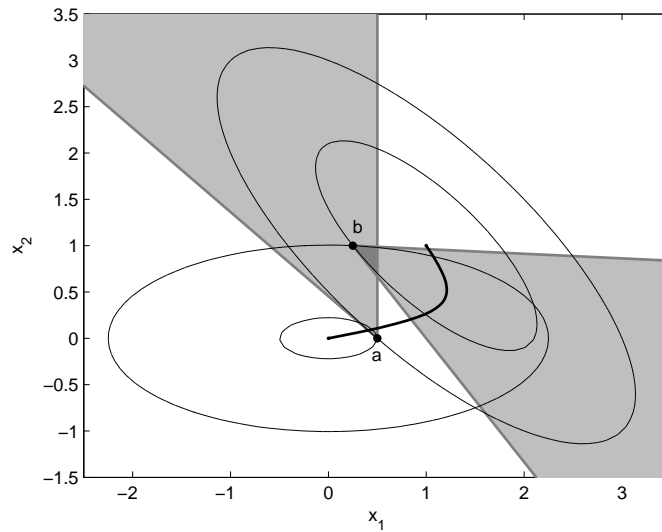


Figura 3.4: Exemplo de um corte realizado que exclui a fronteira eficiente da região factível do problema

Considerando um problema de minimização padrão

$$\begin{aligned} &\text{minimize } f(x) \\ &\text{sujeito a } g(x) \leq 0 \end{aligned} \quad (3.7)$$

o problema auxiliar proposto para a solução do problema pode ser escrito por

$$\begin{aligned} &\text{minimize } f(x) \\ &\text{sujeito a } g'(x) = \begin{bmatrix} g(x) \\ f(x) - \epsilon_k \end{bmatrix} \leq 0 \end{aligned} \quad (3.8)$$

onde  $\epsilon_0 = (-\infty, \dots, \infty)$  e

$$\epsilon_{k+1} = \begin{cases} f(x_k), & \text{se } g'(x_k) \leq 0 \\ \epsilon_k, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.9)$$

na  $k$ -ésima iteração do método elipsoidal.

Com isso, esse problema auxiliar proposto seleciona apenas as partes da fronteira Pareto encontrada nas iterações anteriores. Ao ser violada a restrição do problema auxiliar, o algoritmo exclui algumas das direções de corte, garantindo a manutenção de pelo menos um dos pontos da fronteira Pareto nas demais iterações.

Dessa maneira, a nova estratégia proposta garante a convergência do algoritmo para a criação da fronteira eficiente. Esse método de exclusão de semiespaços (elipsoidal) com abordagem multiobjetivo será denominado de MOOS (Multi Objective Optimization Strategy) por este trabalho.

Uma das diferenças entre essa estratégia e a estratégia VEOS é que a estratégia MOOS sempre tem um ponto inicial aleatório para encontrar qualquer um dos pontos da fronteira, enquanto que

a estratégia VEOS, primeiramente, sempre acha os vértices e a partir daí inicia o processo de construção do restante da fronteira Pareto. Assim, a estratégia MOOS não garante a amostragem de pontos extremos da fronteira e a fronteira encontrada pode não ser uniforme, no entanto ele será capaz de fazer uma amostragem mais rápida dos pontos da fronteira Pareto, pois ela utiliza mais planos de corte vindos diretamente dos dois objetivos.

Uma outra abordagem proposta por este trabalho é a utilização de um método híbrido entre o MOOS e o VEOS. Nesse novo método proposto, os vértices da fronteira Pareto são encontrados pela estratégia de vértices. Uma vez encontrados os pontos extremos, o espaço dos objetivos entre esses pontos é dividido em duas partes e o ponto central entre essas duas partes é passado como o ponto inicial para a estratégia MOOS. Após essa primeira divisão, o maior segmento entre os demais pontos é também dividido em duas partes e o ponto central desse segmento é passado como um novo ponto inicial para o MOOS.

Essa estratégia é repetida até que o número de pontos da fronteira Pareto definidos inicialmente seja encontrado. A definição do número de pontos da fronteira é uma decisão que será feita pelo usuário do modelo de otimização escolhido. Espera-se com esse método que a rapidez, com a presença de cortes mais profundos dados pelo ponto inicial, e convergência do método elipsoidal multiobjetivo seja aplicado para encontrar uma fronteira Pareto mais uniforme. Esse método será chamado de VMOOS (Vértices Multi Objective Optimization Strategy).





## Capítulo 4

# Aplicação

Neste capítulo serão apresentados os resultados da aplicação das técnicas de otimização propostas anteriormente. Para avaliar a performance desses métodos, eles serão aplicados em um problema analítico, com funções bem definidas. Após as análises realizadas com esses métodos, um dos métodos será elencado para sua aplicação no modelo matemático que representa a dinâmica das regras de comercialização do SEB.

Todos os métodos descritos nas seções anteriores foram desenvolvidos através da implementação de algoritmos utilizando a plataforma MATLAB.

### 4.1 Problema Analítico

Os algoritmos propostos anteriormente serão testados em um problema com dois objetivos. As funções utilizadas nesse problema são

$$\begin{aligned} f_1 &= (x - 1)^T D (x - 1) \\ f_2 &= x^T R^T D R x \end{aligned} \quad (4.1)$$

onde

$$D = \begin{bmatrix} 100 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

$$R = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

onde  $\theta = 45^\circ$  é o ângulo de rotação do parabolóide  $f_2(x)$  e o ponto ótimo dessas funções são:  $x_1^* = (1, -1)$  e  $x_2^* = (0, 0)$ , onde  $f_1(x^*) = 0$  e  $f_2(x^*) = 0$ .

A [Figura 4.1](#) apresenta a fronteira Pareto gerada para cada um dos três métodos propostos anteriormente, utilizando 10 amostras da fronteira Pareto. Pode ser observado que todos os pontos encontrados por esses métodos são pertencentes a essa fronteira. No entanto, devido à grande

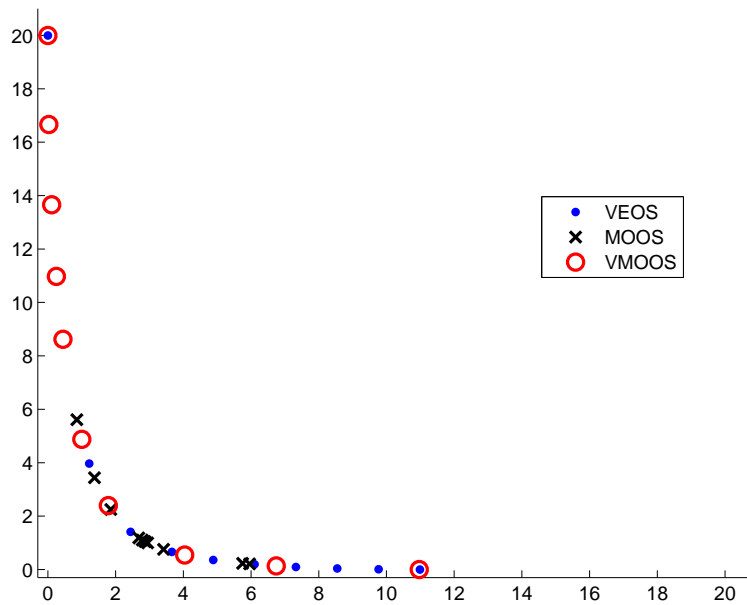


Figura 4.1: Amostragem da fronteira Pareto da função genérica

Tabela 4.1: Performance dos métodos de otimização aplicados

	VEOS	MOOS	VMOOS
Avaliações de função	2936	1852	1748
Tempo gasto (s)	3,01	2,14	2,66

assimetria da função proposta, o método que melhor representou a fronteira Pareto foi o método híbrido que aqui chamamos de VMOOS. A [Tabela 4.1](#) apresenta os resultados de performance para esses métodos.

Pelos resultados aqui apresentados, pode se observar que o método híbrido conseguiu uma amostragem mais uniforme dessa fronteira com um menor gasto computacional. Esses resultados, principalmente a uniformidade da fronteira, são muito desejáveis para o auxílio à tomada de decisão por parte do gerente de energia. Com uma fronteira Pareto melhor definida, o decisor consegue ter certeza que os resultados obtidos avaliaram uma vasta gama de opções para o par receita e risco. Dessa maneira, iremos utilizar esse método para construir a fronteira Pareto do problema multiobjetivo de maximização de receita e minimização de risco definido anteriormente.

## 4.2 Estudo de Caso

O modelo desenvolvido nas seções anteriores será aplicado para auxiliar uma empresa fictícia de geração de energia a definir um portfólio futuro de contratos. A empresa Genco possui apenas usinas hidrelétricas participantes do MRE como recurso para o atendimento aos contratos do seu portfólio de venda. Atualmente Genco possui um portfólio de contratos para o longo prazo, onde

foram realizados diversos tipos de contrato de venda de energia ao longo dos anos.

A soma da garantia física de todas as usinas da empresa, ou seja, toda a sua oferta de energia é de 1.000 MW-médios. Além disso, para fins de simplificação, iremos considerar que todas as usinas dessa empresa estão localizadas no submercado SE/CO bem como todos os contratos de venda de energia já realizados e também os novos contratos de venda. Não será considerada a contratação de contratos de compra de energia.

O balanço estrutural de energia da Genco pode ser construído considerando toda a garantia física de suas usinas, como recursos para a contratação de energia e somando todos os seus contratos de venda de energia já negociados, como os requisitos. Esse balanço, de recursos *versus* requisitos, para os anos de 2012 a 2016, pode ser observado na [Tabela 4.2](#).

Tabela 4.2: Balanço estrutural de energia de Genco.

Balanço (MW-médios)	2012	2013	2014	2015	2016
Recursos (Garantia Física)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Requisitos (Contratos de Venda)	950	900	900	800	700
Sobra	50	100	100	200	300

Na [Tabela 4.3](#) são apresentados os contratos que Genco já firmou com os diversos agentes do mercado de energia brasileiro. Entre eles uma comercializadora (contrato 2) e uma distribuidora (contrato 3).

Tabela 4.3: Características dos contratos existentes de Genco

Contrato	Tipo	Volume (MW-médios)	Ano final	Preço (R\$/MWh)	Flexibilidade
Contrato 1	Consumo	500	2016	85,00	[-5%:5%]
Contrato 2	Firme	200	2016	80,00	-
Contrato 3	CCEAR	100	2015	90,00	[-4%:0%]
Contrato 4	PLD	100	2014	95,00	[-15%:15%]
Contrato 5	Consumo	50	2012	90,00	[-10%:10%]

Ao realizar seu planejamento financeiro para os próximos cinco anos, o gerente de energia da Genco faz uma estimativa baseada nesses contratos e na sobra esperada de energia caso nenhum outro contrato seja firmado. Portanto, Genco possui uma receita esperada de aproximadamente R\$ 714 milhões a ser arrecadada com os contratos no ano de 2012.

É possível fazer uma estimativa da receita a ser obtida com a sobra de energia. Como ela não foi comprometida com contratos, podemos estimar que toda essa energia (50 MW-médios em um ano, equivalem a  $50 \times n^o$  horas do ano = 439.200 MWh. Essa é a energia livre em 2012, a energia livre para os demais anos está apresentada na [Tabela 4.2](#). Para estimar a receita de curto prazo em cada ano, iremos valorizar essa energia não contratada ao PLD médio de cada ano que está apresentado na [Tabela 4.4](#).

Tabela 4.4: PLD médio dos 2.000 cenários para os anos de 2012 a 2016

(R\$/MWh)	2012	2013	2014	2015	2016
PLD médio	66,79	86,39	83,57	84,87	75,30

Assim, Genco tem a expectativa de liquidar essa sobra de energia do próximo ano ao PLD médio de R\$66,79/MWh, gerando uma receita adicional de R\$ 29 milhões. Com isso, Genco terá uma expectativa total de receita para o ano de 2012 de aproximadamente R\$743 milhões. A [Tabela 4.5](#) apresenta os resultados para os demais anos, considerando o PLD médio dos 2.000 cenários de cada um dos anos.

Tabela 4.5: Receita Anual Esperada

(R\$ milhões)	2012	2013	2014	2015	2016
Receita com contratos	713,9	674,5	674,5	591,3	512,4
Receita de curto prazo (PLD médio)	29,2	75,7	73,2	148,7	197,8
Receita esperada total	743,1	750,1	747,6	739,9	710,2

Para realizar a avaliação da receita e do risco da Genco para o período de 2012 a 2016, iremos utilizar como variáveis de entrada ao modelo de otimização os cenários de geração hidráulica, PLD e racionamento de energia calculados pelo modelo Newave, utilizando o deck de dados da CCEE de janeiro de 2012. A [Subfigura 2.2a](#) e a [Subfigura 2.2b](#) apresentam a variabilidade da geração hidráulica total do SIN e do PLD para o submercado sudeste para o período de estudo, 2012 a 2016. A [Figura 4.2](#) ilustra a variabilidade dos cenários de PLD, do submercado sudeste, para o ano de 2012 e a [Figura 4.3](#) apresenta o histograma da distribuição anual desses preços.

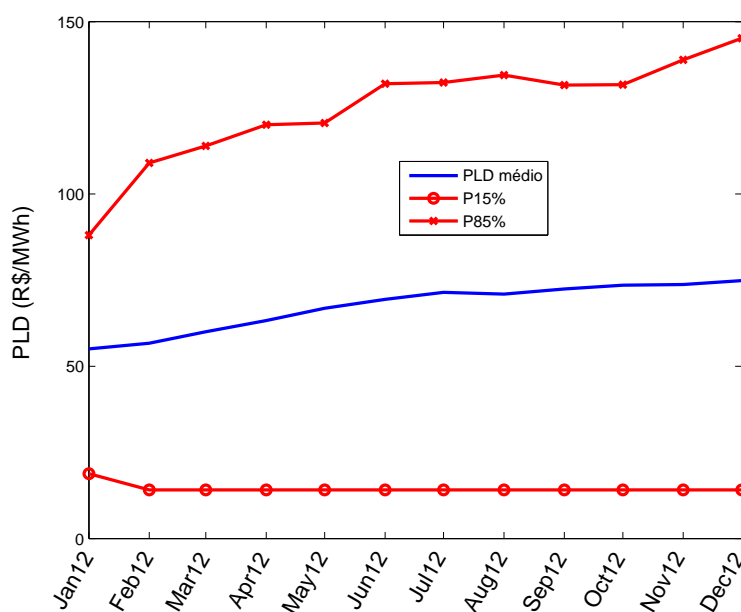


Figura 4.2: Expectativa de Evolução do PLD para o Ano de 2012

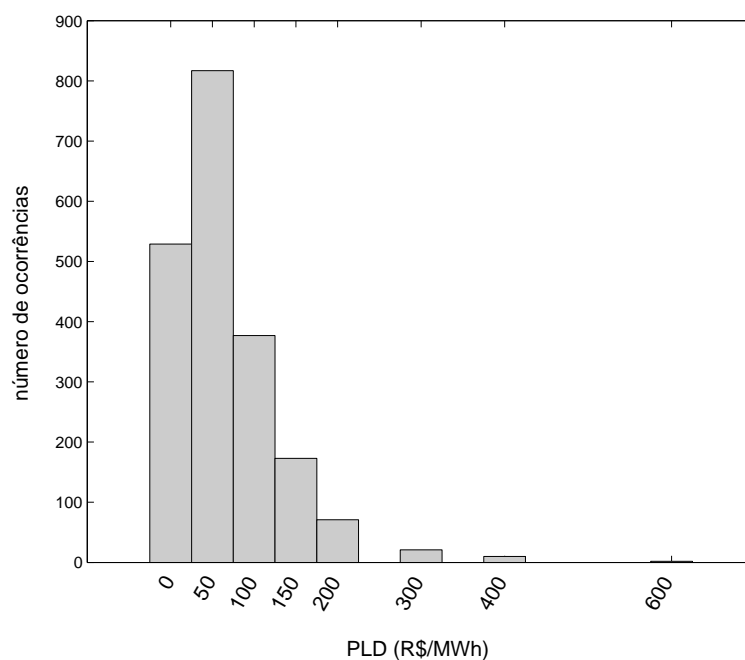


Figura 4.3: Distribuição de PLDs para o Ano de 2012

Na [Figura 4.3](#) pode-se observar que, apesar de o PLD médio ser um bom indicativo para estimar a receita esperada, existem eventos que podem fazer com que essa receita seja muito reduzida. Além dos impactos diretos do PLD na receita de curto prazo, existe também o impacto que o GSF pode causar na garantia física alocada podendo levar a empresa a uma exposição negativa no curto prazo, exposição essa que pode até zerar os ganhos estimados pelo PLD médio.

Considerando a avaliação de risco conforme proposta por [\(2.19\)](#), observa-se na [Figura 4.4](#) a receita em risco desse portfólio com a utilização desses cenários baseados no conjunto de dados de janeiro de 2012. Essa figura apresenta os resultados com base anual e considerando todos os 60 períodos.

O modelo de otimização proposto deverá indicar nova contratação para a empresa, dando ao seu gerente de energia algumas opções de contratação de novos contratos de energia de forma a melhorar a atual condição de receita esperada e risco a que a empresa está sujeita atualmente, conforme mostrado na [Figura 4.4](#).

### 4.3 Resultados

As metodologias e formulações para o cálculo da receita e do risco, equações [\(2.7\)](#) e [\(2.20\)](#) e as restrições definidas na [\(2.16\)](#) deverão ser combinados para a criação de um problema de

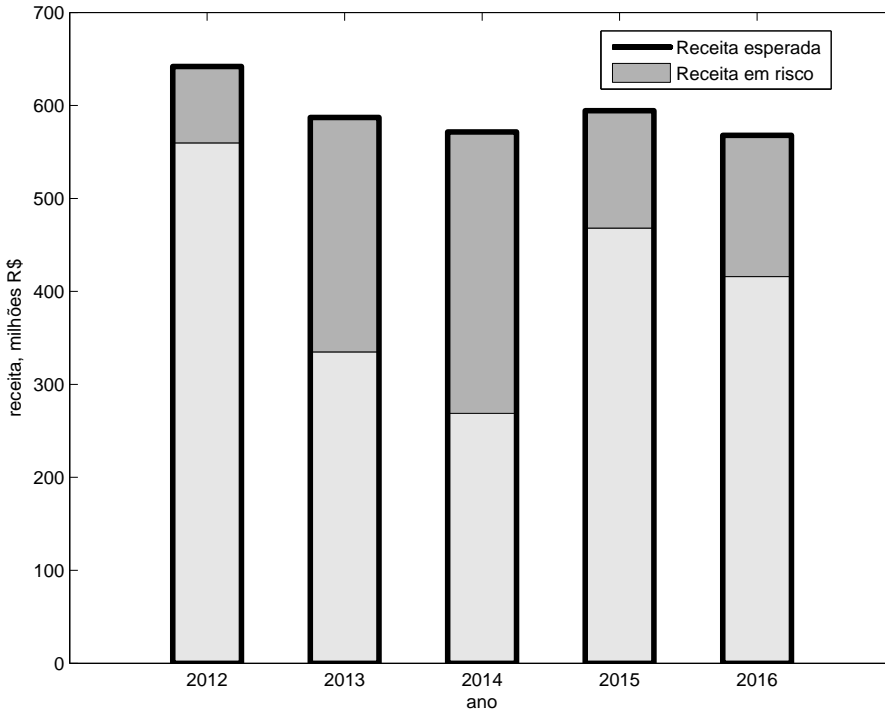


Figura 4.4: Avaliação do Risco no Atual Portfólio de Contratos

otimização bi-objetivo. A formulação final desse problema é dada por

$$\begin{aligned}
 & \text{maximize} \quad \frac{1}{2000} \sum_{s=1}^{2000} \sum_{m=1}^{60} recAGT_{s,m}(x) \\
 & \quad eP@R(recAGT(x)_{s,m}) \\
 & \text{sujeito a} \quad \sum_{ic=1}^{n_c} x_{ic} \leq VolContTOT_{iano}, \quad iano = 1, \dots, 5 \\
 & \quad 0 \leq x_c \leq VolContNW_c, \quad c = 1, \dots, cnv
 \end{aligned} \tag{4.4}$$

Com a aplicação do modelo de otimização proposto anteriormente e utilizando o portfólio de contratos que a empresa Genco possui atualmente, ainda é necessário definir alguns parâmetros para realizar o estudo. Esses parâmetros devem definir os limites de alocação de cada tipo de contrato e qual o limite anual de alocação de todos os contratos.

Neste trabalho, para representar a arbitragem do problema, iremos permitir que a empresa Genco possa negociar até 5% (50 MW-médios) além da sua atual capacidade firme de oferta de energia. Essa premissa será adotada para avaliar um comportamento de negociação mais ousado por parte do gerente de comercialização da empresa. Com as atuais regras de mercado vigentes, essa exposição do agente vendedor não é legal, pois cada agente de mercado deve ter 100% do seu consumo ou contratos de venda, coberto por garantia física própria ou contratos de compra, no final da contabilização de cada mês. No entanto, de forma a estudar o comportamento do modelo nesses casos extremos, optou-se por criar essa pequena liberdade. Uma forma também arriscada

de solucionar o problema da subcontratação é realizar a compra de contratos de curtíssimo prazo, com duração de apenas um mês, todos os meses.

Os preços de venda desses novos contratos também devem ser definidos. Esses parâmetros estão apresentados nas [Tabela 4.6](#) e [Tabela 4.7](#).

Tabela 4.6: Alocação Máxima de Contratos

(MW-médios)	2012	2013	2014	2015	2016
Sobra	50	100	200	300	500
Alocação máxima de contratos	100	150	250	350	550

Tabela 4.7: Venda Máxima de Energia Permitida por Tipo de Contrato

Tipo do Contrato	Montante (MW-médios)	Preço (R\$/MWh)	Flexibilidade (%)
Firme	200,00	90,00	0
Atrelado ao Consumo	200,00	95,00	[-15%;15%]
CCEAR	300,00	92,00	[-4%;0%]
Atrelado ao PLD	200,00	105,00	[-5%;5%]
<i>Collar</i>	100,00	<i>a</i>	

<sup>a</sup>Contrato *collar* terá como piso o valor de R\$50,00/MWh e teto R\$120,00/MWh e o prêmio será de R\$ 2,00/MWh.

A [Figura 4.5](#) apresenta os resultados obtidos com a otimização utilizando o método VMOOS. Para facilitar a visualização da construção da fronteira Pareto proposta, os valores de receita e risco foram normalizados e a escala do gráfico ajustada. Para a normalização, utilizou-se como base o maior valor de receita encontrado. Através dessa figura, podemos observar como a fronteira Pareto ficou bem distribuída. Pode-se observar que os pontos 2 e 4 dividiram os maiores segmentos, no espaço dos objetivos, conforme esperado. Optou-se por montar essa fronteira com apenas 5 pontos para reduzir o tempo computacional de execução do problema. Cada um dos pontos encontrados levou aproximadamente 20 minutos para ser encontrado.

A tabela [Tabela 4.8](#) mostra a performance do algoritmo para a avaliação do problema e a tabela [Tabela 4.9](#) apresenta os resultados numéricos de receita e risco dos pontos dessa fronteira e a receita e risco do portfólio original de contratos.

Tabela 4.8: Performance do Método VMOOS na Solução do Problema Real

Tempo gasto (minutos)	106,89
Avaliações de função	8.181

Conforme podemos observar na [Figura 4.5](#), a fronteira Pareto construída possui uma inclinação muito elevada no eixo do risco, indicando que para um aumento de receita, por menor que seja, irá aumentar o risco consideravelmente.

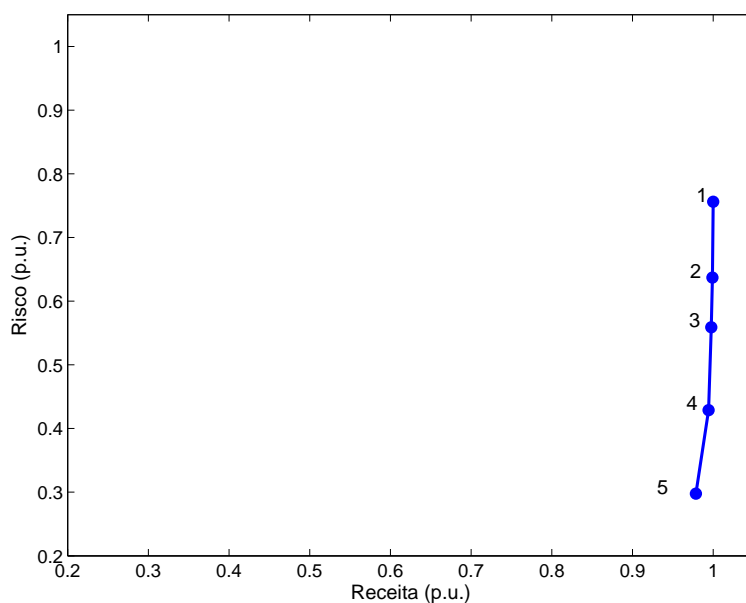


Figura 4.5: Fronteira Pareto Obtida

Tabela 4.9: Resultados Obtidos

(R\$ milhões)	Original	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4	Ponto 5
Receita Esperada	2.962,6	3.059,2	3.056,2	3.051,6	3.041,6	2.993,6
Risco (eP@r)	915,6	2.312,4	1.947,3	1.709,5	1.311,6	910,1

A Tabela 4.9 e a Figura 4.6 apresentam uma comparação da receita e risco para os 60 períodos associados ao portfólio original e os pontos da fronteira Pareto encontrada. Nela, podemos observar que o ponto 5 domina o ponto inicial melhorando a receita e reduzindo o risco do portfólio atual.

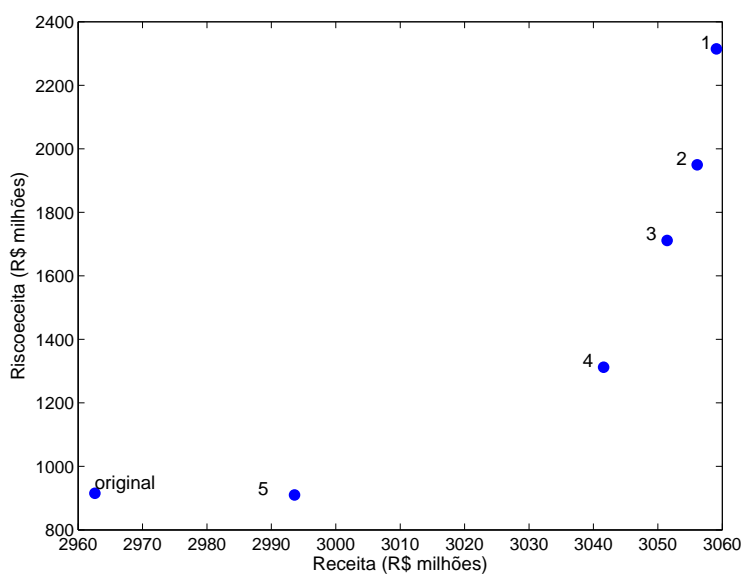


Figura 4.6: Comparação do Ponto Inicial com a Fronteira Pareto



A [Figura 4.7](#) também apresenta a comparação da receita esperada e a receita em risco para o ponto original e todos os pontos na fronteira Pareto. Nessa figura, podemos observar de forma mais clara como um pequeno aumento de receita gera um grande aumento no risco de energia da Genco.

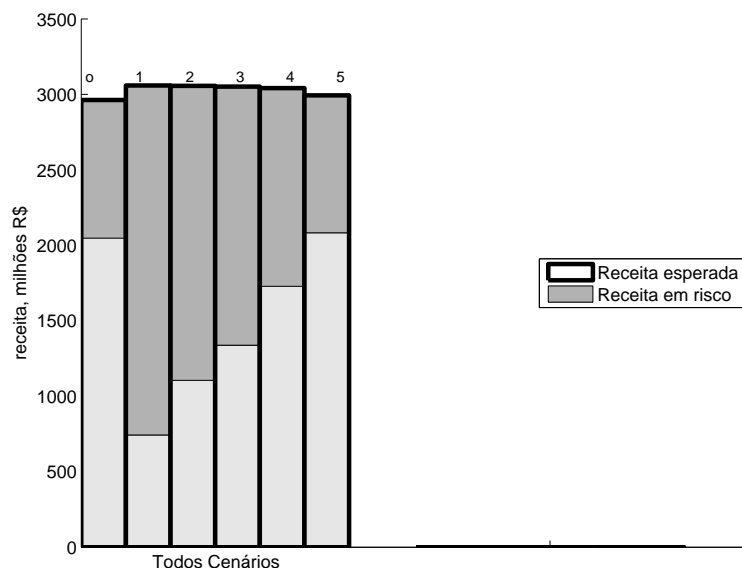


Figura 4.7: Comparação do Ponto Inicial com a Fronteira Pareto

A variável de decisão desse processo de otimização foi a quantidade de cada tipo de contrato deveria ser alocado anualmente. Essa alocação de contratos de venda definida na otimização é apresentada na [Tabela 4.10](#). Podemos observar nesses resultados que as restrições de contratação impostas na [Tabela 4.6](#) foram completamente atendidas. A [Tabela 4.11](#) resume o total contratado em cada ano.

Conforme apresentado na [Tabela 4.10](#) e na [Tabela 4.11](#), a decisão de alocação de cada tipo de contrato foi feita de forma anual, ou seja, cada ano tem uma quantidade diferente de contratos alocados para cada resultado encontrado. Isso significa que para cada ponto da fronteira Pareto encontrado, temos um balanço anual de energia diferente. A [Tabela 4.12](#) apresenta esse balanço anual, nela, os valores negativos significam que a venda de contratos foi superior aos recursos da empresa.

Os resultados propostos pelo modelo indicam uma alocação maior do contrato atrelado ao consumo e CCEARs, contratos com alteração do volume sem relacionamento com o PLD, nos anos de 2014 e 2015 onde os preços de curto prazo são mais elevados em relação aos outros anos. Já em 2016, onde os PLDs são menores, o contrato atrelado ao PLD é mais alocado. Esse comportamento, confirma que o risco de ter um contrato relacionado ao PLD em momentos de PLD elevados, aumenta o risco de exposição.

Nos resultados apresentados na [Tabela 4.12](#) podemos observar que apenas o ponto 5 teve uma solução mais conservadora, buscando não exceder a oferta de energia em nenhum dos anos do

Tabela 4.10: Posição Final dos Contratos Determinada pela Otimização

(MW-médios)		Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4	Ponto 5
Contrato firme	2012	1,6	0,0	0,0	0,0	1,5
	2013	3,1	0,0	0,0	0,0	1,7
	2014	11,9	0,0	0,0	0,0	2,0
	2015	33,5	0,0	0,0	0,0	2,6
	2016	54,8	0,0	0,0	0,0	7,3
Contrato atrelado ao consumo	2012	1,7	0,0	0,0	0,0	1,8
	2013	3,2	0,0	0,0	0,0	2,0
	2014	14,9	0,2	0,0	0,0	2,3
	2015	120,3	40,8	0,1	0,1	3,0
	2016	249,8	190,8	114,6	0,1	12,5
CCEAR	2012	5,5	0,0	35,5	83,4	1,9
	2013	8,6	0,1	35,5	83,4	2,1
	2014	133,6	149,3	121,6	83,5	2,4
	2015	248,6	250,0	249,9	144,3	3,2
	2016	249,8	250,0	250,0	210,9	24,4
Contrato atrelado ao PLD	2012	90,9	100,0	64,5	16,6	2,4
	2013	91,9	100,0	64,5	16,6	2,7
	2014	95,8	100,0	64,5	16,6	2,9
	2015	102,1	100,0	64,5	16,6	3,6
	2016	249,9	250,0	250,0	250,0	136,6
Contrato <i>collar</i>	2012	0,1	0,0	0,0	0,0	1,5
	2013	0,2	0,0	0,0	0,0	1,7
	2014	0,3	0,0	0,0	0,0	2,0
	2015	0,4	0,0	0,0	0,0	2,6
	2016	0,5	0,0	0,0	0,0	4,2

Tabela 4.11: Alocação Anual de Contratos Determinada pela Otimização

(MW-médios)	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4	Ponto 5
2012	99,9	100,0	100,0	100,0	9,0
2013	7,1	0,1	0,1	0,0	1,3
2014	149,4	149,5	86,2	0,1	1,3
2015	248,4	141,2	128,3	60,8	3,6
2016	299,9	300,0	300,0	300,0	169,9

Tabela 4.12: Resultado do Balanço Anual de Compras e Vendas

(MW-médios)	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4	Ponto 5
2012	-51	-50	-49	-50	42
2013	94	100	100	100	100
2014	-50	-49	14	100	100
2015	-48	58	72	139	195
2016	1	0	1	0	129

estudo. Todos os demais pontos, em algum ano, tiveram o balanço negativo. Esse pode ser um dos motivos pelo qual o risco apresentado pelas demais soluções ficou muito elevado.

Para avaliar esse comportamento a [Figura 4.8](#) nos mostra a relação de receita e risco para todos os pontos da fronteira Pareto, discriminada anualmente. Nela podemos observar que, as condições de contratação mais arriscadas, mas com maior receita esperada, acontecem quando a decisão de contratação ultrapassa o limite da garantia física disponível da Genco.

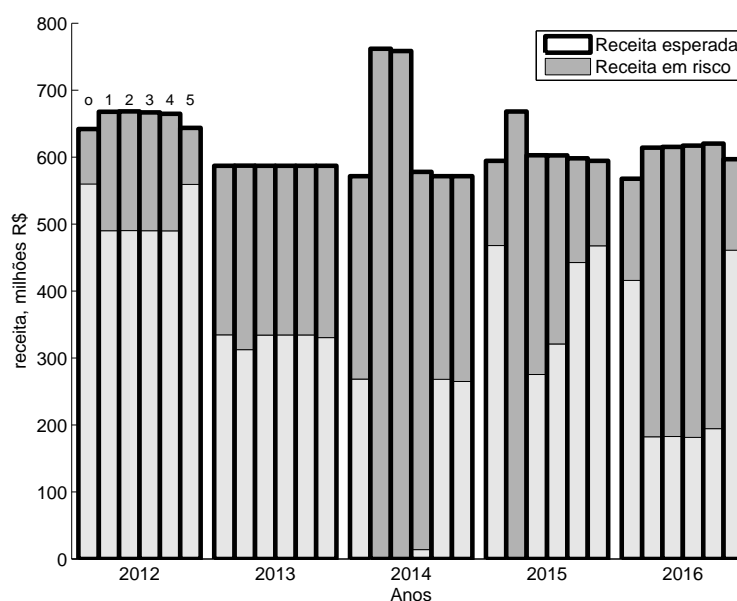


Figura 4.8: Comparação dos Resultados Anuais de Receita e Risco

Dessa maneira, de forma a melhor preservar a maior parte da receita já negociada através dos contratos de energia existentes, seria mais prudente que o gerente de energia da Genco optasse por negociar novos contratos de energia, hoje, conforme a solução proposta pelo ponto 5, de menor risco. E, com o passar do tempo, novas avaliações devem ser realizadas de forma a confirmar a atual posição de receita e risco da empresa ou indicar novas contratações de energia de forma a aumentar um pouco mais a receita esperada, sem aumentar muito o risco.



## Capítulo 5

# Conclusões e Recomendações

### 5.1 Conclusões

A aplicação de métodos determinísticos para a solução de problemas com mais de um objetivo não tem tido a atenção que poderia lhe ser dada nos últimos anos. O desenvolvimento de novas metodologias, baseadas em métodos clássicos para a otimização de problemas com apenas um objetivo, tem mostrado que a otimização determinística aplicada a problemas multiobjetivo tem um grande potencial a ser explorado.

A metodologia aqui apresentada foi comparada com a utilização de métodos escalares na solução de um problema analítico e obteve uma performance melhor que um dos métodos escalares mais comumente utilizado. A decisão de não se comparar os métodos determinísticos com métodos estocásticos se deu pela natureza do problema estudado, onde a certeza de convergência do problema para um ponto ótimo é necessária para a segurança na tomada de decisão.

Uma vez confirmada a eficiência do método híbrido proposto neste trabalho, ele foi aplicado à solução de um problema real de otimização de portfólios de uma empresa geradora de energia no setor elétrico brasileiro e esse método foi capaz de resolver o problema conforme esperado.

Os resultados obtidos permitiram que o decisor da empresa, no caso o gerente de energia, avaliasse melhor as condições de risco a que a empresa está submetida ao ser um agente participante do SEB. Com a aplicação da metodologia de avaliação de riscos propostas, foi possível avaliar que com o atual portfólio de contratos a empresa já está sujeita a um risco de perda de receita da ordem de 10% no primeiro ano chegando a quase 50% em 2014.

Com a construção de toda a fronteira Pareto, foi possível expor melhor a natureza do problema sobre o qual o decisor deve decidir. Na fronteira aqui construída, foi possível observar que para garantir um pequeno aumento na receita esperada, o decisor deve se expor muito mais ao risco. Na chamada região de joelho da fronteira Pareto, isto é, a região a partir da qual ocorre uma maior inclinação na curva construída por essa fronteira, a relação de risco e retorno é da ordem

de 45. Esse fator significa que para aumentar a receita esperada em R\$1 milhão, o agente deverá assumir um risco de perder R\$45 milhões. Segundo a opinião do autor, por essa relação, é mais indicado que o decisor trabalhe na região de menor risco.

Apesar deste trabalho não considerar as alocações anuais como parte da função objetivo, os resultados encontrados conseguiram melhorar, mesmo que marginalmente, as condições anuais de risco a que a empresa está exposta. Assim, fica claro que métricas de risco devem ser desenvolvidas para analisar os impactos a que os agentes de geração estão sujeitos no setor elétrico brasileiro, sugerindo metodologias que sejam capazes de reduzi-los.

## 5.2 Recomendações para Trabalhos Futuros

De forma a melhorar os resultados obtidos neste trabalho, podemos considerar a avaliação de contratos venda, contratos de compra, recursos próprios e a alocação da energia secundária em diferentes submercados de forma a avaliar se existe alguma relação entre os preços de curto prazo dos diferentes submercados do SEB com as outras variáveis que impactam no processo de decisão, como por exemplo, o GSF.

Uma vez definida a métrica de risco a ser utilizada, estudos podem ser realizados no sentido de definir qual seria uma perda máxima aceitável para o agente. Dessa maneira, poderiam ser incluídas novas restrições ao problema estudado. Nessas restrições, estariam inseridos os máximos valores anuais a que uma empresa estaria disposta a se arriscar.

Estudos relativos à forma como a função objetivo e suas restrições são criadas devem ser realizados no sentido de melhorar os resultados de receita e risco anualmente. Apesar de o problema de otimização global, utilizando os 60 períodos, ter melhorado a carteira de portfólios da empresa, alguns anos ficaram muito prejudicados para atingir esse objetivo. Essa situação não é desejável. Assim, novas restrições que diminuem a variação do risco ou da receita ano a ano podem ser estudadas para futura implementação no método proposto.

Apesar de a característica do problema exposto exigir a necessidade da certeza de convergência, a comparação dos resultados do método aqui proposto com ferramentas de otimização estocástica serviria ao propósito de avaliar melhor a performance desses algoritmos para a aplicação de problemas com as características apresentadas por este trabalho.

## Referências Bibliográficas

- Abraham, A., Jain, L., and Goldberg, R. (2004). *Evolutionary Multiobjective Optimization*. Springer.
- Aguiar, A. S. (2008). *Equivalente certo e medidas de Risco em decisões de Comercialização de Energia*. Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica - PUC Rio.
- ANEEL (2004). Resolução normativa 109 de 26/out/2004. Institui a convenção de comercialização de energia elétrica.
- ANEEL (2013). Website ANEEL - <http://www.aneel.gov.br>.
- Arfux, G. A. B. (2004). Gerenciamento de riscos na comercialização de energia elétrica com uso de instrumentos derivativos: Uma abordagem via teoria de portfólios de markowitz. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC.
- Artzner, P., Delbaen, F., Eber, J.-M., and Heath, D. (1999). Coherent measures of risk. *Math. Finance*, 3:203--228.
- BRASIL (2004a). Decreto 5.163 de 30/jul/2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.
- BRASIL (2004b). Decreto 5.177 de 12/ago/2004. Regulamenta os artigos 4° e 5° da lei 10.848/2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.
- BRASIL (2004c). Lei 10.848 de 15/mar/2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica.
- BRASIL (2008). Decreto 5.081, 14/mai/2004. Regulamenta os artigos 13° e 14° da lei no 9.648/1988, e o artigo 23° da lei no 10.848/2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.
- Bérubé, J. F., Gendreau, M., and Potvin, J. Y. (2007). An exact e-constraint method for bi-objective combinatorial optimization problems - application to the traveling salesman problem with profits. *Centre Interuniversitaire de Recherche sur les Réseaux d'Entreprise, la Logistique et le Transport - CIRRELT*.
- Castro, J. G. and Baidya, T. K. N. (2009). A medida de performance omega: Características e aplicações. *IX Encontro Brasileiro de Finanças*.

- CCEE (2013). Website CCEE - <http://www.ccee.org.br>.
- CEPEL (2010). Manual de referência do modelo newave.
- Chan, L. K., Karceski, J., and Lakonishok, J. (1999). On portfolio optimization: Forecasting covariances and choosing the risk model. *Review of Financial Studies*, 12:937--974.
- CNPE (2011). Resolução 1 de 25/mar/2011. Estabelece o número de submercados do Sistema Interligado Nacional - SIN.
- Costa, J. H., Lobato, M. V. C., Santos, F. F. G., and Ferreira, G. I. (2009). Repercussão da capacidade da regularização dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional - SIN na volatilidade dos Custos Marginais de Operação - CMO. *XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*.
- Dahlgren, R., Liu, C. C., and Lawarree, J. (2003). Risk assessment in energy trading. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18:503--511.
- Damodaram, A. (2008). *Strategic Risk Taking: A Framework for Risk Management*. Wharton Scholl Publishing.
- Ehrgott, M. (2005). *Multicriteria Optimization (2 ed.)*. Springer.
- Fliege, F. and Svaiter, B. F. (2000). Steepest descent methods for multicriteria optimization. *Mathematical Methods of Operations Research*, 51(3):479 -- 494.
- Fliege, J., Drummond, L. M. G., and Svaiter, B. F. (2009). Newton's method for multiobjective optimization. *Society for Industrial and Applied Mathematics - SIAM Journal on Optimization*, 20(2):602 -- 626.
- Fonseca, F. R. (2009). Estratégias de sazonalização da garantia física de PCHs em portfólios PCH e biomassa. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica - PUC Rio.
- Goldberg, D. E. (1989). *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*. Addison-Wesley Publishing Company.
- Granville, S., Kelman, R., Barroso, L. A., Chabar, R., Pereira, M. V., Lino, P., Xavier, P. J., and Capanema, I. (2003). Um sistema integrado para gerenciamento de riscos em mercados de energia elétrica. *XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*.
- Guder, R. (2009). Otimização de portfólios de contratos de energia elétrica utilizando algoritmos genéticos multiobjetivo. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC.
- Jorion, P. (2006). *Value at Risk*. McGraw Hill.
- Kim, I. Y. and de Weck, O. L. (2005). Adaptive weighted-sum method for bi-objective optimization: Pareto front generation. *Structural and Multidisciplinary Optimization*, 29:149--158.



- Liu, M. and Wu, F. (2006). Portfolio optimization in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 77:1000--1009.
- Liu, M., Wu, F., and Ni, Y. (2006). A survey on risk management in electricity markets. *Power Engineering Society General Meeting - IEEE*.
- Lobato, M. V. C., Dias, M. A. O., and de Souza, T. M. (2008). Impacto econômico dos riscos de energia para contratos de quantidade e nível mínimo de variação de receita esperada para geradores hidráulicos. *Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico-SEPEF*.
- Markowitz, H. (1952). Portfolio selection. *The Journal of Finance*, 7(1):77 -- 91.
- Marler, R. and Arora, J. (2004). Survey of multiobjective optimization methods for engineering. *Springer-Verlag*.
- McNeil, A. J., Frey, R., and Embrechts, P. (2005). *Quantitative Risk Management: Concepts, Techniques, and Tools*. Princeton University Press.
- MME (2003). Modelo institucional do setor elétrico brasileiro.
- MME (2008). Portaria mme 258, 28/jul/2008. Define a metodologia de cálculo da garantia física de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN.
- Oliveira, E. P. (2009). Medidas coerentes de risco. Dissertação de Mestrado, Instituto Nacional de Matemática Pura e Aplicada - IMPA.
- ONS (2013). Website ONS - <http://www.ons.org.br>.
- Pereira, M. V. F. and Pinto, L. M. V. G. (1991). Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, 52:359--375.
- Rockafellar, R. T. and Uryasev, S. P. (2000). Optimization of conditional value-at-risk. *Journal of Risk*, 2(3):21--41.
- Santos, F. F. G., Dias, M. A. O., and Lobato, M. V. C. (2011). Análise de riscos ao caixa das empresas distribuidoras em função dos contratos por disponibilidade no ACR. *XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*.
- Santos, F. F. G., Vieira, D. A. G., Saldanha, R. R., Lisboa, A. C., and Lobato, M. V. C. (2012). Formação de um perfil de sazonalização baseada em otimização multiobjetivo. *XIX Simpósio de Engenharia de Produção - SIMPEP*.
- Simões, M. D. P. and Gomes, L. L. (2011). Decisão de sazonalização de contratos de fornecimento de energia elétrica no Brasil através da otimização da medida ômega. *Revista Eletrônica de Administração - REAd*, 17:181--203.
- Sokei, C. T. (2008). Modelo da sazonalização da energia assegurada de usinas hidrelétricas utilizando algoritmos genéticos. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo - USP.

- Sokei, C. T., Ramos, D. S., and Filho, D. S. (2009). Modelo para sazonalização de contratos de energia utilizando algoritmos genéticos. *XIII Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRÉ - ERIAC*.
- Song, J. and Dong, Z. (2010). A risk management framework for electricity market planning. *International Conference on Computer and Automation Engineering (ICCAE)*, 3:341--345.
- Strickland, C. (2012). How relevant is var for energy markets. *Energy Risk*.
- Takahashi, R. H. C. (2007). Otimização escalar e vetorial. Technical report, Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, <http://www.mat.ufmg.br/~taka/>.
- Teive, R. C. G., Guder, R., and Sebba, C. (2010). Risk management in the energy trading activity - an approach by using multi objective genetic algorithm and multi criteria theory. *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2010 IEEE/PES*, pages 504--510.
- Tonelli, A. V. P. (2007). Modelo computacional para gestão de riscos na comercialização de energia elétrica. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI.
- Vieira, D. A. G. and Lisboa, A. C. (2013). A strategy for applying cutting-plane methods in multiobjective optimization problems. *European Journal of Operational Research - EJOR*.
- Vieira, D. A. G., Lisboa, A. C., and Saldanha, R. R. (2010). An enhanced ellipsoid method for electromagnetic devices optimization and design. *IEEE Transactions on Magnetics*, 46:2843--2851.
- Vieira, D. A. G., Takahashi, R. H. C., and Saldanha, R. R. (2012). Multicriteria optimization with a multiobjective golden section line search. *Mathematical Programming*, 131:131--161.
- Zelaya, R. A. Z. (2004). Avaliação de contratos de energia sob incerteza: Uma abordagem baseada na lógica fuzzy e teoria multicritério. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC.