RUI BERTHO JUNIOR

Programação Linear com Controle de Risco para o Planejamento da Operação do SIN

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia
de São Carlos da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em Ciências
pelo Programa de Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de
Potência.

Orientador: Prof. Dr. Adriano Alber de França
Mendes Carneiro

São Carlos
2013

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

B542p Bertho Junior, Rui
 Programação Linear com Controle de Risco para o
Planejamento da Operação do SIN / Rui Bertho Junior;
orientador Adriano Alber de França Mendes Carneiro. São
Carlos, 2013.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em
Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia
de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2013.

1. Planejamento da operação. 2. Reservatório
equivalente. 3. Programação linear. 4. Controle de
risco. 5. Conditional value at risk. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **RUI BERTHO JUNIOR**.

Título da dissertação: "Programação linear com controle de risco para o planejamento da operação do SIN".

Data da defesa: 08/03/2013

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Dr. **Adriano Alber de França Mendes Carneiro (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Associado **Alexandre Cláudio Botazzo Delbem**
(Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação/USP)

APROVADO

Dr. **Rodrigo Sacchi**
(Companhia Paulista de Força e Luz/CPFL)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Presidente da
Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**

Agradecimentos

Ao Prof. Dr. Adriano Alber de França Mendes Carneiro, pela orientação e incentivo apresentados durante toda a confecção deste trabalho.

Ao Dr. Eng. Rodrigo Sacchi, da CPFL Geração, pela atenção e apoio proporcionados na etapa de definição dos trabalhos e durante todo o processo de desenvolvimento.

Aos meus pais, pelo incondicional apoio não somente na vida acadêmica, mas durante toda minha existência.

À minha namorada, pelo apoio, companheirismo e paciência oferecidos durante a execução deste trabalho.

A todos os amigos, que contribuíram de forma direta ou indireta na execução deste trabalho.

Aos amigos do LSEE – Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica, pela companhia e paciência por enfrentar inúmeras discussões técnicas.

“A persistência é o menor caminho do êxito.”

Charles Chaplin

Resumo

Bertho Junior, R. **Programação Linear com Controle de Risco para o Planejamento da Operação do SIN**. 2012. 116p. Exame de Qualificação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

O planejamento da operação energética do sistema interligado nacional brasileiro é realizado por uma cadeia de modelos computacionais de otimização e simulação da operação. Entretanto, o risco de déficit, um importante indicador de segurança energética no setor elétrico, é tratado como uma variável de saída dos modelos computacionais. No planejamento de médio prazo é utilizado o software NEWAVE, que utiliza uma representação agregada em subsistemas equivalentes. Este trabalho propõe a implementação de um modelo de otimização linear para o planejamento da operação de médio prazo capaz de considerar o risco de déficit em sua formulação. Para o controle de risco de déficit, é proposta a utilização da métrica de risco conhecida por *CVaR (Conditional Value at Risk)*, por se caracterizar como uma métrica de risco coerente, além de poder ser implementada por meio de um conjunto de restrições lineares.

Palavras chave: Planejamento da operação, Reservatório equivalente, Programação linear, Controle de risco, *Conditional value at risk*.

Abstract

Bertho Junior, R. **Linear Programming with Risk Control for the Operation Planning of SIN**. 2012. 116p. Exame de Qualificação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

The energetic operation planning of the Brazilian interconnected system is performed by a chain of computational models for the system optimization and simulation. However, the deficit risk, an important energy security indicator for the electric sector, is treated as an output variable on the computational models. In the medium-term of the energetic planning is used the software NEWAVE, which uses equivalent systems on aggregated representation. This work proposes the implementation of a linear optimization model for the medium-term of the energetic planning able to consider the deficit risk in its own formulation. To control the deficit risk is proposed the use of the risk metric known as *CVaR* (Conditional Value at Risk), because it is characterized as a coherent risk metric, and can be implemented through a set of linear constraints.

Keywords: Operation planning, Aggregated reservoir, Linear programming, Risk control, *Conditional value at risk*.

Índice de Figuras

Figura 1: Esquema de um sistema hidrotérmico de potência.	19
Figura 2: Consumo total de energia no Brasil.	21
Figura 3: Geração total de energia elétrica no Brasil por fonte.	22
Figura 4: Cronograma de decisão para sistemas hidrotérmicos de potência.	24
Figura 5: Incerteza nas vazões x horizonte de planejamento.	26
Figura 6: Seqüência de operação da cadeia de modelos.	28
Figura 7: Cadeia de modelos para o planejamento da operação energética no Brasil.	29
Figura 8: Divisão dos subsistemas brasileiros.	33
Figura 9: Representação do VaR e $Cvar$. Adaptado de (POUSINHO, MENDES e CATALÃO, 2012).	43
Figura 10: Energia comercializada no mercado de curto prazo (CCEE, 2011).	47
Figura 11: Subsistemas modelados.	51
Figura 12: CVU Sudeste.	57
Figura 13: Custo de operação mensal do subsistema sudeste.	59
Figura 14: Fluxograma de operação do simulador	71
Figura 15: Variação do horizonte de otimização em função do estágio do simulador	73
Figura 16: Média de longo termo da ENA.	75
Figura 17: EArm do subsistema Sudeste para ENA média.	76
Figura 18: Geração de energia do subsistema sudeste.	77
Figura 19: Trajetória otimizada do reservatório da usina Emborcação. Adaptado de (SOARES e CARNEIRO, 1991).	78
Figura 20: Histórico de energia natural afluyente do Sudeste.	79
Figura 21: Detalhe do método de decisão implementado no otimizador.	80
Figura 22: Diferença entre a geração hidrelétrica única entre os cenários ou geração média.	81
Figura 23: Representação das diferentes trajetórias de EArm no sudeste para otimização de múltiplos cenários	82
Figura 24: Evolução do $CVaR$	83
Figura 25: Curva de permanência do custo total nos cenários do histórico.	84
Figura 26: Comparativo da trajetória otimizada de geração hidrelétrica.	85
Figura 27: Comparativo da trajetória otimizada de energia armazenada.	85
Figura 28: Comparativo da trajetória otimizada de vertimento.	86
Figura 29: Comparativo da trajetória otimizada do custo de operação.	87
Figura 30: Cenários do histórico de ENA para simulação.	88

Figura 31: Trajetórias de energia armazenada na simulação sem controle de risco. ..	89
Figura 32: Trajetórias de geração hidrelétrica na simulação sem controle de risco.....	90
Figura 33: Trajetórias de geração termelétrica na simulação sem controle de risco....	91
Figura 34: Trajetórias de déficit de energia na simulação sem controle de risco.....	92
Figura 35: Trajetórias de vertimento de energia na simulação sem controle de risco..	93
Figura 36: Comparativo da trajetória do <i>CVaR</i> nas simulações com e sem controle de risco.....	94
Figura 37: Comparativo da trajetória de déficit nas simulações com e sem controle de risco.....	95
Figura 38: Comparativo da trajetória de energia armazenada nas simulações com e sem controle de risco.....	96
Figura 39: Comparativo da trajetória de geração termelétrica nas simulações com e sem controle de risco.....	97
Figura 40: Comparativo da trajetória do custo operativo nas simulações com e sem controle de risco.	98
Figura 41: Comportamento do valor da água para os subsistemas.....	99
Figura 42: Comparativo entre os níveis de armazenamento simulados e a meta imposta pela CAR.....	101
Figura 43: Custo de operação do subsistema Sul.....	112
Figura 44: CVU do subsistema Sul.	113
Figura 45: Custo de operação do subsistema Nordeste.....	114
Figura 46: CVU do subsistema Nordeste.	114
Figura 47: Custo de operação do subsistema Norte.	115
Figura 48: CVU do subsistema Norte.....	116

Lista de Siglas

ACL	Ambientes de Contratação Livre
ACR	Ambientes de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAR	Curva de Aversão ao Risco
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
Cepel	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CF	Custo Futuro
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CO	Custo de Operação
CO _{Total}	Custo de Operação Total
CVaR	Conditional Value-at-Risk
CVU	Custo Variável Unitário
EArm	Energia Armazenada
EArm _{max}	Energia Armazenável Máxima
ENA	Energia Natural Afluente
Exp	Exportação
FO	Função Objetivo
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GH	Geração Hidráulica
GT	Geração Térmica
Imp	Importação
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCSOOESH	Modelos Computacionais de Simulação e Otimização da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos
MLT	Média de Longo Termo
MME	Ministério de Minas e Energia
N_IM	Intercâmbio Norte/Imperatriz
NE_IM	Intercâmbio Nordeste/Imperatriz
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PL	Programação Linear
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças

PMO	Programa Mensal da Operação
POCP	Procedimentos Operativos de Curto Prazo
POLFC-IT	Política de Operação Preditiva Estabilizada via Termo Inercial
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia
SE_IM	Intercâmbio Sudeste/Imperatriz
SE_NE	Intercâmbio Sudeste/Nordeste
SE_S	Intercâmbio Sudeste/Sul
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPE	Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
VaR	Value at Risk
Vert	Vertimento
VP	Valor Presente

Sumário

1	Introdução	14
1.1	Objetivos	16
2	Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos de Potência	18
3	Modelos Utilizados no Planejamento da Operação Energética no Brasil	26
3.1	O Modelo NEWAVE	31
3.2	O Modelo DECOMP	34
3.3	Técnicas Vigentes de Aversão ao Risco	36
3.4	Abordagens Alternativas no Planejamento da Operação Energética Brasileiro	39
4	CVaR como Métrica de Risco	42
5	Formação de Preços da Energia no Mercado de Curto Prazo	46
6	Modelagem Proposta	50
6.1	Modelagem do Parque Hidrelétrico	50
6.2	Modelagem do Parque Termelétrico	55
6.3	Modelo de Otimização	60
6.3.1	Função Objetivo	61
6.3.2	Restrições do Problema	62
6.3.3	Restrições de Controle de Risco	65
6.3.4	Formulação Completa	66
6.4	Simulação	71
7	Resultados	74
7.1	Otimização	74
7.1.1	Otimização Sem Controle de Risco de Déficit	74
7.1.2	Otimização Com Controle de Risco de Déficit	82
7.2	Simulação	88
7.2.1	Simulação sem controle de Risco	89

7.2.2	Simulação Com Controle de Risco	93
8	Conclusões	104
	Referências Bibliográficas	106
	Apêndice.....	112

1 Introdução

Desde os primórdios da humanidade, a evolução do consumo de energia¹ relaciona-se diretamente com o desenvolvimento tecnológico e a qualidade de vida. No início, o homem primitivo, que habitava o continente africano a aproximadamente um milhão de anos atrás, consumia apenas a energia proveniente de sua alimentação. Com o passar do tempo e com a evolução do conhecimento, o homem passou a utilizar o fogo, dominar a agricultura, etc., consumindo cada vez mais energia.

O aumento no consumo energético deve-se, basicamente, à busca por uma vida mais confortável. Em termos gerais, quanto maior o consumo de energia, maior o nível de conforto obtido. Com a queima de combustíveis como, por exemplo, gás ou madeira, é possível criar um ambiente termicamente confortável mesmo em regiões extremamente frias do planeta. Analogamente, o desconforto originado por altas temperaturas pode ser atenuado com a utilização de sistemas de refrigeração. Com a criação e evolução das máquinas, o homem passou a substituir o trabalho realizado manualmente, pelo conforto da utilização de equipamentos cada vez mais sofisticados, desempenhando as mais diversas funções.

O crescente aumento da utilização de energia para se obter uma vida mais confortável fez com que, num período de aproximadamente um milhão de anos, o consumo *per capita* de energia passasse de 0,73 milhões de quilocalorias por ano (relativo ao homem primitivo) para em média 17,7 milhões de quilocalorias por ano² (GOLDEMBERG e LUCON, 2008). Adicionalmente, o consumo de energia *per capita* pode ser diretamente utilizado como indicador do nível de desenvolvimento de uma nação (GOLDEMBERG, 1998). Os países em desenvolvimento como Brasil e China apresentaram um consumo médio por habitante de aproximadamente 11,1 e 12,5 milhões de quilocalorias por ano, respectivamente, ao passo que nos Estados Unidos cada cidadão consome aproximadamente 79,1 milhões de quilocalorias por ano. (GOLDEMBERG e LUCON, 2008)

Devido ao maior consumo de energia o homem passou a buscar cada vez mais alternativas energéticas, além de investigar o melhor aproveitamento dos recursos utilizados. Atualmente, a matriz energética mundial é composta por uma variedade de

¹ Trata-se do consumo energético total, abrangendo as necessidades alimentares, gastos com transportes, moradia, trabalho, vestuário, etc.

² Valor referente ao ano de 2004.

combustíveis fósseis, nucleares, e também por fontes renováveis. A energia elétrica está inserida na sociedade moderna como uma de suas principais alternativas energéticas, sendo considerada, inclusive, parte da infra-estrutura necessária para incorporar o ser humano ao modelo de desenvolvimento vigente. Portanto, sabendo-se que o consumo de energia pode ser considerado um quantificador do desenvolvimento de uma nação, a energia elétrica pode ser considerada um fator de extrema importância no desenvolvimento dos povos, e sua abundância ou escassez passa a refletir o potencial econômico das nações.

A energia elétrica tem se caracterizado como uma fonte de energia altamente versátil, capaz de ser utilizada nos mais diferentes meios e para as mais diferentes finalidades, suprimindo desde grandes fornos de siderúrgicas, até simples aparelhos eletrodomésticos. Essa versatilidade fez com que sua utilização aumentasse sensivelmente ao longo das últimas décadas, apresentando, taxas elevadíssimas de crescimento (SILVA FILHO, 2003). Não obstante, a energia elétrica, uma vez gerada, é limpa, invisível, sem resíduos e contaminantes (MULLER, 1995). Conseqüentemente, a geração de energia elétrica e o melhor aproveitamento possível dos recursos utilizados para tal devem estar entre as principais preocupações de qualquer país.

Deste modo, destaca-se a importância do melhor aproveitamento dos recursos para a geração de energia elétrica, que deve ser realizado com um eficiente planejamento da operação dos sistemas de geração. O planejamento é importante, pois influencia diretamente na garantia de fornecimento da energia elétrica, através do gerenciamento apropriado da utilização das fontes primárias de geração. Além disso, é por meio do planejamento da operação do sistema elétrico que se obtém o custo associado à energia elétrica, fortemente relacionado à utilização de combustíveis fósseis e nucleares na geração de eletricidade.

Em sistemas de geração de energia elétrica com predominância de fontes hidráulicas de geração, como o caso do Brasil, o problema do planejamento da operação torna-se fortemente dependente dos valores das futuras vazões afluentes, e a incerteza das vazões faz com que toda operação corra o risco de não garantir o suprimento de energia no futuro.

Atualmente no Brasil, o planejamento da operação do sistema de geração de energia elétrica, por se tratar de um problema altamente complexo, é realizado com a utilização de uma cadeia de modelos (MACEIRA, TERRY, *et al.*, 2002), que será detalhado mais adiante.

A abordagem desse trabalho explora a etapa de otimização de médio prazo da cadeia de modelos utilizada no planejamento da operação do sistema de geração de energia brasileiro. O objetivo da pesquisa consiste em utilizar a programação linear com controle de risco de déficit. Desta forma, o modelo proposto torna-se capaz de lidar com a probabilidade de déficit durante o processo de otimização, de modo a definir uma política de operação que atenda aos critérios de confiabilidade definidos pelo setor elétrico.

1.1 Objetivos

A cadeia de modelos atualmente utilizada no planejamento da operação energética do sistema interligado nacional norteia sua operação de médio prazo baseando-se na resposta operativa fornecida pelo software NEWAVE. Nesse modelo, o controle do risco de déficit é realizado com a utilização da Curva de Aversão ao Risco (CAR). A CAR consiste em metas mínimas de armazenamento dos reservatórios equivalentes de cada subsistema, e sua violação implica em alterações nas metas de despacho termelétrico objetivando maior segurança operativa. A eficácia deste método de aversão ao risco é atualmente contestada por agentes do setor elétrico.

O trabalho proposto tem como objetivo o emprego de um método linear de controle de risco embutido ao processo de otimização de médio prazo, com a utilização dos conceitos de *Conditional Value-at-Risk (CVaR)* como métrica de risco. Para tanto, será implementado um modelo de otimização linear que trata o sistema interligado nacional sob a mesma ótica do software NEWAVE, ou seja, na forma de reservatórios agregados em energia.

Adicionalmente, outras importantes características operativas serão analisadas, como a utilização dos intercâmbios na mitigação do risco de déficit nos subsistemas, seu impacto no custo marginal de operação.

2 Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos de Potência

A energia elétrica é obtida através da transformação de outras formas de energia em eletricidade. Em uma usina hidrelétrica, a eletricidade é resultante do aproveitamento da energia potencial da água de um rio. Essa energia é utilizada para movimentar turbinas, que por sua vez movimentam geradores que realizam a conversão de energia mecânica em energia elétrica. Usinas termelétricas, por outro lado, utilizam a energia proveniente da queima de combustíveis diversos, tais como carvão, óleo, gás e urânio (fissão) para movimentar as turbinas, que movimentam os geradores. Existem ainda outras várias formas de se obter energia elétrica, como a utilização da força dos ventos – energia eólica, da energia solar, biomassa, energia geotérmica e aproveitamento das marés – energia maremotriz. De modo geral, a maior parte da energia elétrica é gerada a partir de usinas hidrelétricas e termelétricas.

Os diferentes graus de utilização das usinas hidrelétricas e termelétricas na composição dos parques geradores permitem classificar os sistemas elétricos em três grandes grupos: termelétricos, hidrelétricos e hidrotérmicos. Em alguns países, as condições geográficas determinam a inexistência de potencial hidrelétrico aproveitável, sendo seus sistemas de geração exclusivamente termelétricos. Em outros, o aproveitamento de recursos hidrelétricos de porte resulta em sistemas quase que exclusivamente hidrelétricos.

Entretanto, na maioria dos países, os dois tipos de geração são conjugados, formando sistemas hidrotérmicos de geração. Portanto, um sistema hidrotérmico de geração é constituído por dois parques: o parque hidráulico e o parque térmico. O objetivo do sistema de geração é fornecer energia a uma rede de transmissão que deve atender toda a carga a ela conectada. O sistema brasileiro de produção de energia elétrica é um sistema hidrotérmico, com forte predominância da geração de origem hidráulica. Com base nos dados fornecidos por (EIA, 2012), a geração hidrelétrica total de energia do ano de 2009 no Brasil atingiu a marca de 86% do total de energia gerada no país.

Figura 1: Esquema de um sistema hidrotérmico de potência.

A Figura 1 ilustra uma possível modelagem de um sistema hidrotérmico de potência. A energia gerada pelas usinas hidrelétricas, $GH(t)$ e pelas usinas termelétricas, $GT(t)$, é transportada para atender o Consumo, $C(t)$, por meio do sistema de transmissão. Conjugado à geração térmica, estão presentes o déficit e a importação de energia. A importação é simplesmente a compra de energia de um país vizinho, ao passo que o déficit representa o não fornecimento de parte ou toda energia demandada pelos consumidores, implicando diretamente em altos custos.

O planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico de potência tem como objetivo estabelecer uma política de operação racional, que atenda à demanda de forma confiável e a baixos custos, em um determinado horizonte de planejamento (PEREIRA, 1985). Para alcançar tal objetivo são utilizadas diferentes ferramentas computacionais de otimização e simulação (PEREIRA, 1985), (SOARES, 1987), (MACEIRA, TERRY, *et al.*, 2002). Ressalta-se que os modelos computacionais devem ser desenvolvidos, a fim de reduzir as incertezas para o mercado de energia elétrica, contribuindo para a diminuição do risco de déficit de energia e dando uma maior segurança ao planejamento da operação energética.

Portanto, o planejamento da operação de um sistema hidrotérmico de potência tem como objetivo básico determinar as metas de geração de energia elétrica para cada usina, atendendo a demanda e ao mesmo tempo minimizando o valor esperado do custo ao longo do período de planejamento. Este custo é composto pelo custo

variável de combustível das usinas termelétricas e pelo custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia e também por eventuais importações de energia (DUARTE, PENNA, *et al.*, 2007).

A importância do planejamento da operação de sistemas de geração de energia elétrica reside no ato de agir sobre o suprimento energético, afetando diretamente itens fundamentais no funcionamento dos sistemas elétricos de potência: a garantia de fornecimento e o custo associado ao fornecimento. A garantia de fornecimento de energia pode ser alcançada com o correto gerenciamento da disponibilidade da fonte primária de energia. No caso das usinas hidrelétricas, diz respeito ao gerenciamento da água armazenada nos reservatórios. Para as termelétricas, o gerenciamento é realizado sobre o combustível utilizado. O custo associado ao fornecimento energético é dado, principalmente, pelo custo do combustível consumido nas usinas termelétricas. Este custo de operação, geralmente, envolve cifras vultosas, de tal forma que um pequeno aperfeiçoamento na operação pode significar uma economia considerável.

Assim como o Brasil, Noruega, Suécia e Canadá são conhecidamente grandes produtores de hidreletricidade em relação à sua produção total de energia. Todavia, as fontes energéticas de cada país são determinadas pelas características ambientais da região, tais como relevo, clima, etc., sendo diferentes na maior parte dos países, alguns com sistemas de pequena ou grande participação hidroelétrica, outros quase que puramente térmicos (EIA, 2006). Logo, para cada tipo de sistema deve ser aplicado uma abordagem conveniente, mantendo a filosofia básica quanto aos objetivos a serem alcançados com o planejamento da operação.

A geografia brasileira apresenta relevo suave, sem grandes montanhas, resultando em pequenas ou médias alturas de quedas para as usinas hidrelétricas, inserindo uma significativa influência do volume do reservatório na produtividade das usinas (LEITE, 2004). Além disso, as vazões afluentes às usinas sofrem, ao longo do tempo, relativamente, grandes variações, introduzindo incertezas quanto às operações futuras.

Adicionalmente, a privatização de usinas e o ambiente competitivo dificultam a determinação de uma operação que, pela sua própria essência, tem que ser cooperativa. Tudo isso leva a um cenário operativo bastante complexo onde o uso de métodos tradicionais, utilizados em outros países, nem sempre traz bons resultados. Portanto, as características próprias do sistema brasileiro estimulam o

desenvolvimento de métodos computacionais e critérios adequados às suas condições (PEREIRA, CUNHA, *et al.*, 1987).

Nas sociedades modernas, o consumo de energia elétrica tem apresentado índices de crescimento bastante elevados frente a outras formas de energia. Em 1980, aproximadamente 10% de toda a energia consumida no Brasil eram sob a forma de energia elétrica, evoluindo para aproximadamente 37% no ano de 2008³. O consumo total de energia primária no Brasil possui forte participação da energia gerada por usinas hidrelétricas, como ilustrado na Figura 2.

Consumo Total de Energia Primária por Tipo no Brasil (2010)

Adaptado de: EIA, *International Energy Statistics*

Figura 2: Consumo total de energia no Brasil.

Este crescimento do consumo de energia elétrica pode ser caracterizado tanto pelo crescimento vertical, quanto pelo crescimento horizontal da demanda por energia. O crescimento vertical refere-se ao aumento da densidade de cargas em áreas previamente eletrificadas, em virtude do aumento do consumo de energia, tanto pela indústria, quanto pela população em geral. Não menos significativo, o crescimento

³ Calculado com base nos dados fornecidos por (EIA, 2012), relacionando o consumo total de energia elétrica com o consumo total de fontes primárias de energia.

horizontal expressa o aumento do consumo devido á expansão geográfica dos sistemas elétricos, especialmente no tocante a eletrificação rural.

Figura 3: Geração total de energia elétrica no Brasil por fonte.

No Brasil, a participação da energia elétrica dentro do consumo total de energia é bastante significativa, situando-se acima da média mundial. O parque gerador nacional é caracterizado por sua predominância hidrelétrica (Figura 3), o que deve ainda perdurar por um longo tempo, graças ao potencial ainda disponível.

Segundo (ANEEL, 2008a), pouco mais de 30% do potencial hidrelétrico brasileiro se transformaram em usinas construídas ou outorgadas. Embora os maiores potenciais remanescentes estejam localizados em regiões com fortes restrições ambientais e distantes dos principais centros consumidores, como as bacias do Amazonas e do Tocantins/Araguaia, bem como das restrições socioeconômicas e ambientais de projetos hidrelétricos e os avanços tecnológicos no aproveitamento de fontes não convencionais, tudo indica que a energia hidráulica continuará sendo, por muitos anos, a principal fonte geradora de energia elétrica do Brasil.

O crescente aumento do consumo de energia elétrica apresentado evidencia a necessidade de um planejamento da operação do sistema elétrico de potência cada vez mais aprimorado, capaz de lidar com o aumento da demanda, garantindo o fornecimento ininterrupto de eletricidade aos consumidores. No Brasil, o problema do gerenciamento da geração de energia elétrica torna-se complexo à medida que as usinas hidrelétricas, fonte majoritária de geração de eletricidade, são altamente dependentes de fatores climáticos e operativos do sistema, como demonstrado por (SOARES e CARNEIRO, 1991).

Baseado nisso, o planejamento da produção de energia elétrica é um desafio para os gerenciadores do setor elétrico brasileiro, conforme evidenciado pela crise de abastecimento de energia em 2001, para a qual contribuiu decisivamente a falta de investimentos que acompanhassem a evolução das necessidades energéticas do país. Além disso, a decisão política de reestruturar o setor, com privatizações e desregulamentações modificou bastante o ambiente de atuação das empresas de energia elétrica, trazendo novos e importantes desafios para o planejamento da expansão e da operação (RABÊLO, 2010).

Os fatores climáticos influenciam a operação das hidrelétricas, basicamente, introduzindo incertezas sobre as vazões futuras, dificultando o planejamento da operação. A incerteza sobre as vazões faz com que toda a operação corra o risco da ineficiência. Na Figura 4 está ilustrado o cronograma de decisão para sistemas hidrotérmicos de geração.

Figura 4: Cronograma de decisão para sistemas hidrotérmicos de potência.

Ao realizar o planejamento da operação do sistema, o sucesso da decisão tomada está condicionado às afluências verificadas durante a operação. Ao considerar a previsão de que as vazões futuras serão baixas, haverá a tendência de intensificar o uso de fontes mais caras de geração (usinas termelétricas). Este procedimento visa evitar níveis baixos nos reservatórios, que resultariam em situações adversas no futuro. Se esta decisão é tomada e vazões afluentes baixas forem observadas, a operação terá sido eficiente. No entanto, se vazões afluentes altas forem observadas, não haverá espaço nos reservatórios para armazenar os excessos e vertimentos indesejáveis acontecerão, representando um desperdício de energia.

Por outro lado, admitindo-se que as vazões futuras serão altas, haverá a tendência de intensificar o uso da água armazenada nos reservatórios, evitando vertimentos futuros. Se esta decisão é tomada e as vazões afluentes forem elevadas, a operação terá sido eficiente. Todavia, se as vazões forem baixas, não haverá água suficiente para o sistema recuperar seus níveis de armazenamento, prejudicando o atendimento da demanda com a utilização de hidrelétricas, sendo necessário um maior despacho de usinas termoeletrônicas para atender à demanda. Em casos extremos, essa situação pode levar a necessidade de corte de cargas, conhecido como déficit de energia. Da mesma forma, embora em menor grau, alterações da demanda prevista de energia elétrica, provocam desajustes na operação ótima do sistema. Assim, o problema do planejamento é essencialmente estocástico.

Deste modo, encontrar soluções para o planejamento do sistema hidrotérmico brasileiro de forma eficiente e confiável, justifica-se não apenas pela necessidade de se obter uma operação confiável do sistema elétrico nacional, mas também como produto de natureza econômica de valor estimável e de fator importante para assegurar o crescimento nacional sustentado. Observa-se ainda que o problema de utilização eficiente dos recursos hídricos, resolvidos através de modelos computacionais, deve ser não somente uma preocupação em momentos difíceis, mas um processo contínuo de melhoria para a operação do sistema.

3 Modelos Utilizados no Planejamento da Operação Energética no Brasil

Esta seção apresenta uma breve discussão acerca dos modelos computacionais utilizados atualmente no planejamento da operação energética brasileira.

A designação planejamento energético é utilizada quando o aspecto energético da operação é o foco do planejamento. Com isso, sua principal meta é o atendimento da demanda de energia envolvida na operação do sistema, para horizontes de planejamento de médio e curto prazo, ou seja, horizontes plurianuais. O planejamento elétrico da operação diz respeito ao planejamento no horizonte de curtíssimo prazo, e possui um maior nível de detalhamento na modelagem do sistema, considerando inclusive as restrições advindas da operação elétrica do sistema de forma detalhada. A divisão do planejamento em médio, curto e curtíssimo prazo deve-se à dificuldade de manuseio simultâneo da estocasticidade das vazões afluentes com a representação individualizada das usinas hidrelétricas.

Figura 5: Incerteza nas vazões x horizonte de planejamento.

Baseando-se na incerteza das vazões afluentes (Figura 5), foi proposta a atual decomposição do problema do planejamento da operação em modelos diferenciados

de acordo com a magnitude do horizonte de planejamento. Conforme diminui-se o horizonte de planejamento, a incerteza das vazões afluentes é fortemente reduzida, tornando-se um valor praticamente determinístico na programação diária da geração, ou seja, até o ponto t_1 . A medida que se avança no tempo, aumentando o horizonte de planejamento, a incerteza sobre as vazões aumenta até atingir um ponto de saturação, em t_2 , indicando a independência estocástica das vazões futuras com os valores presentes (SOARES, 1987). Logo, o objetivo do planejamento de médio prazo é avaliar o comportamento do sistema sob condições de elevada incerteza.

No Brasil, o sistema responsável pelo suprimento de energia elétrica das regiões eletricamente interconectadas é denominado Sistema Interligado Nacional (SIN), e representa 96,6% da capacidade de produção de energia do país (ONS, 2010). Os 3,4% do sistema que não fazem parte do SIN são sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica. O despacho das usinas termelétricas e hidrelétricas que constituem o SIN é centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que coordena e controla a operação das instalações de geração e transmissão de energia. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão responsável por regular e fiscalizar a operação do ONS.

O sistema tem um grande número de plantas geradoras, em uma vasta rede de transmissão, e a incerteza das afluências futuras deve ser fortemente considerada, devido à predominância hidrelétrica (MORAES, SAGASTIZÁBAL e MACEIRA, 2009). Por esta razão, o problema de planejamento energético é dividido em etapas e resolvido com o uso de uma cadeia de modelos (MACEIRA, TERRY, *et al.*, 2002). A cadeia de modelos utilizada no planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro encontra-se resumidamente na Figura 6 (TOSCANO, 2009):

Figura 6: Sequência de operação da cadeia de modelos.

Com o aumento do horizonte de planejamento, cresce a incerteza sobre as afluências futuras. Com isso, dado o porte do problema e a característica estocástica das vazões, faz-se necessária a redução do detalhamento do sistema para a utilização de modelos computacionais de otimização. No horizonte de médio prazo, o software utilizado é o NEWAVE, que realiza a agregação dos reservatórios das usinas hidrelétricas em reservatórios equivalentes em energia. Com isso, o SIN passa a ser representado por reservatórios equivalentes interligados. Esta representação contempla a rede hidráulica e as restrições de uso da água, considerando os valores médios de produtividade das usinas para o estabelecimento de cálculos da energia do sistema equivalente (CEPEL, 2006).

Com a diminuição do horizonte, é realizado o detalhamento do sistema, desagregando os reservatórios equivalentes, representando as usinas de forma individualizada. Deste modo, as decisões operativas são individualizadas para cada usina do sistema, considerando o acoplamento hidráulico entre elas.

A cada nível de detalhamento da representação do sistema, o modelo busca viabilizar as decisões operativas resultantes do nível imediatamente superior. Deste

modo, ao atingir-se o nível da programação diária, o modelo deve ser suficientemente detalhado para ajustar as decisões operativas visando atender tanto às restrições hidráulicas quanto às restrições elétricas impostas pelo acoplamento hidráulico e elétrico das usinas do sistema interligado nacional. Concomitantemente, as decisões operativas provenientes dos níveis predecessores devem ser tal que minimizem o custo da geração de energia elétrica, visando não somente o custo presente, mas também as conseqüências futuras dessas decisões. Esta é a razão pela qual são utilizados horizontes plurianuais no planejamento da operação do sistema hidrotérmico.

Figura 7: Cadeia de modelos para o planejamento da operação energética no Brasil.

A Figura 7 ilustra de forma mais completa a atual cadeia de modelos utilizada no planejamento e programação da operação eletro-energética no Brasil, desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). Os modelos são interligados e

as setas representam o fluxo de informações. A função de cada um deles será aqui brevemente introduzida:

- O modelo NEWAVE foi desenvolvido especificamente para o planejamento de médio prazo, composto por horizontes de planejamento plurianuais. Para cada mês desse período, o programa encontra a alocação ótima entre o uso da geração hidráulica e térmica de energia, utilizando como função objetivo a ser minimizada o valor esperado do custo total de operação. Sua operação será detalhada mais adiante.
- O modelo DECOMP realiza a otimização do despacho energético no horizonte de curto prazo, para as usinas do sistema de forma individualizada. A resposta desse módulo é semanal para o primeiro mês do horizonte, e mensal para os demais.
- O modelo DESSEM, fornece o programa de despacho diário. O modelo discretiza a próxima semana a cada meia hora, e calcula a geração necessária em cada intervalo, minimizando o custo da operação. Nessa etapa, são obtidos os valores do custo marginal para cada barramento da rede. O Dessem considera o balanço hídrico e o modelo D.C. para o fluxo da rede.
- O modelo PREDESP calcula o despacho horário de geração. É realizado com o cálculo do despacho do próximo dia a cada meia hora, minimizando o custo de operação, considerando o balanço hídrico e a representação do modelo A.C do fluxo de rede.
- O modelo SUIHI-O realiza a desagregação do resultado mensal apresentado pelo Newave, representando as usinas hidrelétricas individualmente. Nesse modelo é possível simular as características de cada reservatório, como reservas para controle de cheias ou de secas, restrições impostas por navegação ou irrigação, entre outros. Com a utilização do SUIHI-O é possível calcular a Energia Firme⁴ das usinas hidrelétricas, ou a Energia Assegurada⁵ do sistema, admitindo um risco de não atendimento à carga previamente estipulado.

⁴ A energia firme de uma usina hidrelétrica corresponde à máxima produção contínua de energia que pode ser obtida, supondo a ocorrência da seqüência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada

⁵ A energia assegurada do sistema elétrico brasileiro é a máxima produção de energia que pode ser mantida quase que continuamente pelas usinas hidrelétricas ao longo dos anos, simulando a ocorrência de cada uma das milhares de possibilidades de seqüências de vazões criadas estatisticamente, admitindo certo risco de não atendimento à carga, ou seja, em determinado percentual dos anos simulados, permite-se que haja racionamento dentro de um limite considerado aceitável pelo sistema. Na regulamentação atual, esse risco é de 5%. (ANEEL, 2005)

- GEVAZP é um componente de geração de vazões mensais, que se utiliza de um modelo Periódico Auto-Regressivo de ordem “p” (PAR(p)), para gerar as séries sintéticas de afluições utilizadas nos modelos NEWAVE, DECOMP e SUISHI-O.
- O módulo PREVIVAZ é responsável pela previsão de vazões afluentes semanais, a serem utilizadas pelo DECOMP na desagregação do primeiro mês em semanas, para o cálculo do Programa Mensal de Operação (PMO).
- PREVIVAZ H realiza a previsão de afluições diárias, baseado na previsão semanal realizada pelo PREVIVAZ, preservando a dependência temporal com as vazões utilizadas no planejamento de curto prazo.
- CAHORA exerce a previsão da carga do sistema em base horária.
- PREVICAR obtém a previsão da carga do sistema em base mensal e semanal.
- CONFINT desempenha a análise da confiabilidade do sistema interligado.
- FLOOD CONTROL é um sistema para estudos de prevenção de cheias. É composto de um módulo para geração sintética de sequencias de afluições diárias para o período chuvoso, representando assim a natureza estocástica do processo de ocorrência de cheias, e de um módulo para cálculo de volumes de espera em sistemas multi-reservatórios e com múltiplos pontos de controle de cheias (CEPEL, 2010).

O planejamento energético da operação propriamente dito é realizado por meio dos modelos NEWAVE e DECOMP, que atuam no ambiente de grandes incertezas do curto e médio prazo do planejamento. As respostas oriundas do planejamento com horizontes de médio prazo subsidiam as recomendações feitas pelo ONS ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), órgãos coordenados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), ou seja, decisões de antecipação e/ou implantação de geração/transmissão, visando aumentar a margem de segurança da operação energética do SIN (ONS, 2012).

3.1 O Modelo NEWAVE

O modelo NEWAVE foi desenvolvido para tratar o planejamento da operação energética do SIN quando são considerados horizontes de planejamento de médio prazo, ou seja, horizontes plurianuais. Nesse tipo de horizonte, a estocasticidade das vazões afluentes passa a ser um fator de grande influência, pois imerge o problema

em um ambiente de grande incerteza. A maneira encontrada pelo setor elétrico para introduzir a estocasticidade intrínseca ao problema do planejamento de médio prazo na modelagem computacional foi empregar técnicas de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). A PDDE tem como importante característica a habilidade de representar problemas estocásticos, o que no planejamento da operação significa incluir a estocasticidade das vazões diretamente no modelo de otimização. Além disso, a utilização dessa técnica permite a representação dos intercâmbios entre os subsistemas como variável de decisão e evita a discretização do espaço de estados, contornando a conhecida “maldição da dimensionalidade” existente na programação dinâmica (MARTINEZ e SOARES, 2004).

A utilização do modelo NEWAVE não se limita a determinação de metas otimizadas de geração de energia hidrelétrica e termelétrica que minimizem o valor esperado do custo de operação sem prejuízo no atendimento à demanda, sendo utilizado ainda para uma série de estudos no planejamento da operação do SIN. Segundo (CEPEL, 2006), com a utilização do modelo NEWAVE é possível realizar estudos de políticas comerciais; estudos de política tarifária; estudos de política de racionamento; estudos de gerenciamento da demanda e realimentação ao planejamento da expansão, além de fornecer informações sobre o consumo de combustível das usinas termelétricas.

Figura 8: Divisão dos subsistemas brasileiros.

Objetivando a viabilidade do modelo computacional, uma importante simplificação do SIN é realizada no NEWAVE, onde os reservatórios das usinas hidrelétricas são agregados em reservatórios equivalentes em energia. Com isso, o SIN passa a ser representado por quatro reservatórios equivalentes, relativos a cada um dos subsistemas brasileiros. A usina de Itaipu é considerada parte integrante do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, e a região denominada Norte isolado não participa do planejamento da operação do SIN.

Com o processo de agregação dos reservatórios, surge a necessidade de realizar uma adequação nos valores da vazão afluyente nas usinas hidrelétricas para a compatibilização dessa abordagem com as grandezas verificadas no sistema. Dessa forma, a vazão afluyente deve deixar de ser abordada como quantidade de água que chega ao sistema, mas sim como quantidade de energia, conhecida como Energia Natural Afluyente (ENA). O processo de obtenção da ENA é realizado calculando-se o aproveitamento energético da vazão afluyente na usina hidrelétrica e em todas as usinas à jusante.

As usinas térmicas são representadas no NEWAVE por grupos de usinas com custos semelhantes, chamados de classes térmicas. As classes térmicas são definidas basicamente através dos valores de geração máxima e mínima das usinas térmicas,

assim como seus custos incrementais de operação (DUARTE, PENNA, *et al.*, 2007). O déficit de energia é uma ocorrência de grande relevância, e foi abrangido no modelo como uma unidade térmica de capacidade igual à demanda de energia. O custo associado à interrupção do fornecimento de energia é composto por quatro patamares distintos, relacionados diretamente com a profundidade do déficit.

São quatro os módulos básicos do modelo NEWAVE: cálculo do sistema equivalente, módulo de energias afluentes, cálculo da política de operação e módulo de simulação da operação (CEPEL, 2006). O módulo de cálculo do sistema equivalente realiza a agregação dos reservatórios dos subsistemas, fornecendo todos os parâmetros do reservatório equivalente.

Além da alocação ótima da geração de energia, o NEWAVE realiza uma série de simulações da operação do sistema, sob a influência de diversos fatores, como variação da energia afluente, variação da demanda e falhas de componentes (CEPEL, 2006). Na simulação da operação, um gerador de séries sintéticas (GEVAZP) calcula duas mil séries de vazões afluentes, baseando-se no histórico de vazões afluentes do sistema. O resultado dessa sequência de simulações resulta em importantes índices estatísticos sobre o sistema, como o risco de déficit, intercâmbios de energia esperados entre os subsistemas, pontos de não suprimento de energia e o Custo Marginal de Operação (CMO) esperado, assim como suas distribuições empíricas de probabilidade (MACEIRA, TERRY, *et al.*, 2002). O valor do Custo Marginal de Operação é um indicativo fundamental para o processo de formação de preços no mercado de energia, pois o CMO representa o custo necessário para a geração do próximo MW de energia necessário ao sistema elétrico.

3.2 O Modelo DECOMP

Na cadeia de modelos utilizada no Brasil para a realização do planejamento da operação energética do sistema de potência, a alocação ótima da geração de energia elétrica no horizonte de curto prazo é desempenhada pelo DECOMP. Desenvolvido pelo Cepel, o modelo DECOMP, assim como o NEWAVE, utiliza a programação dinâmica dual estocástica para a execução da otimização. Entretanto, diferentemente do modelo NEWAVE, o DECOMP apresenta um maior detalhamento do sistema em sua modelagem matemática, passando a representar as usinas hidrelétricas de forma

individualizada. Com isso, são incorporadas inúmeras características ao modelo, antes simplificadas pela agregação dos reservatórios.

No modelo DECOMP, o despacho das usinas é semanal para o primeiro mês do horizonte, e mensal para os demais. Ademais, as vazões afluentes no primeiro mês são consideradas conhecidas e devem ser fornecidas ao modelo. A estocasticidade das vazões é introduzida a partir do final do primeiro mês do planejamento, com a utilização de cenários de afluência estocásticos gerados pelo GEVAZP (CEPEL, 2004).

Para o planejamento de curto prazo condizer com o planejamento de médio prazo, é necessário um acoplamento entre os modelos NEWAVE e DECOMP. Isto é feito com a utilização das funções de custo futuro, geradas pelo NEWAVE, no último estágio do horizonte de planejamento do DECOMP. Além disso, deve ser enviado para o DECOMP os valores das energias afluentes de cada um dos subsistemas tantos meses antecedentes ao momento do acoplamento quanto for a ordem do modelo auto-regressivo utilizado em sua geração no NEWAVE.

Com o detalhamento do SIN, importantes características do sistema, assim como das usinas hidrelétricas passam a ser consideradas explicitamente durante o processo de otimização. Do ponto de vista do sistema é adicionada, por exemplo, a restrição de transporte de energia entre Itaipu 50 e 60 Hz e os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Logo, a subestação de Ivaiporã é incluída na modelagem. Ainda no tocante a usina de Itaipu, a carga relativa a ANDE é modelada - incorporada à geração de 50 Hz da usina.

O tratamento das usinas hidrelétricas de forma individualizada impõe uma série de novas características a serem introduzidas no modelo de otimização, como enchimento de volume morto, volume de espera, evaporação, desvios de água, tempo de viagem da vazão defluente, entre outras características que definem as usinas. Dessa forma, o resultado da otimização realizada pelo DECOMP indicará para cada usina, semanalmente no primeiro mês do horizonte de planejamento e mensalmente nos demais, a alocação ótima da geração de energia respeitando as características individuais de cada uma.

3.3 Técnicas Vigentes de Aversão ao Risco

O planejamento da operação do sistema interligado nacional é realizado com o objetivo de se encontrar decisões operativas otimizadas, reduzindo os custos operativos de geração de energia elétrica sem que haja prejuízo na garantia de seu fornecimento. Entretanto, a natureza estocástica das vazões afluentes faz com que toda a operação corra o risco de não garantia de suprimento. Logo, justifica-se a utilização de uma ferramenta de mitigação de risco associada ao procedimento de planejamento da operação, de modo a buscar a minimização das possibilidades de ocorrência do déficit de energia.

Após a crise energética de 2001, estudos evidenciaram a incapacidade dos modelos utilizados na época de realizar a antecipação de condições hidrológicas desfavoráveis, levando o sistema a níveis críticos de armazenamento de energia. Em janeiro de 2002, a Resolução nº 109 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) estabeleceu a adoção de mecanismos de representação de aversão a risco de racionamento por meio de curvas bianuais de segurança de armazenamento dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas, de forma externa ao modelo de otimização. Estabeleceu ainda que deveria ser incorporado, posteriormente, um mecanismo de aversão ao risco internamente aos modelos de otimização. Entretanto, até a presente data, não se obteve uma metodologia de aversão ao risco inerente ao modelo de otimização que fosse validada pelos agentes do setor elétrico e homologada pela ANEEL (ANEEL, 2010).

Consequentemente, a Curva de Aversão ao Risco (CAR) é atualmente utilizada como um mecanismo de aversão ao risco, aplicado tanto externamente quanto provisoriamente interno ao modelo de otimização. A CAR consiste em adotar para cada submercado uma curva bianual de segurança de armazenamento dos reservatórios equivalentes, com revisão anual de seus valores meta (CNPE, 2007). Nesse sistema, o ONS tem autonomia para realizar o despacho de recursos energéticos, ou seja, geração termelétrica de energia, fora da ordem de mérito, objetivando a garantia do suprimento energético. Ainda segundo (CNPE, 2007), o custo adicional relativo a esta geração de energia termoelétrica fora da ordem de mérito é rateado entre os agentes na forma de encargo de serviços do sistema por razão de segurança energética, e não fará parte da formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), um importante parâmetro econômico que será abordado mais adiante nesse trabalho.

Esse sistema de aversão ao risco é criticado por vários agentes do setor elétrico, tendo sua eficiência questionada. Em audiência pública⁶ para a atualização dos valores das curvas de aversão ao risco do biênio 2011/2012, a ANEEL recebeu contribuições de agentes destacando a dificuldade de convergência do modelo Newave quando adicionada a CAR, além de causar significativos impactos no cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO) sem efetivo ganho de segurança (CESP, 2010), (APINE, 2010) e (BROOKFIELD, 2010).

O funcionamento do método CAR é baseado na penalização da função objetivo do problema de otimização sempre que houver violação do nível de armazenamento correspondente à curva de aversão ao risco. A penalidade na função objetivo funciona como um sinal econômico para que o modelo altere sua solução, a fim de reduzir os custos, e portanto não violar os níveis de armazenamento da CAR. Na tentativa de reduzir os custos de operação o modelo pode inverter o sentido do intercâmbio para o subsistema em situação crítica e/ou realizar o despacho térmico no sentido de evitar a violação, obedecendo a ordem de mérito dessas decisões (ONS, 2004).

A utilização da CAR não é a única maneira de elevar a segurança do sistema encontrada pelo setor elétrico. Com o tempo, percebeu-se que a utilização das curvas de aversão ao risco no NEWAVE poderiam não ser suficientes para antecipar o despacho de geração térmica ou intercâmbio de energia, evitando a violação futura da própria CAR. Isto ocorre pois o despacho calculado pelo NEWAVE é baseado em valores esperados de custos operativos, gerados com cenários sintéticos equiprováveis de afluições. Logo, a ocorrência de um evento de maior arrependimento, ou seja, a ocorrência de um cenário crítico de vazões pode levar à violação dos níveis de segurança de armazenamento previamente estabelecidos (ONS, 2008).

Violar os níveis de segurança pré-estabelecidos pode implicar em medidas emergenciais operativas, como relaxamento de critérios de operação tanto elétricos como ambientais e de uso múltiplo da água, além da possibilidade de cortes de carga. Com isso, o ONS por meio da carta CTA ONS - 441/100/2008, de 8 de julho de 2008, encaminhou a NT 059/2008 que apresenta os Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP) a serem utilizados para subsidiar a decisão de despacho termelétrico fora da ordem de mérito que objetivam ao aumento da segurança energética do SIN (ANEEL, 2008c).

⁶ Audiência 113/2010 da ANEEL, publicado no DOU de 17/11/2010. Seção 3, página 156

O procedimento operativo de curto prazo visa aumentar a garantia do atendimento energético das cargas nos dois primeiros anos do horizonte, considerando hipóteses conservadoras de ocorrência de afluições e de requisitos de níveis mínimos de armazenamento de segurança ao final de cada mês do Programa Mensal da Operação (PMO), visando um determinado estoque de segurança ao final do período seco, denominado Nível Meta.

O cálculo do nível de segurança é realizado de maneira recursiva, com valor inicial igual ao valor da CAR vigente ao final do período úmido subsequente, ou seja, no final de abril do segundo ano. A partir desse valor, o nível meta buscado será função da hidrologia crítica do histórico de vazões no período chuvoso, de dezembro a abril, de modo a garantir o suprimento da demanda no ano seguinte. De acordo com o critério de segurança desejado, escolhe-se uma série de vazões de referência para o cálculo do nível meta. O risco em não se atingir o nível meta é o parâmetro utilizado para a escolha da série de afluições. Vale ressaltar que a adoção do nível meta ao final do período seco do primeiro ano é válida para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Para as outras regiões, são aplicados conjuntos de restrições de modo a realizar a manutenção de níveis de armazenamento mínimo, adotando-se pelo menos os valores estabelecidos pela CAR (ONS, 2008).

Tanto a escolha da série de vazões de referência quanto os níveis de segurança mensais são realizados com a utilização do modelo DECOMP, na modalidade PL - único. Nessa modalidade, o modelo DECOMP realiza uma simulação direta com otimização determinística, incluindo a restrição de respeitar o nível meta especificado para os subsistemas ao final da estação seca. Para a escolha da vazão de referência, o DECOMP é executado na modalidade PL - único para várias séries críticas de afluições, indicando, quando existir, a ocorrência de déficit de energia para a manutenção do nível meta. As séries mais críticas, que resultariam em situações muito severas são descartadas, e assume-se então um nível de risco, definindo então a série de vazões de referência. Os níveis mensais de segurança são obtidos com a realização de uma simulação com o DECOMP - PL - único, a partir do nível inicial de armazenamento do PMO. No mês do PMO é considerada a vazão referente à previsão daquele mês, e a partir do segundo mês são utilizadas as vazões da série de referência. Se na simulação não houver a necessidade de déficit de energia para alcançar o nível meta ao final do período seco, a trajetória de armazenamentos apresentada pelo DECOMP definirá o nível de segurança mensal. Caso o DECOMP sinalize a existência de déficits de energia, é realizada uma correção nos valores de

armazenamento, elevando-os com a antecipação da geração térmica para suprimento da demanda, a fim de reduzir situações futuras desfavoráveis.

Resumidamente, a cada PMO são estabelecidos procedimentos para identificar a possibilidade de violação do nível meta no subsistema, e se necessário realizar procedimentos operativos por meio da antecipação do despacho da geração termoeletrica, ou outras medidas operativas pertinentes, como intercâmbio entre os subsistemas ou importação de energia, visando a não violação dos níveis de segurança mensal.

3.4 Abordagens Alternativas no Planejamento da Operação Energética Brasileiro

A cadeia de modelos utilizada atualmente no planejamento da operação energética no Brasil foi desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) a mais de uma década (MACEIRA, DUARTE, *et al.*, 2008). Apesar das constantes atualizações e melhorias nos modelos, no ano de 2008, a Agencia Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, através de sua Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (SPE), lançou a chamada pública de número 001/2008, intitulada “Projeto Estratégico: Modelo de otimização do despacho hidrotérmico” (ANEEL, 2008b), visando à busca por novas soluções para o problema do planejamento da operação energética.

Dentre as novas abordagens apresentadas, encontra-se um sistema de suporte à decisão para o planejamento e a programação da operação de sistemas de energia elétrica, denominado Hydrolab, em desenvolvimento pela Unicamp. Entre suas principais características, vale ressaltar que esse sistema opera tanto as usinas hidroelétricas quanto as termoeletricas de forma individualizada (TOSCANO, 2009), evitando a agregação dos reservatórios na forma de reservatórios equivalentes de energia. Além disso, as usinas são representadas detalhadamente em sua forma de operação. Entretanto, o comportamento estocástico das vazões afluentes é considerado de forma indireta. Esse sistema apresenta respostas satisfatórias para o planejamento da operação energética, com redução dos custos de operação do sistema e melhor aproveitamento da geração hidráulica, como mostrado em (TOSCANO, 2009) e (CICOGNA, 2003).

Outros trabalhos também exploram o complexo problema da operação otimizada do sistema interligado nacional. Em (RABÊLO, 2010) e (RABÊLO, CARNEIRO, *et al.*, 2011), é proposta uma modelagem individualizada para as usinas do sistema, com política de operação baseada em inferência Fuzzy. Este modelo, denominado MCSOOESH (Modelos Computacionais de Simulação e Otimização da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos), é capaz de determinar uma resposta operativa de modo a reduzir os custos de operação, quando comparado aos atuais modelos aplicados no Brasil. Esta redução se deve, basicamente, ao melhor aproveitamento do recurso hídrico disponível. Entretanto, este é um programa ainda em desenvolvimento, apresentando apenas resultados preliminares na otimização de algumas cascatas.

Em (SACCHI, 2009) é documentada a busca por uma nova política de operação no planejamento da operação do SIN, de modo à melhor representar as características operativas ótimas do sistema. Numa primeira etapa, buscou-se definir métodos eficientes na previsão de vazões mensais, com a utilização de técnicas de pré-processamento dos dados, definição automática do espaço de entrada e modelos de Redes Neurais e Sistemas Fuzzy. Posteriormente, foi proposta a utilização da Política de Operação Preditiva Estabilizada via Termo Inercial (POLFC-IT) no planejamento da operação do SIN. A política POLFC combina a otimização determinística a usinas individualizadas com modelos de previsão das variáveis aleatórias do problema, apresentando bons resultados, apesar do alto custo de operação causado pela grande flutuação da geração térmica. Com a introdução do termo inercial na geração térmica, o trabalho obteve resultados com redução de custos em comparação à POLFC, decisões operativas estáveis, confiáveis e de menor custo operativo.

4 CVaR como Métrica de Risco

Ao realizar o planejamento da operação, o valor do risco de déficit é definido através da simulação de inúmeros cenários de energia afluente sobre a política operativa otimizada estipulada pelos modelos utilizados no planejamento da operação do SIN. Portanto o risco déficit de energia é tratado como uma variável de saída do modelo. Neste trabalho, propõe-se uma formulação alternativa do problema, capaz de gerenciar o impacto dos piores cenários de déficit que possam ocorrer na operação do sistema hidrotérmico.

No âmbito do mercado, financeiro pesquisas relacionadas ao controle de risco a muito buscam maneiras de proteger os investidores contra grandes perdas na escolha de seus investimentos, e uma métrica de risco largamente utilizada foi o *Value at Risk* (*VaR*) (CARNEIRO, 2008). Basicamente o *VaR* representa o valor da perda máxima em unidade monetária, dado um nível de confiança e horizonte de tempo especificado pelo investidor, que uma instituição financeira pode sofrer. Formalmente, pode-se definir o *VaR* como segue:

$$VaR_{\alpha}(L) = \inf\{l \in \mathbb{R} : P(L > l) \leq 1 - \alpha\} \quad \text{Eq. 1}$$

Da equação, tem-se que o *VaR* de um portfólio a um nível de confiança $\alpha \in (0,1)$ é dado pelo menor valor l em que a probabilidade de uma perda L exceder o valor l seja no máximo $1 - \alpha$.

Com o aumento da utilização do *VaR* como métrica de risco surgiram também as críticas quanto suas deficiências. Uma das principais é que o *VaR* não é uma métrica de risco coerente, pois não apresenta a característica da subaditividade, ou seja, desta forma o risco de um portfólio pode ser maior que a soma do risco de seus componentes. Além disso, o *VaR* não fornece informações sobre a profundidade das maiores perdas que possam ocorrer.

Em (ARTZENER, DELBAEN, *et al.*, 1999) foi proposto o *Conditional Value at Risk* (*CVaR*), uma métrica de risco coerente e de fácil implementação. O conceito do *CVaR* foi desenvolvido para a utilização no mercado financeiro, e pode ser definido como o valor esperado das perdas de um ativo ou portfólio, dado um certo nível de confiança. Em suma, o *CVaR* representa a perda média excedida do *VaR*. A Figura 9

apresenta uma interpretação gráfica dos valores de VaR e $CVaR$, para uma distribuição normal do valor esperado do lucro em um portfólio. Dado que o $CVaR$ representa a média dos $1 - \alpha$ piores cenários, esta métrica é capaz de capturar a influência das perdas extremas, quando existentes, uma importante propriedade não reproduzida com a utilização do VaR como métrica de risco.

Figura 9: Representação do VaR e $CvaR$. Adaptado de (POUSINHO, MENDES e CATALÃO, 2012).

Dada uma variável de decisão $x \in \mathbb{R}^n$ e um vetor randômico $Y \in \mathbb{R}^n$ que represente valores futuros de uma variável estocástica, pode-se definir $l(x, Y)$ como sendo uma função de perdas da decisão em função dos valores futuros incertos. Desta forma, o $CVaR$ com um nível de confiança α é definido matematicamente pela esperança condicional:

$$CVaR_{\alpha}(x) = E[l(x, Y) | l(x, Y) \geq VaR_{\alpha}] \quad \text{Eq. 2}$$

O problema do planejamento da operação energética não deixa de ser um problema financeiro, onde é realizada a alocação ótima da geração de energia elétrica entre usinas hidrelétricas e termelétricas, visando à redução de custos operativos.

Logo, a aplicação dos conceitos de *CVaR* no planejamento da operação pode ser encarado como uma alternativa no controle de risco. Ademais, como demonstrado em (ROCKAFELLAR e URYASEV, 2000), o *CVaR* pode ser modelado como um problema de programação linear, propriedade que motivou sua escolha nesse trabalho.

A utilização do *CVaR* no setor elétrico é bastante recente, e está documentada em alguns trabalhos científicos, tratando basicamente de problemas correlatos a riscos na comercialização da energia. Por exemplo, em (MING e XIAOHONG, 2011), utiliza-se o *CVaR* como métrica de risco para alocação otimizada de contratos de energia de grandes consumidores frente a gama de incertezas de mercado e possibilidades de diferentes tipos de contratos. De maneira semelhante, em (FERREIRA, SACCHI e CARNEIRO, 2011) é proposto um sistema de suporte a decisão baseado em *CVaR* para a contratação ótima de energia por um agente de geração no mercado brasileiro de energia elétrica. No trabalho de (DE OLIVEIRA, ARFUX e TEIVE, 2006) o conceito de *CVaR* é utilizado de forma complementar, visando melhorar a qualidade das decisões na comercialização da energia encontradas com a utilização de outras métricas de risco, como variância média, máxima perde e média das máximas perdas.

Também existem trabalhos que empregam o *CVaR* como métrica de risco buscando melhorar a confiabilidade da resposta operativa do sistema. Em (PHILPOTT, 2010), (SHAPIRO, TEKAYA, *et al.*, 2012), (DE MATOS, FINARDI e LARROYD, 2012) e (DINIZ, TCHEU e MACEIRA, 2012) o *Conditional Value at Risk* é implementado junto à função objetivo em um modelo de programação dinâmica dual estocástica, objetivando reduzir os custos dos cenários que apresentem déficit de energia, e assim aumentar a segurança operativa do Sistema. Alternativamente, este trabalho não propõe a utilização do *CVaR* na função objetivo do problema, realizando o controle de risco apenas com a utilização de restrições lineares, como será apresentado no Capítulo 6.

5 Formação de Preços da Energia no Mercado de Curto Prazo

Atualmente, no Brasil, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a instituição responsável por propiciar um ambiente de operações de compra e venda de energia elétrica nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e Contratação Livre (ACL), além de efetuar a contabilização das operações realizadas no mercado de curto prazo, também conhecido por mercado *spot*. Assim como o Operador Nacional do Sistema, a Câmara de Comercialização de energia está sujeita a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (CCEE, 2012).

Instituída pela Lei nº 10.848/04 e criada pelo decreto nº 5.177/04, a CCEE aparece com o intuito de substituir o antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE). O MAE foi resultado de um acordo de mercado entre os agentes⁷ do setor elétrico em 1998, para a criação de um ambiente virtual, sem personalidade jurídica, para viabilizar as transações de energia elétrica por meio de contratos bilaterais e do mercado de curto prazo entre as empresas que executavam serviços de energia elétrica no SIN. As primeiras mudanças no ambiente de comercialização foram propostas após a crise energética de 2001 pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, no Relatório de Progresso nº1, culminando na reestruturação do mercado atacadista, aprimorando o modelo de gestão do mesmo. Finalmente, em 2004, com a implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico⁸ foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica em substituição ao MAE (CCEE, 2011).

As relações comerciais firmadas entre os Agentes participantes da CCEE no âmbito do SIN são realizadas por meio de contratos de compra e venda de energia. Os contratos devem ser registrados na CCEE, sendo que devem ser informados os montantes de energia negociados e o período de vigência. Os preços são negociados diretamente entre as partes e não precisam ser informados.

Os valores de medições verificadas de geração e consumo de energia também são registrados na CCEE pelos Agentes, ou coletados diretamente do Sistema de Coleta de Dados de Energia, SCDE, um sistema administrado pela própria CCEE, para a coleta de dados em todos os pontos de medição do Sistema Interligado Nacional.

⁷ São todas as partes envolvidas na negociação da energia, podendo ser geradores, comercializadores, distribuidores, consumidores livres, etc.

⁸ Concebido pela Lei 10.848, de 15 de março de 2004, dispõe sobre a comercialização de energia elétrica.

A CCEE, por meio dos dados dos contratos e das medições registrados, contabiliza as diferenças entre o que foi produzido e consumido, e o que foi contratado. Por realizar a comercialização das diferenças entre a energia produzida, consumida e contratada, o mercado de curto prazo é também conhecido por mercado das diferenças. A Figura 10 apresenta uma visão simplificada dos processos de contabilização realizados pela CCEE, em que a energia comercializada no mercado *spot* está representada pela diferença entre a energia total contratada e verificada.

Figura 10: Energia comercializada no mercado de curto prazo (CCEE, 2011).

As diferenças são liquidadas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), determinado semanalmente para cada submercado e patamar de carga. Os patamares de carga são definidos como mostrado na tabela abaixo, não havendo a determinação de carga pesada aos domingos e feriados, conforme divulgação da ANEEL⁹.

Tabela 1: Patamares de carga.

Patamar de Carga	Horário
Leve	Das 00h01 às 07h00
Média	Das 07h01 às 18h00 e das 21h01 às 24h00
Pesada	Das 18h01 às 21h00

⁹ ANEEL, Resolução 228, 2002.

A formação do preço de curto prazo da energia no mercado brasileiro, quando comparado ao processo de formação de preço de outros países que passaram por processos de reestruturação é sensivelmente diferente. Em outros países o preço é formado pelo equilíbrio entre oferta e demanda, enquanto no Brasil o preço de curto prazo é calculado com o auxílio dos modelos computacionais utilizados no planejamento da operação do sistema (SOUZA, 2010).

O PLD é determinado de acordo com o valor do Custo Marginal de Operação (CMO) apontado pelos modelos computacionais utilizados no planejamento da operação, ou seja, os modelos NEWAVE (base mensal) e DECOMP (base semanal), e divulgado semanalmente pela CCEE. Os valores do CMO utilizados na precificação da energia são baseados no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores a operação real do sistema, considerando disponibilidades declaradas de geração e consumo previsto de cada submercado (CCEE, 2011). Cabe ressaltar que existe uma diferença entre os dados utilizados no planejamento da operação e no cálculo do PLD. Para o cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas aos submercados, nem unidades geradoras em fase de teste, a fim de representar a energia comercializada como igualmente disponível e com CMO único em todos os pontos de consumo do submercado (SOUZA, 2010).

Adicionalmente, a obtenção do PLD é limitada por um preço máximo e mínimo definidos pela ANEEL¹⁰, vigentes no período da apuração. Finalmente, o PLD de cada período de comercialização pode ser determinado para cada submercado e cada patamar de carga, de acordo com a seguinte equação (CCEE, 2009):

$$PLD_{s,j} = \text{Min}(\text{Max}(CMO_{s,a}, \text{Limite}_{MIN}), \text{Limite}_{MAX}) \quad \text{Eq. 3}$$

sendo:

s : Submercado;

j : Período de comercialização;

a : Patamar de carga;

¹⁰ Resoluções ANEEL nº 682/03 e nº 377/03 para os valores máximo e mínimo, respectivamente.

Limite_{MIN} : Preço mínimo para o PLD estipulado pela ANEEL;

Limite_{MAX} : Preço máximo para o PLD estipulado pela ANEEL.

Como citado no item 3.3 Técnicas Vigentes de Aversão ao Risco, o Custo Variável Unitário (CVU) relativo ao despacho de usinas térmicas devido à ultrapassagem da curva de aversão ao risco não é utilizado para a determinação do PLD. O custo adicional referente ao despacho térmico por ultrapassagem da CAR, dado pela diferença entre o CVU e o PLD, é rateado entre todos os agentes com base na energia comercializada nos últimos 12 meses contabilizados, inclusive o mês corrente, sendo a CCEE responsável por efetuar esse cálculo.

Assim como na CAR, as usinas termelétricas despachadas em função dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP) também não são consideradas para a formação do PLD. Novamente, o custo adicional do despacho realizado pelo POCP é rateado por meio de encargos. Entretanto, pode-se dizer que a utilização do POCP influencia a formação de preços no mercado de curto prazo, uma vez que sua aplicação resulta na elevação dos níveis de armazenamento dos reservatórios, efeito este que irá se propagar nos meses subsequentes ao da decisão do despacho térmico (SOUZA, 2010).

6 Modelagem Proposta

Para realizar o planejamento da operação energética do sistema interligado nacional, faz-se necessária uma modelagem matemática do problema capaz de representar os efeitos relevantes da operação do SIN. Adicionalmente, a modelagem do problema deve ser tal que possibilite sua aplicação em pacotes computacionais capazes de determinar as estratégias operativas otimizadas.

Após o período de reestruturação do setor de energia elétrica, o mesmo tem utilizado cada vez mais os indicadores econômicos resultantes dos modelos computacionais vigentes, para o planejamento da operação do sistema interligado nacional, na determinação das tarifas de energia para o consumidor final. Em especial, destaca-se o Custo Marginal de Operação (SACCHI, 2009), que representa o custo necessário para a geração do próximo MW de energia no sistema.

Apesar da predominância das usinas hidrelétricas, o sistema de geração de energia elétrica no Brasil é essencialmente hidrotérmico, pois não é capaz de suprir toda sua demanda apenas com a utilização das usinas hidroelétricas. Por conseguinte, a modelagem do sistema deve ser dividida em duas etapas, a modelagem do parque termelétrico, e a modelagem do parque hidrelétrico de geração.

6.1 Modelagem do Parque Hidrelétrico

O modelo proposto neste trabalho não considera as usinas hidrelétricas de forma individualizada, mas sim na forma de reservatórios equivalentes de energia por subsistema, que representam a energia potencial armazenada nos reservatórios das usinas. Essa forma de representação é adotada no planejamento de médio prazo da operação energética brasileira (MACEIRA, TERRY, *et al.*, 2002). As características individuais das usinas são consideradas de forma implícita, pois o reservatório equivalente é criado a partir dos dados de todas as usinas hidrelétricas presentes no subsistema.

A divisão dos subsistemas (Figura 11) é realizada observando-se as interligações elétricas entre as usinas. Dentro de um subsistema, considera-se que existe uma malha de interligação elétrica capaz de suportar a circulação de energia

entre todos os pontos de geração e consumo. Entre dois subsistemas diferentes, a quantidade de energia que pode ser enviada ou recebida é limitada, e a conexão elétrica entre os mesmos recebe o nome de intercâmbio. Logo, o sistema interligado nacional pode ser dividido em quatro subsistemas eletricamente conectados: o subsistema sudeste/centro-oeste, que compreende as usinas da região sudeste, centro-oeste e a usina hidroelétrica Itaipu, e os subsistemas sul, nordeste e norte interconectado. Assim como explicado anteriormente, a pequena parcela do sistema pertencente ao norte isolado não faz parte do sistema interligado nacional e, portanto, não participa do planejamento da operação do SIN.

Figura 11: Subsistemas modelados.

As interligações entre os subsistemas, conhecidas por intercâmbios, estão representadas na Figura 11 por meio dos traços que os unem. A ligação entre sudeste/centro-oeste, nordeste e norte é realizada através da subestação Imperatriz. Desta forma, apesar da subestação Imperatriz não ser um subsistema, ela deve ser considerada no modelo, pois realiza a interconexão entre três subsistemas existentes. Logo, imperatriz é incluída no modelo como um subsistema fictício, desprovido de carga e geração de energia.

Como forma de padronizar a nomenclatura, os cinco intercâmbios presentes na modelagem do SIN serão nomeados da seguinte forma:

- SE_S - Interligação entre o sudeste e o sul;

- SE_NE - Interligação entre o sudeste e o nordeste;
- SE_IM - Interligação entre o sudeste e a subestação Imperatriz;
- NE_IM - Interligação entre o nordeste e a subestação Imperatriz;
- N_IM - Interligação entre o norte e a subestação Imperatriz.

Definidos os subsistemas, deve-se então realizar a agregação dos reservatórios das usinas pertencentes a cada subsistema, em reservatórios equivalentes de energia. Com a transformação dos reservatórios das usinas em um reservatório equivalente de energia, as grandezas a serem controladas ou observadas também sofrem alterações. Quando se considera as usinas hidrelétricas de forma individualizada, existe um grande número de variáveis, por exemplo: a vazão afluente à usina, a vazão utilizada para movimentar o conjunto turbina-gerador, a vazão vertida, o volume do reservatório, o rendimento do conjunto turbina-gerador, entre outros. Para o modelo de reservatório equivalente de energia, as principais variáveis são (DUARTE, PENNA, *et al.*, 2007):

- Energia Armazenada (E_{Arm}): correspondente ao estado de armazenamento do reservatório equivalente de energia. Estimada pela energia produzida pelo esvaziamento dos reservatórios do sistema de acordo com uma política de operação estabelecida. O atual modelo de operação brasileiro adota a regra de operação em paralelo, ou seja, o volume armazenado ou deplecionado pelos reservatórios das usinas são iguais em proporção;
- Energia Armazenável Máxima ($E_{Arm_{max}}$): Equivale ao maior valor passível de armazenamento no reservatório equivalente. Calculado da mesma forma que a E_{Arm} , porém considerando o esvaziamento dos reservatórios partindo de seus volumes máximos operativos. Cabe notar que a energia armazenável máxima é característica de cada configuração e seu valor só será modificado se esta for alterada, por exemplo, pela entrada em operação no sistema de uma nova usina hidroelétrica;
- Energia Natural Afluente (ENA): representa o valor da energia afluente ao subsistema, obtida através da soma das energias controláveis e a fio d'água afluentes ao sistema equivalente;
 - Energia controlável: corresponde à transformação da vazão natural afluente às usinas a reservatório em valores de energia.
 - Energia a fio d'água: corresponde à transformação da vazão incremental afluente às usinas a fio d'água em energia.

- Geração Hidráulica Máxima ($GH_{\max}$): independe da série hidrológica considerada, dependendo tão somente da configuração do sistema. Refere-se ao valor da máxima capacidade de geração hidrelétrica de energia do subsistema.

A energia controlável pode ser obtida a cada mês, a partir da soma da afluência natural a cada reservatório multiplicada pela sua produtibilidade média equivalente somada às produtibilidades das usinas a fio d'água a jusante até o próximo reservatório (CEPEL, 2006). A energia controlável no mês k é calculada através da seguinte expressão:

$$EC_k = c_1 \cdot g \cdot \gamma \sum_{i \in R} Q_{i,k} (\rho_i H_{eq,i} + \sum_{j \in F_i} \rho_j h_j) \quad \text{Eq. 4}$$

sendo:

c_1 : constante que depende do sistema de unidades adotado;

g : aceleração da gravidade;

γ : Massa específica da água;

R : conjunto de reservatórios do sistema;

F_i : conjunto de usinas a fio d'água compreendidas entre o reservatório i e o próximo reservatório a jusante;

$Q_{i,k}$: afluência natural ao reservatório i durante o mês k ;

$H_{eq,i}$: altura equivalente do reservatório i , a 65% do volume útil;

h_j : altura de queda líquida da usina a fio d'água j ;

ρ_j : rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina j ;

EC_k : energia afluenta no mês k , aos aproveitamentos com reservatório, denominada energia controlável.

A energia a fio d'água corresponde às afluências incrementais às usinas a fio d'água e conseqüentemente não são passíveis de armazenamento. A determinação da afluência incremental é feita em cada usina a partir da afluência natural, da qual

são descontadas as afluições naturais às usinas de reservatório imediatamente a montante. O máximo de vazão incremental que pode ser transformado pela usina em energia é limitado pelo engolimento máximo das turbinas. Desta forma, a energia a fio d'água, no mês k , é dada por (CEPEL, 2006):

$$EFIO_k = c_2 \cdot g \cdot \gamma \sum_{j \in F} \min\{(Q_{max,j} - \sum_{m \in M_j} Q_{min,m}), Q_{j,k} - \sum_{m \in M_j} Q_{m,k}\} \rho_j h_j \quad \text{Eq. 5}$$

sendo:

c_2 : constante que depende do sistema de unidades considerado;

g : aceleração da gravidade;

γ : Massa específica da água;

F : conjunto de usinas a fio d'água;

M_j : conjunto de reservatórios imediatamente a montante da usina a fio d'água j ;

$Q_{max,j}$: engolimento máximo da usina a fio d'água j ;

$Q_{j,k}$: afluição natural na usina a fio d'água j durante o mês k ;

$Q_{m,k}$: afluição natural ao reservatório m , imediatamente a montante da usina a fio d'água j , durante o mês k ;

$Q_{min,m}$: descarga mínima obrigatória do reservatório m durante o mês k ;

ρ_j : rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina j ;

h_j : altura de queda líquida da usina a fio d'água j ;

$EFIO_k$: energia afluenta no mês k , às usinas a fio d'água, denominada energia a fio d'água.

Os valores da Energia Natural Afluenta, ou simplesmente ENA, são obtidos efetuando-se a soma da Energia Controlável e da Energia a Fio D'água. Logo, o valor da energia natural afluenta está associado à magnitude das vazões afluentes nas usinas hidroelétricas do subsistema, e da configuração das usinas.

Existe no Brasil, desde 1931, um monitoramento mensal das vazões nos rios, em diversos pontos de controle. Com as vazões monitoradas nesses pontos de controle, é possível obter a vazão afluente em todas as usinas do sistema interligado nacional. Aplicando-se esse histórico de vazões no cálculo da ENA, obtêm-se o histórico da energia natural afluente.

O Operador Nacional do Sistema, ONS, fornece o histórico da energia natural afluente¹¹ calculado sobre o parque hidrelétrico vigente, gerado na execução do modelo NEWAVE no planejamento de médio prazo da operação energética. Portanto, este trabalho não propõe um método para a obtenção da energia natural afluente dos subsistemas, utilizando então os valores calculados pelo setor elétrico, como foi brevemente exposto nesse capítulo. Vale ressaltar que, para a execução do cálculo da ENA, são necessários os dados físicos de todas as usinas hidroelétricas pertencentes ao SIN.

Finalmente, a geração de energia através das usinas hidrelétricas, Gh , na representação por reservatórios equivalentes de energia, é dada simplesmente pela utilização direta da energia afluente ou armazenada. Não se faz necessária a utilização de qualquer relação matemática para o cálculo da energia gerada, pois nesse modelo de representação do sistema, as funções de geração já foram utilizadas na transformação das vazões naturais afluentes em energia natural afluente, bem como da energia armazenada.

6.2 Modelagem do Parque Termelétrico

Assim como o parque hidráulico, o parque térmico é formado por um número considerável de unidades geradoras abordadas no planejamento da operação do SIN. Na Tabela 2 estão dispostos os valores referentes à quantidade e potência instalada de usinas termelétricas por subsistema.

¹¹ Disponível em: http://www.ons.org.br/operacao/enas_subsistemas.aspx

Tabela 2: Quantidade e potência instalada de usinas termelétricas no SIN.

Subsistema	Nº de usinas termelétricas	Potência Termelétrica instalada [MW]
Sudeste	51	16.638,45
Sul	17	3.630,00
Nordeste	64	11.120,32
Norte	12	1.547,44
Total	144	32.936,21

As usinas termelétricas podem ser representadas computacionalmente, de forma simplificada, através de seus dados de potência máxima que pode ser fornecida e pela sua função de custo de operação em relação à potência gerada. O custo de operação da usina térmica pode ser dividido em uma parcela fixa, que não varia com a quantidade de energia gerada, e uma parcela variável, definida fundamentalmente pelo custo de aquisição do combustível utilizado e custos de Operação e Manutenção (O&M) variável. No problema do planejamento da operação do sistema, apenas a parcela variável do custo tem importância, uma vez que os custos fixos simplesmente definem valores constantes, sem a possibilidade de ajustes ou alterações.

A representação computacional do custo de geração das usinas termelétricas é dada pelo seu Custo Variável Unitário (CVU). O CVU das usinas representa o custo relativo à geração incremental de uma unidade de energia, e dado em reais por megawatt hora. A Figura 12 ilustra a evolução do CVU para o subsistema sudeste¹². Nesta figura estão expressas todas as usinas termelétricas do sudeste associadas ao sistema interligado nacional. Observa-se que conforme uma maior potência é solicitada do sistema térmico de geração, maior o CVU. Isto ocorre porque as usinas estão dispostas por ordem de mérito, ou seja, são despachadas em ordem crescente de custo para atendimento da demanda. Cada patamar exibido no gráfico representa uma usina termelétrica. Quando uma usina alcança seu limite de geração, o valor do CVU salta para o custo relativo à próxima usina pela ordem de mérito, onde se mantém constante até que esta usina também alcance seu limite de geração de energia.

¹² Valores obtidos através do *Deck de Preços* disponibilizado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (<http://www.ccee.org.br>), referentes a maio de 2010.

Figura 12: CVU Sudeste.

O Custo de Operação (CO) do subsistema é função da potência termelétrica despachada e do período considerado, e calculado como uma somatória dos custos de geração de cada usina termelétrica despachada. Neste trabalho, a discretização utilizada é mensal, logo, o custo deve corresponder ao custo mensal relativo ao despacho termelétrico. Apesar dos meses no ano não conterem o mesmo número de dias, será utilizado o conceito de mês médio. Isto é feito dividindo-se o número de horas no ano (8760 horas) em doze partes. Desta forma, tem-se que o custo de operação do parque térmico em um subsistema qualquer pode ser calculado como segue:

$$CO_{s,t} = \sum_{i \in Q_s} CVU_{i,s} \cdot Gt_{i,t} \cdot c_3 \quad \text{Eq. 6}$$

sendo:

s : Subsistema;

t : intervalo do horizonte de planejamento;

Q_s : Grupo das usinas termelétricas pertencentes ao subsistema s ;

Gt : Geração termelétrica da usina i no intervalo t ;

c_3 : Constante relativa ao número de horas do intervalo t .

Pelo fato de cada usina termelétrica ter seu custo operativo representado pelo seu respectivo CVU, o custo de operação aparece como uma função linear por partes, em relação à potência gerada, como pode ser visto na Figura 13, em base mensal. A cada nova usina termelétrica despachada pela ordem de mérito, o crescente valor do CVU aumenta a inclinação da curva de custo, indicando que com o aumento do despacho térmico, mais custosa a operação do sistema. Uma nova usina termelétrica é despachada somente quando a usina de CVU imediatamente anterior tiver sido utilizada até sua capacidade máxima.

Figura 13: Custo de operação mensal do subsistema sudeste.

Tanto o CVU quanto o custo de operação dos subsistemas Sul, Norte e Nordeste possuem características semelhantes aos aqui apresentados para o subsistema Sudeste. No Anexo A estão ilustrados o CVU e o CO desses subsistemas a critério de consulta, e não serão aqui explorados por não apresentarem características que diferenciem sua modelagem.

Para efeito do planejamento da operação do SIN, e consequentemente para a formação de preços no mercado de energia, o custo devido ao não suprimento da demanda deve ser considerado. Assim como realizado pelo Newave, este trabalho irá modelar o déficit de energia como usinas termelétricas fictícias, com CVU que busca refletir a magnitude do custo para a sociedade devido à insuficiência de oferta energética. Este Custo de déficit é homologado pela ANEEL¹³ e dividido em quatro patamares, de acordo com a profundidade do déficit, como mostrado na Tabela 3.

¹³ Resolução Homologatória Nº 1.247, de 13 de Dezembro de 2011

Tabela 3: Custo do déficit de energia para o ano de 2012.

Patamares (% de Redução de Carga – RC)	Custo do Déficit (R\$/MWh)
$0\% < RC \leq 5\%$	1.206,38
$5\% < RC \leq 10\%$	2.602,56
$10\% < RC \leq 20\%$	5.439,12
$RC > 20\%$	6.180,26

Dessa forma, cada patamar de déficit será representado por uma usina termelétrica fictícia, adicionadas ao conjunto de usinas de cada subsistema, e o custo operativo incluindo o não suprimento de energia poderá ser obtido aplicando-se a Equação 6 ao conjunto aumentado de usinas termelétricas do subsistema.

Com este tipo de modelagem, considerando cada usina termelétrica de forma individualizada, é possível retratar o parque termelétrico de geração com grande fidelidade no tocante aos custos operativos, uma vez que são utilizados os mesmos dados considerados no planejamento da operação pelo ONS. Adicionalmente, esta modelagem não apresenta características não-lineares, podendo ser aplicada em modelos lineares sem perda de fidelidade da representação.

6.3 Modelo de Otimização

O planejamento da operação do SIN consiste em otimizar a alocação dos recursos para a geração de energia elétrica em cada etapa do período de planejamento, visando minimizar o valor do custo de operação ao longo do horizonte de planejamento. Logo, pode-se dizer que o problema do planejamento da operação é essencialmente um problema de otimização.

De modo geral, um problema de otimização é definido por uma função objetivo, a qual se busca um valor máximo (ou mínimo) limitado por um conjunto de restrições. Ao conjunto de valores capaz de levar a função objetivo ao seu valor máximo (ou mínimo) dá-se o nome de conjunto ótimo. Deste modo, deve-se definir uma função objetivo pertinente aos anseios do planejamento da operação, e um conjunto de restrições apto a representar as limitações do sistema, ressaltando que a formulação

matemática do problema deve ser tal que permita a utilização de pacotes computacionais para a realização da otimização da operação do sistema.

6.3.1 Função Objetivo

No planejamento da operação do sistema hidrotérmico, tem-se como objetivo o atendimento á demanda de energia concomitantemente com a redução dos custos de geração, para cada período do horizonte de planejamento. Em uma usina hidrelétrica, a água utilizada na geração de energia pode ser tida como um energético de custo nulo, não sendo considerada na formação do custo de operação. O custo de geração é composto pelo custo variável de combustível das usinas termelétricas, pelo custo de eventuais importações de energia e pelo custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia (DUARTE, PENNA, *et al.*, 2007). A modelagem aqui proposta não contempla o custo atribuído à importação internacional de energia.

Do exposto, conclui-se que uma Função Objetivo (FO) pertinente ao problema pode ser expressa pelo custo total associado à geração de energia elétrica durante o horizonte de planejamento. Os custos de geração termelétrica e de ocorrência de déficit por subsistema foram definidos no item 6.2 Modelagem do Parque Termelétrico, e podem ser calculados com a aplicação da Equação 6. Desta forma, o Custo de Operação Total, CO_{Total} , do sistema será a soma dos custos de operação de cada subsistema, como segue:

$$CO_{Total} = \sum_{t=1}^N CO_t = \sum_{t=1}^N CO_{SE,t} + CO_{S,t} + CO_{NE,t} + CO_{N,t} \quad \text{Eq. 7}$$

sendo:

N : Número de meses no horizonte de planejamento;

CO_t : Custo de Operação do sistema no intervalo t ,

$CO_{SE,i}$: Custo de Operação do subsistema Sudeste no intervalo t ,

$CO_{S,i}$: Custo de Operação do subsistema Sul no intervalo t ,

$CO_{NE,i}$: Custo de Operação do subsistema Nordeste no intervalo t ,

$CO_{N,i}$: Custo de Operação do subsistema Norte no intervalo t ,

Contudo, realizar o planejamento da operação do sistema abrange a destinação de cifras vultosas para a geração de energia e horizontes de planejamento plurianuais. Com isso, aspectos econômicos relacionados ao benefício da aplicação do recurso financeiro devem ser levados em consideração. A principal meta desta consideração é trazer, para o início do horizonte de estudo o custo total resultante do planejamento da operação energética. Para tal, será utilizado o conceito de valor presente.

Para horizontes de planejamento com discretização uniforme o Valor Presente, VP , do Custo Futuro, CF , localizado no intervalo t pode ser determinado com a equação abaixo:

$$VP = CF \cdot \frac{1}{(1+i)^t} \quad \text{Eq. 8}$$

na qual i é a taxa de juros efetiva para cada intervalo do horizonte de planejamento. Neste trabalho, a taxa de juros considerada foi de 10% ao ano.

Finalmente, a função objetivo pode ser encontrada com a aplicação do conceito de valor presente no cálculo do custo total de geração de energia, resultante da combinação das Equações 7 e 8, como segue.

$$CO_{Total} = \sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+i)^t} \cdot CO_t = \sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+i)^t} \cdot (CO_{SE,t} + CO_{S,t} + CO_{NE,t} + CO_{N,t}) \quad \text{Eq. 9}$$

A consideração da taxa de desconto insere no modelo características econômicas da operação do sistema de geração de energia, introduzindo o efeito da valorização monetária ao longo do horizonte.

6.3.2 Restrições do Problema

Na representação do problema de planejamento da operação, é de grande importância modelar as restrições operativas de modo à melhor representar as

limitações do sistema real. Apesar de o modelo escolhido realizar a agregação dos reservatórios, simplificando a representação do parque hidrelétrico, a modelagem das restrições deve ser tal que garanta a factibilidade da resposta simulada no sistema real.

Partindo da representação do parque hidrelétrico, tem-se a restrição do balanço energético, que relaciona as energias afluentes, defluentes e armazenadas frente aos subsistemas, garantindo que a energia não possa ser criada ou absorvida. Em termos operativos, a energia afluente ao reservatório pode ser armazenada pelo mesmo, utilizada na geração de energia ou vertida, ou qualquer combinação dessas ações. A Equação 10 ilustra esse relacionamento, vinculando o estado da energia armazenada do intervalo com as ações do intervalo imediatamente anterior.

$$EArm_{s,t+1} = EArm_{s,t} + ENA_{s,t} - Gh_{s,t} - Vert_{s,t} \quad \text{Eq. 10}$$

sendo:

s: Subsistema

$EArm_{s,t}$: Energia armazenada no período t ;

$ENA_{s,t}$: Energia natural afluente no período t ;

$Gh_{s,t}$: Energia gerada pelo parque hidroelétrico no período t ;

$Vert_{s,t}$: Vertimento de energia no período t .

No modelo, o atendimento à demanda de energia é realizado com a utilização da energia proveniente da geração hidrelétrica ou termelétrica, onde se inclui o déficit. Portanto, a restrição de suprimento da demanda de energia pode ser expressa pela soma das parcelas de geração, pois como dito anteriormente, importação internacional de energia não será considerada. Entretanto, existe a possibilidade de intercâmbio de energia entre os subsistemas. Um subsistema pode suprir parte de seu mercado, importando energia de outro subsistema, ou pode exportar parte de seu excedente de geração para um subsistema vizinho. A Equação 11 traz a restrição de atendimento à demanda.

$$Gt_{s,t} + Gh_{s,t} = Demanda_{s,t} + Exp_{s,t} - Imp_{s,t} \quad \text{Eq. 11}$$

sendo:

s : Subsistema

$Gt_{s,t}$: Energia gerada pelo parque termelétrico no período t ;

$Gh_{s,t}$: Energia gerada pelo parque hidroelétrico no período t ;

$Demanda_{s,t}$: Quantidade de energia requerida para suprimento do consumo no período t ;

$Exp_{s,t}$: Quantidade de energia exportada no período t ;

$Imp_{s,t}$: Quantidade de energia importada no período t .

A importação de energia pode ser tomada como um abatimento da carga do subsistema, uma vez que essa parte da demanda está sendo suprida por outro subsistema. Analogamente, a exportação de energia pode ser considerada como uma elevação da carga, uma vez que o subsistema está assumindo parte da demanda de outro subsistema.

O intercambio de energia entre os subsistemas Sudeste, Norte e Nordeste possui um ponto comum, como visto na Figura 11, dado pela subestação Imperatriz, modelada como um subsistema fictício sem geração ou consumo de energia. Por representar um subsistema, a subestação Imperatriz deve estar sujeita à restrição de balanço energético assim como os outros subsistemas. Tomando a demanda, geração e armazenamento de energia da Equação 11 iguais a zero, a subestação pode ser incluída no conjunto de restrições, na forma:

$$Imp_{Imperatriz,t} + Exp_{Imperatriz,t} = 0 \quad \text{Eq. 12}$$

sendo:

$Imp_{Imperatriz,t}$: Quantidade de energia importada por Imperatriz no período t ;

$Exp_{Imperatriz,t}$: Quantidade de energia exportada por Imperatriz no período t ;

Além das restrições operativas apresentadas, devem ainda ser consideradas na modelagem matemática as limitações físicas associadas aos limites operativos do sistema. Para a correta representação do sistema, devem ser limitados os valores do armazenamento máximo em energia dos subsistemas, do intercâmbio entre os subsistemas, limitado pela capacidade máxima de transferência de energia das linhas de transmissão e o valor de geração máxima de energia, imposto pela potência instalada das usinas que compõe o SIN.

6.3.3 Restrições de Controle de Risco

Na modelagem proposta o custo operativo do sistema é dado pela somatória dos custos de cada subsistema, que por sua vez correspondem ao custo de geração de energia pelas usinas termelétricas acrescido do custo de déficit de energia, como mostrado anteriormente. Dado que o megawatt não suprido de energia apresenta um maior custo operativo em relação ao despacho de usinas termelétricas do sistema, tem-se que os cenários em que ocorre o déficit de energia tendem a apresentar valores mais elevados para o custo operativo total no horizonte de planejamento.

Desta forma, pode-se inferir que, na operação do sistema, os cenários de energia natural afluyente que levem o sistema aos maiores custos operativos no horizonte de planejamento são os cenários que levam o sistema ao déficit de energia. Logo, tem-se que a utilização da métrica de risco *Conditional Value at Risk* pode ser aplicada no modelo de modo a controlar o custo dos piores cenários, numa tentativa de reduzir a possibilidade e profundidade do déficit no fornecimento de energia.

Em termos de modelagem matemática, o *CVaR* pode ser implementado na forma de restrições lineares em um problema de otimização, encaixando-se perfeitamente na modelagem do sistema proposta nesse trabalho. A formulação do *CVaR* foi realizada como segue:

$$VaR + \frac{1}{(1 - \alpha) \cdot J} \cdot \sum_{j=1}^J Z_j \leq CVaR_{max} \quad \text{Eq. 13}$$

$$Z_j \geq CO_{Total,j} - VaR \quad \text{Eq. 14}$$

sendo:

VaR : Value at Risk

α : Nível de confiança

J : Número de cenários

$CVaR_{max}$: Valor máximo limitante para o $CVaR$

Z_j : Variável auxiliar necessária na formulação

Essa formulação é análoga à utilizada no trabalho de (DOEGE, SCHILTKNECHT e LÜTHI, 2005), onde podem ser encontrados detalhes sobre as transformações necessárias para conduzir o equacionamento do modelo contínuo, como apresentado no Capítulo 4 para a modelagem discreta baseada em cenários.

A primeira parcela da Equação 13 representa o cálculo do $CVaR$, que é limitado pelo termo $CVaR_{max}$, que deve ser estabelecido previamente. O valor do $CVaR_{max}$ representa o máximo valor admissível do $CVaR$ dado o nível de confiança α , e pode tornar o problema infactível se escolhido um valor impraticável para o sistema. O valor do VaR e da variável auxiliar Z_j são definidos pelo processo de otimização.

Como pode ser observado nas Equações 13 e 14, a utilização do $CVaR$ requer que o problema possua vários cenários, uma vez que a formulação é baseada na existência de diferentes cenários para o cálculo do $CVaR$. No desenvolvimento do trabalho, foram utilizados diferentes cenários do histórico de energia natural afluenta na busca pela resposta otimizada do sistema.

6.3.4 Formulação Completa

Como pôde ser observado nos itens anteriores, a modelagem do sistema foi realizada utilizando-se apenas restrições lineares. Uma vez que a função objetivo também apresenta característica linear, essa modelagem caracteriza-se como um problema linear de otimização, e algoritmos de programação linear serão empregados em sua resolução. A implementação computacional deste modelo de otimização foi feita através do Software LINGO®. Este software foi escolhido por ser capaz de

representar problemas de otimização de forma simples e direta, além de possuir um eficiente pacote de algoritmos capaz de resolver problemas de grande porte.

Visando a otimização da operação do sistema frente a diferentes cenários de energia afluente, a formulação apresentada para os parques hidrelétrico e termelétrico foi sutilmente modificada, com a inclusão de um índice j identifica cada um dos J diferentes cenários que podem ser utilizados. Assim sendo, a modelagem matemática do problema de otimização da operação energética do SIN proposta neste trabalho pode ser expressa como segue:

Função Objetivo:

$$F.O. = \text{Min}\{CO_{Total}\} = \text{Min}\left\{\sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+i)^t} \cdot (CO_{SE,t,j} + CO_{S,t,j} + CO_{NE,t,j} + CO_{N,t,j})\right\}$$

Sujeito à:

(Restrições de controle de risco)

$$VaR + \frac{1}{(1-\alpha) \cdot J} \cdot \sum_{j=1}^J Z_j \leq CVaR_{max}$$

$$Z_j \geq CO_{Total,j} - VaR$$

(Restrições do subsistema sudeste)

$$EArm_{SE,t+1,j} = EArm_{SE,t,j} + ENA_{SE,t,j} - Gh_{SE,t,j} - Vert_{SE,t,j}$$

$$EArm_{SE,t,j} \leq EArm_{SE \text{ Max}}$$

$$Gh_{SE,t,j} \leq \text{Potencia hidráulica instalada do subsistema sudeste}$$

$$Gt_{SE,t,j} = Demanda_{SE} - Gh_{SE,t,j} + SE_{S,t,j} + SE_{NE,t,j} + SE_{IM,t,j}$$

(Restrições do subsistema sul)

$$EArm_{S,t+1,j} = EArm_{S,t,j} + ENA_{S,t,j} - Gh_{S,t,j} - Vert_{S,t,j}$$

$$EArm_{S,t,j} \leq EArm_{S \text{ Max}}$$

$$Gh_{S,t,j} \leq \text{Potencia hidráulica instalada do subsistema sul}$$

$$Gt_{S,t,j} = Demanda_S - Gh_{S,t,j} - SE_{S,t,j}$$

(Restrições do subsistema Nordeste)

$$EArm_{NE,t+1,j} = EArm_{NE,t,j} + ENA_{NE,t,j} - Gh_{NE,t,j} - Vert_{NE,t,j}$$

$$EArm_{NE,t,j} \leq EArm_{NE \text{ Max}}$$

$$Gh_{NE,t,j} \leq \text{Potencia hidráulica instalada do subsistema nordeste}$$

$$Gt_{NE,t,j} = Demanda_{NE} - Gh_{NE,t,j} + NE_{IM_{t,j}} - SE_{NE_{t,j}}$$

(Restrições do subsistema norte)

$$EArm_{N,t+1,j} = EArm_{N,t,j} + ENA_{N,t,j} - Gh_{N,t,j} - Vert_{N,t,j}$$

$$EArm_{N,t,j} \leq EArm_{N \text{ Max}}$$

$$Gh_{N,t,j} \leq \text{Potencia hidráulica instalada do subsistema norte}$$

$$Gt_{N,t,j} = Demanda_N - Gh_{N,t,j} + N_{IM_{t,j}}$$

(Restrição na subestação Imperatriz)

$$Imp_{Imperatriz,t,j} + Exp_{Imperatriz,t,j} = 0$$

(Restrições de intercâmbio de energia entre os subsistemas [MWmed])

$$-500 \leq SE_{NE} \leq 950$$

$$-3300 \leq SE_{IM} \leq 4000$$

$$-5300 \leq SE_S \leq 6300$$

$$-3140 \leq NE_{IM} \leq 1800$$

$$-3000 \leq N_{IM} \leq 10000$$

sendo:

F.O. : Função Objetivo;

SE_NE, *SE_S*, *SE_IM*, *NE_IM* e *N_IM* : Representam os intercâmbios entre os subsistemas;

Para os intercâmbios, a direção do fluxo de energia é expressa pelo sinal da variável. A leitura da variável é feita da seguinte maneira: *SE_NE* representa o fluxo de energia partindo do Sudeste em direção ao Nordeste. Logo, um valor negativo para a variável *SE_NE* indica que a energia está fluindo do Nordeste para o Sudeste. Esta relação é válida para todas as variáveis utilizadas nos intercâmbios. Os valores limitantes apresentados, expressos em MW, foram retirados do *deck de preços* disponibilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE, e representam valores médios, uma vez que esses valores podem variar mensalmente.

Um importante parâmetro utilizado no setor elétrico é o Valor da Água. Este parâmetro determina a variação incremental na função objetivo atribuída à utilização da água armazenada nos reservatórios na geração de energia (PEREIRA, 1989). No modelo NEWAVE o valor da água é obtido com a derivada do custo futuro de operação em relação ao volume armazenado (SILVA, 2012). Já o Custo Marginal de Operação é dado pelo incremento na função objetivo para um incremento marginal na geração de energia através das usinas termelétricas, valor obtido pelo modelo NEWAVE pela derivada do custo imediato de operação. Na busca pela resposta otimizada com o uso da programação dinâmica, o ponto ótimo operativo é dado pelo ponto de equilíbrio entre o custo futuro e o custo imediato, ou seja, no ponto onde as derivadas das curvas se anulam (SILVA, 2008). Desta forma, é possível concluir que no ponto ótimo operativo o valor da água será equivalente ao custo marginal de operação. Na modelagem baseada em programação linear proposta neste trabalho não se utiliza o conceito de custo futuro e custo imediato de forma explícita, entretanto o valor da água pode ser obtido através do valor dual da restrição de atendimento á

demanda. Considerando que será realizada a otimização do sistema, conclui-se que o Valor da Água e do Custo Marginal de Operação serão iguais ou muito próximos, sendo assim, apenas as trajetórias relativas ao Valor da Água serão exibidas, sem que haja perda de generalidade.

Os valores da potência instalada do parque hidrelétrico mostrados na Tabela 4 foram retirados do Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2011) e se referem a valores reais do sistema interligado nacional.

Tabela 4: Valores máximos para a energia armazenada e geração hidráulica de energia.

Subsistema	$E_{Arm_{Max}}$ [MW]	Potência hidráulica instalada [MW]
Sudeste	191.118	61.882
Sul	18.471	16.550
Nordeste	51.810	14.759
Norte	12.414	10.407

Para a avaliação das respostas do sistema, será utilizada a demanda média prevista para o ano de 2014, conforme (EPE, 2011). A demanda brasileira por energia cresce anualmente, devido a diversos fatores, e foi escolhida a utilização da demanda prevista para 2014 no intuito de elevar o nível de exigência do sistema instalado.

Tabela 5: Valores de demanda utilizados nos testes.

Demanda Média Prevista para 2014 [MW]	
Sudeste	41.483
Sul	10.828
Nordeste	10.043
Norte	6.188
SIN	68.542

Finalmente, os níveis de energia armazenada iniciais e finais dos reservatórios equivalentes serão definidos em 60% de suas capacidades máximas operativas em todos os testes.

6.4 Simulação

O modelo de otimização é utilizado objetivando-se encontrar a trajetória operativa otimizada do sistema, minimizando o custo operativo e atendendo a demanda de energia. Entretanto, a otimização é realizada de forma determinística, ou seja, o modelo realiza a alocação dos valores das variáveis do problema conhecendo plenamente a energia natural afluyente do horizonte de estudo. Com isso, para representar o impacto da utilização das decisões fornecidas pelo otimizador na operação do sistema, foi desenvolvido um simulador da operação.

O simulador consiste, basicamente, em um sistema recursivo que aplica a decisão fornecida pelo simulador em uma série de energia natural afluyente previamente especificada pelo usuário, para todos os meses do horizonte de planejamento, assim como ilustrado no diagrama abaixo:

Figura 14: Fluxograma de operação do simulador

A partir da condição inicial do sistema, é realizada uma otimização sobre o histórico da energia natural afluyente (N cenários), buscando a meta de geração hidráulica otimizada, $Gh^*_{\text{subsis}, t_1}$, representada pela primeira decisão de geração do otimizador em seu horizonte de planejamento. Vale ressaltar que os horizontes de planejamento utilizados no otimizador (T_1) e no simulador (T_2) podem ser distintos, sendo que a escolha dos mesmos compete ao operador do sistema, de acordo com as necessidades do estudo.

Uma vez definida a meta de geração otimizada, $Gh^*_{\text{subsis}, t_1}$, o simulador irá aplicar essa decisão sobre a energia natural afluyente escolhida para simulação, levando o sistema a um novo estado, que será realimentado no otimizador como sua nova condição inicial. A política operativa utilizada é baseada no cumprimento da meta de geração $Gh^*_{\text{subsis}, t_1}$ e caso o balanço energético seja positivo, o excedente de energia é armazenado nos reservatórios. Vertimentos são realizados apenas quando alcançado o limite máximo de armazenamento do subsistema. Caso a meta de geração não possa ser atingida devido ao baixo nível de energia disponível no sistema, o despacho hidrelétrico realizado corresponderá ao valor mais próximo possível da meta que o sistema possa atingir. Esse processo se repete, mês a mês, ao longo de todo o horizonte de simulação.

A estocasticidade da energia natural afluyente faz com que a real operação do sistema, aqui representada pela simulação, seja sempre diferente da resposta esperada calculada no otimizador. Por este motivo, existe a necessidade de uma nova otimização a cada mês do horizonte.

Em termos da implementação, o simulador foi configurado de modo que o final do horizonte de otimização seja sempre o mês de Abril, ao passo que o mês inicial será função do simulador. A Figura 15 ilustra esse processo. A variação no tamanho do horizonte é válida apenas para o primeiro ano do horizonte de otimização.

Figura 15: Variação do horizonte de otimização em função do estágio do simulador

Usualmente no setor elétrico, considera-se o primeiro mês do horizonte de planejamento como sendo o mês de maio, e não janeiro. Esta convenção é utilizada baseando-se no ano hidrológico, pois abril representa o final do período úmido, ou período de altas afluições, e maio o início do período seco, ou período de baixas afluições. Logo, o otimizador terá seu horizonte de planejamento calculado considerando Maio o mês inicial, e decrescendo a partir deste ponto para se adequar ao estágio da simulação, mantendo fixo o final do horizonte.

7 Resultados

Neste capítulo serão apresentados os resultados referentes à resposta do problema linear formulado no Cap. 6. Os resultados foram divididos em dois grupos, sendo o primeiro relativo às respostas do otimizador e o segundo contém as respostas do simulador. Cada bloco foi subdividido entre respostas com e sem a aplicação das restrições de controle de risco.

7.1 Otimização

A resposta obtida na etapa de otimização representa a trajetória de menor custo possível de ser realizada, respeitando-se as restrições impostas à operação do sistema. Entretanto, isto é feito conhecendo-se plenamente os valores das afluências futuras. Com a otimização, é possível realizar uma análise do comportamento otimizado do sistema frente a diferentes cenários de afluência, condições iniciais e variações de parâmetros.

7.1.1 Otimização Sem Controle de Risco de Déficit

Primeiramente será apresentada a resposta do problema sem a utilização do controle de risco. Será realizada uma análise da resposta do modelo com a otimização da operação sobre um único cenário de energia natural afluyente, aqui representado pela média mensal do histórico de energias afluentes do sistema, conhecida por Média de Longo Termo (MLT) da ENA. A Figura 16 ilustra o comportamento da MLT da energia natural afluyente obtida através do histórico de ENA. Para horizontes de planejamento maiores do que um ano, é feita a repetição dos valores da MLT. Como mencionado anteriormente, será considerado o ano hidrológico, com início no mês de maio, ao invés do ano civil, com início no mês de Janeiro.

Figura 16: Média de longo termo da ENA.

Inicialmente foi realizada a otimização da operação do reservatório de energia equivalente do subsistema sudeste isoladamente. Na Figura 17 pode ser observada a trajetória otimizada da Energia Armazenada (EArm) do subsistema Sudeste para um horizonte de planejamento de 5 anos. Como condição de contorno, o estado inicial e final do reservatório foi estipulado em 60% sua capacidade máxima operativa.

Figura 17: EArm do subsistema Sudeste para ENA média.

O efeito da regularização da energia afluenta realizada pelo reservatório pode ser visto na Figura 18, onde apesar da sazonalidade da energia afluenta, a geração se mantém praticamente constante. A diminuição da geração hidrelétrica e aumento da geração térmica a partir do trigésimo quinto mês podem ser interpretados como a influência da taxa de desconto na modelagem do problema. Com a taxa de desconto, o sistema tende a utilizar a geração térmica no final do horizonte para realizar o reenchimento dos reservatórios, pois o valor presente do custo futuro de geração térmica tende a diminuir com o passar do tempo, resultando em uma maior utilização da geração hidrelétrica nos meses iniciais. Este teste não apresentou vertimento ou déficit de energia.

Figura 18: Geração de energia do subsistema sudeste.

A resposta operativa da otimização de um subsistema isolado, modelado como um reservatório equivalente é análoga à resposta obtida com a otimização da operação de uma usina hidrelétrica isoladamente. A Figura 19 exhibe a trajetória otimizada de armazenamento d'água no reservatório da usina hidrelétrica Emborcação, tendo como vazão afluente a média de longo termo das afluições da usina. A formulação utilizada por (SOARES e CARNEIRO, 1991) para a obtenção da trajetória de armazenamento mostrada na Figura 19, utiliza uma função de custo não linear, porém, assim como na modelagem utilizada neste trabalho, utiliza o efeito da taxa de desconto. A semelhança entre as curvas demonstra que a resposta modelo proposto é compatível com a resposta de outras abordagens do problema.

Figura 19: Trajetória otimizada do reservatório da usina Emborcação. Adaptado de (SOARES e CARNEIRO, 1991).

Uma vez que este trabalho objetiva o controle do risco de déficit de energia, onde deve ser considerada a característica estocástica da energia natural afluyente, é preciso introduzir o efeito da estocasticidade no modelo de otimização, que pode ser feito com a realização da otimização frente a vários cenários de energia natural afluyente. Na Figura 20 é possível observar os cenários do histórico de ENA do subsistema Sudeste. Cada traço representa a trajetória da ENA em um ano do histórico, que compreende os anos de 1931 até 2008. A linha pontilhada representa a média de longo termo da energia natural afluyente.

Figura 20: Histórico de energia natural afluente do Sudeste.

É possível observar no histórico cenários que apresentam valores de energia afluente muito maiores ou menores que a média. Cenários em que a energia natural afluente é muito alta podem ser perigosos, pois se o sistema não estiver preparado para receber um grande volume de energia, os reservatórios podem apresentar problemas de segurança física das barragens. Essa preparação é realizada alocando-se um volume de espera preventivamente, para garantir que o reservatório terá capacidade para alocar o grande volume de energia afluente. No caso contrário, em que a energia afluente é muito baixa, o desafio é operar o sistema sem que o mesmo seja levado ao déficit de energia. Para tanto, faz-se necessário o despacho sistemático de usinas termoeletricas na geração de energia, mantendo o maior nível possível de energia armazenada nos reservatórios e provocando aumento no custo de geração de energia.

Como citado anteriormente, ao realizar a simulação da operação do sistema são realizadas sucessivas otimizações. A otimização é realizada no horizonte definido pelo usuário, entretanto, apenas a primeira decisão é utilizada, e simula-se a operação do SIN. No mês subsequente, o estado do sistema é enviado para o otimizador e uma nova otimização é realizada, e assim sucessivamente, até o final do horizonte de simulação. Desta forma, para introduzir o efeito dos diferentes cenários no modelo, define-se uma única decisão de geração para o primeiro mês de para todos os

cenários, ou seja, independente da trajetória de geração de cada cenário, no primeiro mês todas as decisões de geração serão iguais no conjunto de cenários utilizados. Com isso, também se garante que a meta de geração de energia será factível em todos cenários utilizados no otimizador. A Figura 21 apresenta os seis primeiros meses da trajetória otimizada de geração hidráulica de energia do subsistema sudeste para um conjunto equiprovável de cenários do histórico, exemplificando o processo implementado no otimizador. Cada curva no gráfico representa um dos 70 cenários utilizados.

Figura 21: Detalhe do método de decisão implementado no otimizador.

Com a imposição de que a primeira decisão de geração de energia deve ser idêntica em todos os cenários, cria-se um vínculo entre cada cenário, e a meta de geração obtida difere sutilmente do caso em que cada cenário é otimizado separadamente e o valor médio da geração entre eles é utilizado como meta, como exemplificado na Figura 22.

Geração Hidrelétrica inicial

Figura 22: Diferença entre a geração hidrelétrica única entre os cenários ou geração média

Quando é imposto ao modelo que a geração hidrelétrica inicial de todos cenários seja idêntica, curva *Gh(1) fixa*, os cenários extremos têm maior influência sobre a decisão tomada, principalmente devido ao alto custo gerado nos cenários mais secos do histórico. A curva *Gh média* é dada pela média dos cenários otimizados separadamente. Passados os primeiros meses, a trajetória de geração nos dois casos tende a se igualar, pois a imposição de igualdade entre a decisão de geração nos cenários existe somente no primeiro mês, e passada a influencia dessa decisão, cada cenário passa a ser otimizado individualmente.

Na otimização com múltiplos cenários apenas a geração hidrelétrica tem sua primeira decisão vinculada entre os diferentes cenários. As demais variáveis do problema apresentam seus valores de acordo com seu respectivo cenário de vazões. Na Figura 23 pode-se observar as trajetórias da energia armazenada em uma otimização de múltiplos cenários. Os estados inicial e final do reservatório são os mesmos entre os cenários, pois expressam as condições de contorno do problema. Entretanto, as diferentes trajetórias de energia armazenada levam o reservatório a diferentes valores de armazenamento após o primeiro mês de operação, mesmo com a primeira decisão de geração fixa entre os cenários.

Figura 23: Representação das diferentes trajetórias de EArm no sudeste para otimização de múltiplos cenários

Uma forma de extrair informações da família de curvas geradas na otimização de múltiplos cenários é a utilização da trajetória média, como mostrado na Figura 23. A partir deste ponto, as respostas de otimizações em múltiplos cenários serão exibidas apenas pelo seu valor médio

7.1.2 Otimização Com Controle de Risco de Déficit

O controle de risco de déficit é realizado inserindo no modelo as Equações 13 e 14 apresentadas no Item 6.3.3. Contudo, a inclusão desse controle requer que seja utilizado o modelo de otimização em múltiplos cenários, que neste trabalho referem-se aos cenários do histórico de energia natural afluyente.

Ao se introduzir o controle de risco no modelo, existem dois parâmetros que devem ser fornecidos pelo operador do sistema para alimentar as restrições do $CVaR$: o valor do nível de confiança α e do $CVaR_{max}$, valor limitante máximo permitido para o $CVaR$. O valor do nível de confiança foi definido em 0.9 (90%), ou seja, os $\alpha - 1$ piores cenários (10%) terão seu custo médio limitado pelo valor do $CVaR_{max}$. Este valor será mantido para todos os testes que incluam o controle de risco neste trabalho.

Testes preliminares indicaram a existência de um valor mínimo e máximo que podem ser atingidos pelo $CVaR$. Caso seja definido um valor muito elevado para o $CVaR_{max}$, a restrição de controle de risco não estará ativa no ponto ótimo de operação, e os 10% piores cenários não sofrerão alterações em suas trajetórias em

relação á otimização sem controle de risco. Contudo, se um valor muito reduzido for estipulado como limitante para o *CVaR*, o otimizador não será capaz de encontrar uma solução factível que atenda às restrições do problema. A Figura 24 ilustra a variação do valor do *CVaR* e seu impacto no custo médio operativo do SIN.

Figura 24: Evolução do *CVaR*.

Nesta otimização, o valor mínimo factível para o *CVaR* foi obtido em 83764,8 milhões de reais, e conforme a restrição de risco foi relaxada, esse valor aumentou até estabilizar em aprox. 84960 milhões de reais, uma diferença de 1,42%. Simultaneamente, o valor do custo médio teve uma redução de 1,56%, partindo de 34149 milhões para 33624 milhões. Isto ocorre devido aos ajustes realizados na trajetória otimizada para atender aos valores exigidos do *CVaR*, elevando principalmente os custos associados aos cenários mais favoráveis, como mostrado na Figura 25.

Figura 25: Curva de permanência do custo total nos cenários do histórico.

Para que a restrição de *CVaR* seja atendida, a ocorrência de despacho de geração termelétrica de alto custo, e principalmente a ocorrência de déficits de energia, deve ser evitada ou reduzida. Isto é realizado alterando a decisão inicial de geração de energia hidráulica, reduzindo a geração por essa fonte no intuito de acumular energia nos reservatórios, para que a mesma possa ser utilizada em meses mais críticos. De forma geral, os cenários que apresentam os maiores custos operativos são referentes aos cenários de menores afluências do histórico, e os cenários mais favoráveis são aqueles relativos aos cenários com maiores valores de energia natural afluente.

Para a análise da influência do controle de risco na otimização serão utilizadas as respostas operativas do subsistema Sudeste, pois este é o subsistema mais representativo, de maior porte e capacidade de armazenamento, do Sistema Interligado Nacional. A Figura 26 ilustra a diferença na primeira decisão de energia armazenada entre os casos com controle e sem controle de risco. Quando imposto o controle de risco, a primeira decisão de geração hidrelétrica tem uma queda de aproximadamente 10.000 MW, caindo de aproximadamente 30.000 MW para 20.000 MW. Com isto, o reflexo na energia armazenada nos piores cenários após o estado inicial é imediato, apresentando uma sensível elevação no nível de armazenamento (Figura 27).

Geração hidrelétrica de energia

Figura 26: Comparativo da trajetória otimizada de geração hidrelétrica.

Energia armazenada

Figura 27: Comparativo da trajetória otimizada de energia armazenada.

Nos cenários mais favoráveis não foi verificada a elevação no nível de armazenamento, como constatado nos piores cenários. Entretanto, observando-se a Figura 28, nota-se um aumento na quantidade de energia vertida pelo sistema nos

cenários mais favoráveis, quando aplicado o controle de risco. Na operação do SIN, geralmente isto ocorre, pois nestes cenários a energia afluenta é muito grande, e mesmo com a geração de energia com a utilização das usinas hidrelétricas despachada em seu limite, o vertimento é necessário para evitar infringir as restrições de máximo armazenamento permitido. Esse aumento da quantidade de energia vertida se explica pelo aumento do nível das trajetórias armazenamento, ou seja, o modelo de otimização com controle de risco indica uma estratégia mais segura, porém menos eficiente e econômica.

Figura 28: Comparativo da trajetória otimizada de vertimento.

Com relação à trajetória do custo mensal de operação no horizonte de planejamento, é possível observar na Figura 29 que existe uma grande diferença entre os casos com e sem controle de risco no custo do primeiro mês do horizonte. Essa diferença corresponde ao menor despacho hidrelétrico inicial, visando o acúmulo de energia no reservatório, complementado por uma maior geração termelétrica para suprir a demanda. Também é possível observar que houve efetivamente uma redução no custo dos 10% piores cenários durante o horizonte de planejamento quando controlado o risco.

Custo de Operação

Figura 29: Comparativo da trajetória otimizada do custo de operação.

7.2 Simulação

A simulação visa verificar o impacto da aplicação do modelo proposto na operação do sistema interligado nacional. Desta forma, a cada mês do horizonte de simulação é realizada uma otimização para a obtenção de uma meta de geração de energia através das usinas hidrelétricas, que é então simulada em um cenário de energia natural afluyente estipulado pelo operador do sistema. Com isso, é possível avaliar como seria a operação do SIN se fossem aplicadas as metas de geração propostas pelo otimizador.

Visando avaliar a resposta do modelo proposto em diferentes situações de disponibilidade de energia natural afluyente, foram definidos três cenários do histórico de ENA capazes de representar as três situações de grande relevância para os estudos: um período de baixas aflúências, um de aflúências medianas e finalmente um período com altas aflúências, como mostrado na Figura 30.

Figura 30: Cenários do histórico de ENA para simulação.

O período mais crítico selecionado para o estudo corresponde ao cenário histórico que se inicia em maio de 1953, com aflúências muito abaixo da média que perduram por quase todo o horizonte de planejamento, principalmente nos meses

tradicionalmente mais favoráveis. O cenário que se inicia em 1933 caracteriza uma série de afluições médias. Vale ressaltar que a MLT da ENA representa um cenário favorável. Logo, o cenário com início em 1984 configura um período de grande energia afluente, mantendo-se sempre muito próximo ou acima dos níveis verificados na média de longo termo.

7.2.1 Simulação sem controle de Risco

A simulação do sistema realizada sem o controle de risco permite que sejam avaliadas as trajetórias operativas do sistema para a extração de informações sobre seu comportamento. A realização da simulação segue como explicada no item 6.4, com a otimização sobre os múltiplos cenários do histórico de ENAs, sendo que cada caso de simulação foi realizado sobre cada um dos três períodos do histórico: 1933, 1953 e 1984. O comportamento da energia armazenada do SIN na simulação pode ser observado na Figura 31, onde é possível perceber que apenas para o cenário de energia afluente de 1984 houve aumento da energia armazenada no sistema, aumento este favorecido pelos elevados valores de energia afluente verificados em 1984. Para os demais cenários os reservatórios foram deplecionados rapidamente.

Figura 31: Trajetórias de energia armazenada na simulação sem controle de risco.

O reflexo do nível de armazenamento pode ser observado na trajetória de energia gerada com a utilização das usinas hidrelétricas (Figura 32). É possível verificar que o cenário de 1984 foi capaz de manter níveis relativamente constantes de geração hidrelétrica, com a utilização da regularização proveniente de seu armazenamento de energia, comportamento não constatado para os cenários de 1933 e 1953, que devido ao reduzido montante de energia armazenada apresentaram quedas acentuadas na geração hidrelétrica de energia.

Figura 32: Trajetórias de geração hidrelétrica na simulação sem controle de risco.

Com a queda na geração hidrelétrica, imediatamente existe um acréscimo nos níveis de despacho termelétrico para suprir a demanda por energia. A Figura 33 exhibe as trajetórias de geração térmica das simulações, onde pode observar um comportamento inverso ao apresentado pela geração hidrelétrica.

Figura 33: Trajetórias de geração termelétrica na simulação sem controle de risco.

Com o acionamento simultâneo de todas as usinas termelétricas presentes no SIN, a energia total gerada é de aproximadamente 33.000 MW, valor muito próximo aos alcançados pela trajetória de geração termelétrica nos anos de 1933 e 1953, sugerindo que o parque termelétrico foi levado ao seu limite, um forte indicador de que cortes de carga possam ter sido necessários. De fato, ao analisar a resposta apresentada na Figura 34, relativa à ocorrência de déficits de energia, é possível observar grandes cortes de carga nos pontos em que o parque termelétrico foi despachado em seu limite.

A ocorrência de déficit de energia para um cenário de afluência mediana, como no caso de 1933, aponta a fragilidade do parque hidrotérmico brasileiro com o aumento da demanda. Vale lembrar que o sistema foi modelado para o parque termoelétrico instalado no ano de 2011, e a demanda utilizada é alusiva à previsão de demanda para o ano de 2014 segundo (EPE, 2011). A majoração na demanda por energia elétrica foi utilizada neste trabalho visando exigir ao máximo possível a necessidade de decisões otimizadas na operação do sistema.

Figura 34: Trajetórias de déficit de energia na simulação sem controle de risco.

Existe ainda a ocorrência de um déficit de energia para o cenário de 1933 no oitavo mês do horizonte de simulação que não corresponde a uma situação de despacho total do parque termelétrico. Isto ocorre pois a trajetória de déficit de energia exibida na Figura 34 corresponde ao valor total do déficit no SIN, sendo que o corte de cargas pode ser necessário em apenas um dos subsistemas. De fato, neste mês o subsistema Nordeste não apresentou corte de carga, mas atingiu seu limite de intercâmbio de energia, ficando impedido de auxiliar os subsistemas a ele conectados a suprir suas cargas com sua reserva energética. As análises do comportamento do intercâmbio em vários testes realizados durante a composição deste trabalho revelaram que a presença do intercâmbio de energia tende a igualar o custo marginal de operação entre os subsistemas. A diferença no custo entre os subsistemas surge quando atingido o limite de transmissão das linhas que propiciam o intercâmbio.

Da mesma forma que não é necessário que o parque termelétrico seja totalmente despachado para que a partir deste ponto exista o corte de cargas, o vertimento pode ocorrer no SIN mesmo quando o sistema não atingiu sua capacidade máxima de armazenamento. Novamente, isto ocorre pois um subsistema pode estar em sua capacidade máxima, e de acordo com a magnitude da energia afluente, pode ser necessário o vertimento. A maior parte dos vertimentos de energia foram observados nos subsistemas Norte e Nordeste. Na Figura 35 são exibidas as trajetórias de vertimento do SIN para o horizonte de simulação.

Figura 35: Trajetórias de vertimento de energia na simulação sem controle de risco.

7.2.2 Simulação Com Controle de Risco

Para a realização das simulações com controle de risco de déficit é preciso definir dois parâmetros encontrados na formulação das restrições referentes ao *Conditional Value at Risk*, o valor do nível de confiança α e do limitante para o valor do *CVaR*, $CVaR_{max}$. Como citado durante a apresentação das restrições, o nível de confiança foi fixado em 0.9, o que representa um nível de confiança de 90%, ou seja, será controlado o valor médio do custo dos 10% piores cenários.

Propondo avaliar o impacto da aplicação da métrica de risco *CVaR* no modelo, a escolha do $CVaR_{max}$ foi feita visando-se o menor valor possível que mantenha o otimizador em uma região factível, obtendo-se assim a resposta mais avessa ao risco factível para o SIN. Para tanto, uma pequena alteração no modelo é necessária para que esse valor seja encontrado de maneira automatizada e não por busca exaustiva. Desta forma, é realizada uma pré otimização, alterando a função objetivo para uma função modificada $F.O.^*$ como segue:

$$F.O.^* = \text{Min}\{CVaR_{max}\} \quad \text{Eq. 15}$$

Todas as restrições do problema original são mantidas, inclusive as relativas ao controle de risco. Logo, o valor de $CVaR_{max}$ deixa de ser um parâmetro definido pelo usuário e passa a ser uma variável de decisão do otimizador. Do problema modificado, o único valor de interesse no estudo é o do $CVaR_{max}$, que será então aplicado no problema original. Com este processo garante-se a escolha do menor valor possível para o $CVaR_{max}$, e como as restrições do problema para sua busca não sofreram alteração em relação ao problema original, garante-se que este valor pertence à região factível do problema de otimização. A cada mês do horizonte de planejamento este processo se repete, e cada vez que o otimizador é solicitado sua operação é precedida pela busca por um valor limitante para o $CVaR$. Na Figura 36 pode-se verificar os diferentes valores alcançados pelo $CVaR$ ao longo do processo de simulação. O valor do $CVaR$ na simulação sem controle de risco foi calculado de modo a propiciar a comparação entre os mesmos, além da verificação de que o valor do custo médio dos 10% piores cenários na simulação com controle de risco foi sempre igual ou inferior, como esperado.

Figura 36: Comparativo da trajetória do $CVaR$ nas simulações com e sem controle de risco.

O objetivo principal da modelagem com controle de risco é evitar ou minimizar a ocorrência de cortes de carga. A Figura 37 apresenta um comparativo entre a ocorrência de déficits de energia nas respostas obtidas para a simulação com e sem a utilização das restrições de controle do *CVaR*.

Figura 37: Comparativo da trajetória de déficit nas simulações com e sem controle de risco.

Segundo as trajetórias de déficit de energia, pode-se observar que em nenhuma das simulações onde foram empregadas as restrições de controle de risco houve corte de carga, comprovando que a metodologia adotada é capaz de reduzir ou eliminar essa condição indesejada na operação do sistema. Embora este resultado represente um avanço, a análise do comportamento do sistema se faz tão importante quanto a verificação de ocorrências de cortes de carga. Da análise do comportamento do sistema nas simulações sem a utilização das restrições de controle de risco, verificou-se que nos cenários que apresentavam quedas expressivas no nível dos reservatórios, aliadas a baixos valores de ENA, incidiam cortes de carga. Na Figura 38 é possível observar que com a aplicação do controle de risco o nível da energia armazenada é mantido sempre em patamares iguais ou superiores ao caso sem controle de risco,

favorecendo a utilização da energia armazenada nos reservatórios para evitar a ocorrência de déficits.

Figura 38: Comparativo da trajetória de energia armazenada nas simulações com e sem controle de risco.

Para que os níveis dos reservatórios se elevem, faz-se necessário um maior despacho das usinas termelétricas, assim como observado no otimizador, quando foi realizada a unificação da decisão inicial de geração hidrelétrica e a variação afetava diretamente a trajetória de despacho termelétrico. De fato, a Figura 39 revela que a geração termelétrica na simulação com controle de risco foi sempre igual ou superior ao observado na simulação sem controle de risco, sendo inferior somente nos meses em que foi observado déficit de energia, e o parque termelétrico foi despachado ao limite.

Figura 39: Comparativo da trajetória de geração termelétrica nas simulações com e sem controle de risco.

Com o aumento da geração de energia através do parque termelétrico, os custos operativos devem aumentar correspondentemente. Entretanto, o custo imposto pela ocorrência de déficit de energia é sensivelmente superior ao custo oferecido pela utilização das usinas termelétricas, como pode ser observado na Figura 40.

Figura 40: Comparativo da trajetória do custo operativo nas simulações com e sem controle de risco.

Apesar de a modelagem considerar o parque hidrelétrico na forma de reservatórios equivalentes em energia, é possível adquirir um importante indicador no setor elétrico através do valor dual da restrição de atendimento da demanda, o valor da água. O valor da água traduz em termos financeiros a vantagem monetária incremental na geração de energia através do parque hidrelétrico. Sua trajetória para os cenários simulados pode ser vista na Figura 41. O valor da água tende a ter um comportamento similar entre os subsistemas, apresentando variações basicamente em situações em que foi atingido o limite de intercâmbio do subsistema. O valor da água mostrado na figura abaixo expressa o valor de cada subsistema. Pode-se observar no comportamento do valor da água que este parâmetro aumenta fortemente na ocorrência de cortes de carga, assumindo valores compatíveis com os encontrados nos patamares de custo devido ao não suprimento da demanda.

Valor da Água

Figura 41: Comportamento do valor da água para os subsistemas.

Uma vez que os testes revelaram a eficácia da aplicação do *CVaR* no controle de risco, anulando a ocorrência de cortes de carga nos testes realizados, a resposta obtida pode ser confrontada com um método vigente de controle de risco de déficit, a Curva de Aversão ao Risco. A CAR é definida como uma curva bianual de segurança, estipulando níveis meta para o nível de armazenamento dos subsistemas Sudeste, Sul e Nordeste. Na Figura 42 é mostrado o comportamento dos três subsistemas regidos pela aplicação da CAR, para o cenário de simulação de 1953. Observa-se que todas as trajetórias de energia armazenada violaram a meta de armazenamento mínimo de energia em pelo menos um ponto, tanto para a simulação com controle quanto sem controle de risco. No entanto, verifica-se também que a transgressão dos níveis meta estipulados pela CAR¹⁴ não implica necessariamente na ocorrência de déficit, conclusão esta que vai de encontro com as críticas dos agentes do setor elétrico que discordam da utilização da CAR no SIN, alegando que este método aumenta os custos de produção de energia sem que haja um efetivo ganho de segurança.

¹⁴ Curva de aversão ao risco para o biênio 2011/2012, disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/071/documento/nt-162-2011_car_2012-2013.pdf

Curva de Aversão ao Risco

Figura 42: Comparativo entre os níveis de armazenamento simulados e a meta imposta pela CAR.

A Tabela 6 resume os valores médios dos principais parâmetros no horizonte de planejamento. Observando-se os valores, constata-se novamente que quando utilizado o controle de risco, o nível de armazenamento de energia é maior que na simulação sem controle de risco, independentemente do cenário de ENA utilizado.

Ao analisar o custo operativo, duas situações distintas são verificadas. Quando utilizado o controle de risco em um cenário favorável de ENA, a intensa busca pelo menor valor de $CVaR$ leva o sistema a um comportamento fortemente conservador em relação a utilização de energia armazenada no suprimento da carga, implicando em

um aumento de custos desnecessário. Contudo, para as simulações com os períodos médio e crítico, a busca pela minimização do custo dos piores cenários durante a otimização foi capaz de introduzir um maior nível de segurança operativa, evitando o corte de cargas e o respectivo aumento no custo dado pelo déficit. Desta forma, mesmo operando a maior parte do horizonte de planejamento com valores levemente mais elevados de geração termelétrica de energia, o custo acumulado no período é menor, devido a não ocorrência de cortes de carga.

Tabela 6: Valor médio mensal dos principais parâmetros do sistema no horizonte de simulação

	1984		1933		1953	
	S/ Controle	C/ Controle	S/ Controle	C/ Controle	S/ Controle	C/ Controle
EArm*	157.558,32	207.597,99	86.476,84	129.015,39	49.836,82	101.165,30
GH*	56.644,83	50.499,05	48.276,88	45.410,68	43.825,81	42.605,61
GT*	11.897,17	18.042,95	20.265,12	23.131,32	24.716,19	25.936,39
Déficit*	-	-	1.299,86	-	1.092,90	-
Vert*	1.904,62	5.135,60	1.367,55	1.704,21	965,42	959,38
Valor da. Água**	134,11	205,99	665,10	353,42	773,77	412,66
CVaR***	92.832.713,24	78.480.952,07	127.656.583,91	102.339.785,41	153.826.405,40	109.545.408,52
Custo***	913.855,36	1.987.905,31	7.059.916,16	3.363.023,95	6.736.296,56	4.113.474,49

Valores em: * MWmedio ** R\$/MWh *** R\$

8 Conclusões

O planejamento da operação energética do Sistema Interligado Nacional configura um problema de grande porte, passível de inúmeras abordagens e estudos, porém seu objetivo primordial é estabelecer uma política de operação racional, que atenda à demanda de forma confiável e a baixos custos. Neste âmbito, este trabalho abordou um importante parâmetro observado na operação do SIN: o controle da ocorrência de déficits de energia.

Para realizar o controle do risco de déficit no planejamento da operação recorreu-se ao emprego de uma importante métrica de risco, desenvolvida originalmente para o controle de risco no mercado financeiro, o *Conditional Value at Risk*. Essa escolha deve-se as inúmeras características positivas encontradas no *CVaR*, que além de configurar uma métrica de risco coerente, pode ser implementada na forma de restrições lineares em um problema baseado em cenários. Esta última propriedade é especialmente importante neste trabalho, que visa à modelagem do SIN de modo a compor um modelo linear de otimização.

A aplicação das restrições de *CVaR* no modelo de otimização apresentaram resultados positivos e promissores. Em comparação com as simulações efetuadas sem a implementação das restrições de controle de risco, as simulações que utilizaram a métrica *CVaR* suprimiram a ocorrência de cortes de carga nos três cenários de energia natural afluyente (ENA) aplicados no processo de simulação da operação do sistema. Nas simulações utilizando os cenários crítico e mediano de ENA a utilização do controle de risco não somente evitou a ocorrência de déficits como apresentou um custo acumulado menor no horizonte de simulação. Entretanto, na simulação utilizando um cenário favorável de ENA, o controle de risco elevou sensivelmente o custo operativo, mesmo sem a existência de fortes possibilidades de cortes de carga, ou seja, uma operação segura demais.

Estes resultados sugerem que a aplicação do *CVaR* no controle de risco de déficit no SIN se apresenta preliminarmente como uma opção promissora, mas que necessita de calibrar adequadamente o limite de risco aceitável - $CVaR_{\text{máximo}}$, para evitar o aumento desnecessário nos custos operativos, violando uma das hipóteses mais básicas do planejamento da operação, o atendimento a demanda a baixos custos. De fato, a metodologia empregada neste trabalho utilizou somente o controle mais avesso ao risco de déficit capaz de ser obtida com as restrições do *CVaR*, afim

de revelar o impacto da inclusão das restrições na resposta operativa do sistema. Ajustes nesse controle, utilizando valores intermediários para o *CVaR*, ou mesmo um método de escolha dependente do estado do sistema, poderiam levar a uma formulação capaz de controlar o risco de déficit nos cenários críticos, ao mesmo tempo que não interfira tão intensamente no custo de cenários mais favoráveis de ENA.

Uma das técnicas vigentes de aversão ao risco, a Curva de Aversão ao Risco, é modelada com a utilização dos piores cenários de ENA encontrados no histórico. Entretanto, a eficiência da utilização da CAR no aumento da segurança operativa é contestada por agentes do setor elétrico. O princípio de operação das restrições de *CVaR* é de certa maneira similar ao processo de obtenção da CAR, pois as restrições de controle do *CVaR* atuam somente no controle do custo dos piores cenários do histórico de ENA. Neste ponto, uma vantagem da utilização do *CVaR* é que esse controle é realizado mês a mês juntamente com a etapa de otimização da operação do sistema, inserindo o controle de risco no otimizador. Nos resultados apresentados, foi possível constatar que a trajetória de energia armazenada apresentada na simulação com utilização das restrições de *CVaR* violou os níveis meta estipulados na CAR, e ainda assim a segurança operativa foi mantida, não sendo observada a presença de cortes de carga.

Em suma, a utilização da métrica de risco *CVaR* no planejamento da operação do sistema interligado nacional mostra-se como uma ferramenta promissora, com uma capacidade de restringir a ocorrência de déficits de energia, mostrando resultados positivos mesmo em uma simulação sobre um cenário crítico e com a demanda majorada para exigir o máximo de eficiência das decisões operativas.

Referências Bibliográficas

ANEEL. **Cadernos Temáticos ANEEL - Energia Assegurada**. Brasília, DF, 2005.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica no Brasil**. Brasília: Aneel, 2008a.

ANEEL. **Chamada Nº 001/2008 “Projeto Estratégico: Modelo de otimização do despacho hidrotérmico”**. Brasília, DF. 2008b.

ANEEL. **NT 077/2008-SRG/ANEEL - Proposta de Abertura de Audiência Pública para o Estabelecimento dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo**, 2008c.

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2008/062/documento/nt_077_-_proposta_de_abertura_de_audi%C3%Aancia_publica_para_o_estabelecimento_dos_procedimentos.pdf>. Acesso em: 28 mar. 2012.

ANEEL. **Nota Técnica nº 068/2010-SRG/ANEEL**, 2010. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/NT%20068%20-%20Atualiza%C3%A7%C3%A3o%20CAR-%202011-2012.pdf>. Acesso em: 21 mar. 2012.

APINE. **Contribuições da APINE à Audiência Pública ANEEL nº 113/2010**, 2010.

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/113/contribuicao/apine_a_p113_2010.pdf>. Acesso em: 21 mar. 2013.

ARTZENER, P. et al. Coherent Measures of Risk. **Mathematical Finance**, v. 9, p. 203-228, Jul 1999.

BROOKFIELD. **Contribuições da Brookfield Energia Renovável à Audiência Pública ANEEL nº 113/2010**, 2010. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/113/contribuicao/ber_ap113_2010.pdf>. Acesso em: 21 mar. 2012.

CARNEIRO, M. C. T. **Otimização sob incerteza de carteiras de investimentos aplicação à cadeia integrada de petróleo e derivados**. Rio de Janeiro: Dissertação de Mestrado, 2008.

CCEE. Módulo 1 - Preço de Liquidação das Diferenças. **Regras de Comercialização**, 2009. Disponível em:

<http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Regras/regras%202009_01_preco_de_liquidacao_das_diferencas.pdf>. Acesso em: 04 abr. 2012.

CCEE. **Visão Geral das Operações na CCEE**. São Paulo, SP. 2011.

CCEE. Quem Somos. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**, 2012. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=99f9a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 03 abr. 2012.

CEPEL. **Manual de Referência do Modelo Decomp**. Rio de Janeiro, RJ. 2004.

CEPEL. **Manual de Referência do Modelo NEWAVE**. Rio de Janeiro, RJ. 2006.

CEPEL. Descrição dos Programas. **Centro de pesquisas de Energia Elétrica**, 2010. Disponível em: <<http://www.cepel.br/servicos/descprog.shtm>>. Acesso em: 6 Outubro 2010.

CESP. **Contribuições da CESP à Audiência Pública ANEEL nº 113/2010**, 2010. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/113/contribuicao/cesp_ap_113_2010.pdf>. Acesso em: 21 mar. 2012.

CICOGNA, M. A. **Sistema de Suporte a Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica**. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP: Tese de Doutorado, 2003.

CNPE. Conselho Nacional de Política Energética. **Resolução Nº 8, de 20 de Dezembro de 2007**, 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bres2007008cnpe.pdf>>. Acesso em: 21 mar. 2012.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO. **Relatório de Progresso Nº 2 - Documento de Apoio A - Resumo do Marco Regulatório**. [S.l.]: [s.n.], 2002.

DE MATOS, V. L.; FINARDI, E. C.; LARROYD, P. V. Uma Medida Coerente de Risco como Métrica para o Planejamento Anual da Operação Energética. **XII Simpósio de Especialistas dm Planejamento da Operação e Expansão Elétrica**, Rio de Janeiro, RJ, Mai 2012.

DE OLIVEIRA, M. F.; ARFUX, G. A. B.; TEIVE, R. C. G. Risk Management in the Commercialization Activity in Brazil - An Approach by Using Markowitz, VaR and

CVaR. **Transmission & Distribution Conference and Exposition**, Latin America, 2006. TDC '06. IEEE/PES , vol., no., p.1-6, Agosto 2006. doi: 10.1109/TDCLA.2006.311411.

DINIZ, A. L.; TCHEU, M. P.; MACEIRA, M. E. P. Uma Abordagem Direta para Consideração do Cvar no Problema de Planejamento Da Operação Hidrotérmica. **XII Simpósio de Especialistas dm Planejamento da Operação e Expansão Elétrica**, Rio de Janeiro, RJ, Mai 2012.

DOEGE, J.; SCHILTKNECHT, O.; LÜTHI, H. J. **Risk Management of Power Portfolios and Valuation of Flexibility**. Swiss Federal Institute of Technology: , 2005.

DUARTE, V. S. et al. **Manual do Usuário do Programa NEWAVE**. Rio de Janeiro, RJ: Cepel, 2007.

EIA. Energy Information Administration, 2012. Disponível em: <www.eia.gov>. Acesso em: 18 abr. 2012.

EIA, E. I. A. **International Energy Annual 2006 - World Hydroelectricity Installed Capacity**. [S.l.]: U. S. Department of Energy, 2006.

ELETROBRÁS. **Relatório Analítico - Brasil, Regiões e Sistemas Elétricos**. Rio de Janeiro, RJ: Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, 2001.

EPE, E. D. P. E. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2011.

FERREIRA, A. B. B.; SACCHI, R.; CARNEIRO, A. A. F. M. Sistema de Suporte à Decisão Contratual Ótima de UHE's no Mercado de Energia Elétrica utilizando Gerenciamento de Risco. **Congresso Latino-americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica**, Mar del Plata, ARG. Anais do CLAGTEE 2011, 2011.

GOLDEMBERG, J. **Energia e desenvolvimento. Estud. av.**, 1998. ISSN ISSN 0103-4014. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-40141998000200002&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 20 jul. 2011. vol.12, n.33, pp. 7-15.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. **Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento**. 3. ed. ed. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2008.

LEITE, P. T. **Aplicação de Técnicas de Inteligência Artificial no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência**. Univerdade de São Paulo, São Carlos, SP: Tese de Doutorado, 2004.

MACEIRA, M. E. P. et al. Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System. **Power System Computation Conference**, Sevilla, ESP, 2002.

MACEIRA, M. E. P. et al. Ten years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in Brazil description of the NEWAVE. **Power Systems Computation Conference**, Glasgow, 2008.

MARTINEZ, L.; SOARES, S. Primal and dual stochastic dynamic programming in long term hydrothermal scheduling. **Power Systems Conference and Exposition**, 2004. IEEE PES, vol.3, 10-13 oct 2004. 1283-1288.

MASILI, G. S. **Metodologia e Software para Simulação de Leilões de Energia Elétrica do Mercado Brasileiro**. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP: Dissertação de Mestrado, 2004.

MING, C.; XIAOHONG, R. Research on strategy of purchasing electricity for large electricity consumers based on cvar. **Artificial Intelligence, Management Science and Electronic Commerce (AIMSEC)**, 2nd International Conference, 8-10 Agosto 2011. pp.5760-5764, doi: 10.1109/AIMSEC.2011.6010140.

MORAES, L. A. M.; SAGASTIZÁBAL, C.; MACEIRA, M. E. P. Consideration of Gas Supply Contracts With Take-or-pay Clauses in the Brazilian Long-term Energy Planning. **XI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica**, Belém, PA, 2009.

MULLER, A. C. **Hidrelétricas, meio ambiente e desenvolvimento**. São Paulo, SP: Makron Books, 1995.

ONS. **NT 007/3004 - Metodologia de Incorporação da Curva de Aversão a Risco ao Modelo Newave Método CAR**, 2004. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2004/001/documento/nt_007_2004_metodologia_car.pdf>. Acesso em: 30 mar. 2012.

ONS. **NT 059/2008 - Procedimentos Operativos de Curto Prazo Para Aumento da Segurança Energética do Sistema Interligado Nacional**, 2008. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2008/062/documento/nt_059_2008.pdf>. Acesso em: 28 mar. 2012.

ONS. Conheça o Sistema. **Operador Nacional do Sistema**, 2010. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acesso em: 6 Outubro 2010.

ONS. Operador Nacional do Sistema, 2012. Disponível em: <www.ons.org.br>. Acesso em: 04 abr. 2012.

PEREIRA, M. V. et al. Modelos Computacionais para Planejamento e Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Grande Porte. **SBA - Controle e Automação**, 1987.

PEREIRA, M. V. F. Optimal scheduling of hydrothermal systems - an overview. **IFAC - Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems**, Rio de Janeiro, RJ, 1985.

PEREIRA, M. V. P. Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. **Electrical Power & Energy Systems**, Vol. 11, pp. 161-169, Jul 1989.

PHILPOTT, A. B. . M. V. L. **Dynamic sampling algorithms for multi-stage stochastic programs with risk aversion**. Electric Power Optimization Centre: University of Auckland, 2010.

POUSINHO, H. M. I.; MENDES, V. M. F.; CATALÃO, J. P. S. Scheduling of a hydro producer considering head-dependency, price scenarios and risk-aversion. **Energy Conversion and Management**, 2012. 96-103.

RABÊLO, R. A. L. **Componentes de Software no Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos**. Universidade de São Paulo, São Carlos, SP: Tese de Doutorado, 2010.

RABÊLO, R. D. A. L. et al. Uma Abordagem Baseada em Sistemas de Inferência Fuzzy Takagi-Sugeno Aplicada ao Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Geração. **Sba Controle & Automação**, vol.22, no.1, Campinas, Fevereiro 2011.

ROCKAFELLAR, R. T.; URYASEV, S. Optimization of Conditional Value-At-Risk. **The Journal of Risk**, Vol. 2, No 3, p. 21-41, 2000.

SACCHI, R. **Política de Operação Preditiva Estabilizada Via Termo Inercial Utilizando "Analytic Signal", "Dynamic Modelling" e Sistemas Inteligentes na**

Previsão de Vazões Afluentes em Sistemas Hidrotérmicos de Potência. Universidade de São Paulo, São Carlos, SP: Tese de Doutorado, 2009.

SHAPIRO, A. et al. Multistage energy planning – risk neutral and risk averse approaches. **XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica**, Rio de Janeiro, RJ, Mai 2012.

SICILIANO, G. C. C. S. **Estratégias de Compra de Contratos em Leilões Multiproducto de Fontes Renováveis.** Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro: Dissertação de Mestrado, 2010.

SILVA FILHO, D. **Dimensionamento de Usinas Hidroelétricas Através de Técnicas de Otimização Evolutiva.** Universidade de São Paulo, São Carlos, SP: Tese de Doutorado, 2003.

SILVA, E. L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica.** 2ª. ed. Florianópolis, SC: Edição do Autor, 2012.

SILVA, T. C. T. **Cenários Futuros de Oferta e Demanda de Energia Elétrica: Simulações do Possível Racionamento até 2011.** Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, RJ: Dissertação de Mestrado, 2008.

SOARES, S. Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. **SBA - Controle e Automação**, 1987.

SOARES, S.; CARNEIRO, A. A. F. M. Optimal Operation of Reservoirs for Electric Generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 1991.

SOUZA, Z. F. **A Importância da Reação da Demanda na Formação dos Preços de Curto Prazo em Mercados de Energia Elétrica.** Universidade de São Paulo, São Paulo, SP: Dissertação de Mestrado, 2010.

TOSCANO, A. E. **Comparação entre os modelos NEWAVE e ODIN no planejamento energético do Sistema Interligado Nacional.** Unicamp, Campinas, SP: Dissertação de Mestrado, 2009.

Apêndice

Apêndice A - Curvas de CVU e CO para os subsistemas

As curvas do custo de operação e do custo variável unitário das usinas termelétricas dos subsistemas sul, nordeste e norte podem ser observadas nas figuras seguintes.

Figura 43: Custo de operação do subsistema Sul.

Figura 44: CVU do subsistema Sul.

O subsistema sul possui um pequeno parque térmico instalado, quando comparado com o parque instalado do sudeste ou mesmo do nordeste. Adicionalmente, a maior parte das usinas termoeletricas do sul possuem o custo variável unitário muito próximo, entre 140 e 170 R\$/MWh. (Figura 44).

Figura 45: Custo de operação do subsistema Nordeste.

Figura 46: CVU do subsistema Nordeste.

Ao analisar-se o custo operativo (Figura 45) e o custo variável unitário (Figura 46) associados ao subsistema nordeste, é observável uma certa similaridade com subsistema sudeste. Ambos os subsistemas possuem um grande parque termoeletrico, com grande potência instalada e número de usinas.

Figura 47: Custo de operação do subsistema Norte.

Figura 48: CVU do subsistema Norte.

O subsistema norte, detentor do menor parque termoeletrico de geracao do SIN, apresenta caracteristicas semelhantes as encontradas no subsistema sul. O custo variavel unitario (Figura 48) e dado por um numero reduzido de usinas termoeletricas