

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**



**Rodrigo Nunes de Melo**

**Métodos de Otimização para Resolução do Problema do  
Despacho Hidrotérmico Considerando a Geração Eólica  
em Três Patamares de Carga**

**Recife, 2016**

**Rodrigo Nunes de Melo**

**Métodos de Otimização para Resolução do Problema do Despacho Hidrotérmico Considerando a Geração Eólica em Três Patamares de Carga**

Dissertação submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco como parte dos requisitos para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Processamento de Energia.

Orientador: Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino, *D. Sc.*

Recife, 2016.

Catálogo na fonte  
Bibliotecária Valdicéa Alves, CRB-4 / 1260

- M528m Melo. Rodrigo Nunes de.  
Métodos de otimização para resolução do problema do despacho hidrotérmico considerando a geração eólica em três patamares de carga / Rodrigo Nunes de Melo - 2016.  
118folhas, Il.; Tab.; Log.; Agr. e Simb.
- Orientador: Prof. D. Sc. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.
- Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2016.  
Inclui Referências.
1. Engenharia Elétrica. 2. Despacho hidrotérmico. 3. Métodos de pontos interiores. 4. Programação linear. I. Aquino, Ronaldo Ribeiro Barbosa de (Orientador). II. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2016 - 186



# Universidade Federal de Pernambuco

## *Pós-Graduação em Engenharia Elétrica*

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE  
DISSERTAÇÃO DO MESTRADO ACADÊMICO DE

# RODRIGO NUNES DE MELO

TÍTULO

**“MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO PARA RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DO  
DESPACHO HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO  
A GERAÇÃO EÓLICA EM TRÊS PATAMARES DE CARGA”**

A comissão examinadora composta pelos professores: RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE AQUINO, DEE/UFPE, OTONI NÓBREGA NETO, DEE/UFPE e BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, sob a presidência do primeiro, consideram o candidato **RODRIGO NUNES DE MELO APROVADO.**

Recife, 17 de junho de 2016.

---

**MARCELO CABRAL CAVALCANTI**  
Coordenador do PPGE

---

**RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE AQUINO**  
Membro Titular Interno

---

**BENEMAR ALENCAR DE SOUZA**  
Membro Titular Externo

---

**OTONI NÓBREGA NETO**  
Membro Titular Interno

À Fábio e Neli, meus pais,  
à Camila, minha irmã,  
e à todos aqueles que estiveram e estão próximos de mim  
fazendo a vida valer cada vez mais a pena,  
**DEDICO.**

## AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Fábio e Neli, e a Camila, minha irmã, pelo amor, dedicação, apoio e incentivo constante em minha vida e, em especial a meus pais, pelo esforço despendido ao longo desse tempo na minha criação e educação. O suporte de vocês foi fundamental para meu crescimento pessoal e intelectual.

A Laís, pelo carinho, apoio e companhia incondicional, compartilhando todos esses momentos ao meu lado.

Agradecimento especial ao professor Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino pela orientação, incentivo, paciência e dedicação dispensada e pela confiança e sempre acreditar que eu alcançaria meus objetivos.

Agradeço a todos os professores do mestrado e, também, da graduação em Engenharia Elétrica da UFPE, pelo aprendizado em suas respectivas áreas.

Ao professor Otoni, sempre disposto a ajudar da melhor maneira.

A meus amigos da UFPE, em especial aos presentes no LDSP, Ândria, Guilherme, Jonata, José, Jussara, Letícia, Regina e Ramón, por compartilhar o dia-a-dia.

A Fundação de Amparo à Ciência e Tecnologia do Estado de Pernambuco, FACEPE, por possibilitar e financiar parte da pesquisa por meio da concessão de bolsa de mestrado.

Ao LDSP, que me deu a oportunidade de participar do grupo de pesquisa juntamente com pesquisadores e professores renomados.

**“Não é o conhecimento, mas o ato de aprender, não a posse mas o ato de chegar lá, que concede a maior satisfação.”**

**Carl Friedrich Gauss**

## RESUMO

O planejamento da operação de um sistema elétrico de potência está diretamente relacionado com o despacho de usinas hidrelétricas e termelétricas. As características geográficas do Brasil contribuem para que o parque gerador seja predominantemente hidráulico. Devido à grande dimensão dos sistemas elétricos, a otimização do problema de despacho hidrotérmico é uma tarefa extremamente complexa que pode ser realizada de modo eficiente, buscando otimizar a operação dos reservatório das usinas hidráulicas, onde o objetivo é a redução do custo na geração térmica necessária para atendimento à carga e eventuais déficits de energia, além de maior nível de segurança. O presente trabalho aborda o desenvolvimento e a implementação de um software para resolução do problema do despacho hidrotérmico em três patamares de carga a ser atendido. Neste trabalho o problema de despacho foi formulado como um problema de programação linear, que por sua vez foi solucionado pelos métodos de pontos interiores primal-dual e preditor-corretor de barreira logarítmica. O trabalho faz uma avaliação do desempenho computacional dos métodos implementados e do método LINPROG presente no software *Matlab*<sup>®</sup> na solução do problema de planejamento da operação em larga escala, para horizontes de cinco e de dez anos. As simulações foram feitas baseados em dados do Plano Decenal de Energia (PDE) 2022 e apresentaram desempenhos satisfatórios.

**Palavras-chave:** Despacho hidrotérmico. Métodos de pontos interiores. Programação linear.



## ABSTRACT

The operational planning of electric power systems is directly related to the dispatch of hydroelectric and thermal power plants. The Brazilian electric energy park is a predominantly hydraulic system, due to its geographic characteristics. Due to the large size of the electrical systems, the optimization of the hydrothermal dispatch problem is an extremely complex task that can be carried out efficiently, seeking to optimize the operation of the reservoir in the hydroelectric plants aimed at reducing the cost of the necessary thermal generation to meet the load and possible energy deficits, and a high level of security. This work discusses the development and implementation of a software to solve the hydrothermal dispatch problem in three load steps. In this dissertation the hydrothermal dispatching problem is formulated as a linear programming program, which in turn is solved by the following methods of interior point: primal-dual and predictor-corrector with logarithmic barrier. This work provides an evaluation of the computational performance of the implemented methods and LINPROG, presents in the software *Matlab*<sup>®</sup>, to solve a large scale operational planning problem, for horizons of five and ten years. The simulation were made based on data from the “Plano Decenal de Energia (PDE) 2022” and showed satisfactory performance.

**Keywords:** Hydrothermal dispatch. Interior point methods. Linear programming.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Capacidade Instalada no SIN em 31/12/2012 .....	20
Figura 2 – Dilema de Operação de um Sistema Hidrotérmico.....	22
Figura 3 – Sistema Interligado Nacional.....	23
Figura 4 – Subsistemas Brasileiro.....	24
Figura 5 – Esquema de um Sistema Hidrotérmico.....	28
Figura 6 – Exemplo de Cascatas .....	30
Figura 7 – Característica Hidrológica Entre os Subsistemas .....	34
Figura 8 – Função de Custo Futuro, Imediato e Total.....	35
Figura 9 – Esquema de uma Usina Hidrelétrica.....	42
Figura 10 – Diagrama Esquemático de uma Usina Termelétrica.....	45
Figura 11 – Subsistemas Considerados.....	49
Figura 12 – Ambiente Cenário.....	69
Figura 13 – Ambiente Método de Solução.....	71
Figura 14 – Ambiente Pesquisa – Hidrelétricas .....	72
Figura 15 – Ambiente Pesquisa – Termelétricas.....	72
Figura 16 – Ambiente Pesquisa – Cascata .....	73
Figura 17 – Ambiente Relatórios .....	74
Figura 18 – Mercado para Cinco anos de Simulação.....	77
Figura 19 – Pequenas Gerações para Cinco anos de Simulação .....	78
Figura 20 – Geração para o Subsistema S / SE / CO com a Hidrologia 05/1970 a 04/1975.....	79
Figura 21 – Geração para o Subsistema Nordeste com a Hidrologia 05/1970 a 04/1975.....	79
Figura 22 - Geração para o Subsistema Norte com a Hidrologia 05/1970 a 04/1975.....	80
Figura 23 – Intercâmbio entre os Subsistemas para a Hidrologia 05/1970 a 04/1975 .....	80
Figura 24 – Custo da Geração Térmica para a Hidrologia 05/1970 a 04/1975.....	81
Figura 25 – Geração para o Subsistema S / SE / CO com a Hidrologia 05/1951 a 04/1956.....	82
Figura 26 – Geração para o Subsistema Nordeste com a Hidrologia 05/1951 a 04/1956.....	83
Figura 27 – Geração para o Subsistema Norte com a Hidrologia 05/1951 a 04/1956.....	83
Figura 28 – Intercâmbio entre os Subsistemas para a Hidrologia 05/1951 a 04/1956.....	83
Figura 29 – Custo da Geração Térmica para a Hidrologia 05/1951 a 04/1956.....	84
Figura 30 – Mercado para Dez anos de Simulação.....	86
Figura 31 – Pequenas Gerações para Dez anos de Simulação .....	86
Figura 32 – Geração para o Subsistema S / SE / CO com a Hidrologia 05/1970 a 04/1980.....	87
Figura 33 – Geração para o Subsistema Nordeste com a Hidrologia 05/1970 a 04/1980.....	88
Figura 34 – Geração para o Subsistema Norte com a Hidrologia 05/1970 a 04/1980 .....	88
Figura 35 – Intercâmbio entre os Subsistemas para a Hidrologia 05/1970 a 04/1980 .....	88
Figura 36 – Custo da Geração Térmica para a Hidrologia 05/1970 a 04/1980.....	89
Figura 37 – Geração para o Subsistema S / SE / CO com a Hidrologia 05/1946 a 04/1956.....	91

Figura 38 – Geração para o Subsistema Nordeste com a Hidrologia 05/1946 a 04/1956.....	91
Figura 39 – Geração para o Subsistema Norte com a Hidrologia 05/1946 a 04/1956 .....	91
Figura 40 - Intercâmbio entre os Subsistemas para a Hidrologia 05/1946 a 04/1956.....	92
Figura 41 – Custo da Geração Térmica para a Hidrologia 05/1946 a 04/1956.....	92
Figura 42 – Mercado para Cinco anos de Simulação com Cenário modificado .....	94
Figura 43 – Geração para o Subsistema S / SE/ CO com a Hidrologia 05/1951 a 04/1956 e Cenário modificado.....	95
Figura 44 – Geração para o Subsistema Nordeste com a Hidrologia 05/1951 a 04/1956 e Cenário modificado.....	96
Figura 45 – Geração para o Subsistema Norte com a Hidrologia 05/1951 a 04/1956 e Cenário modificado.....	96
Figura 46 – Intercâmbio entre os Subsistemas para a Hidrologia 05/1951 a 04/1956 e Cenário modificado.....	96
Figura 47 – Déficit de Energia com a Hidrologia 05/1951 a 04/1956 e Cenário modificado.....	97
Figura 48 – Custo da Geração Térmica e Déficit para a Hidrologia 05/1951 a 04/1956 e Cenário modificado.....	98
Figura 49 – Mercado para Cinco anos de Simulação com Cenário modificado .....	99
Figura 50 – Geração para o Subsistema S / SE / CO com a Hidrologia 05/1946 a 04/1956 e Cenário modificado.....	100
Figura 51 – Geração para o Subsistema Nordeste com a Hidrologia 05/1946 a 04/1956 e Cenário modificado.....	101
Figura 52 – Geração para o Subsistema Norte com a Hidrologia 05/1946 a 04/1956 e Cenário modificado.....	101
Figura 53 – Intercâmbio entre os Subsistemas para a Hidrologia 05/1946 a 04/1956 e Cenário modificado.....	102
Figura 54 – Déficit de Energia com a Hidrologia 05/1946 a 04/1956 e Cenário modificado.....	102
Figura 55 – Custo da Geração Térmica e Déficit para a Hidrologia 05/1951 a 04/1956 e Cenário modificado.....	103
Figura 56 – Cenários x Iterações – Primal-Dual .....	105
Figura 57 – Cenários x Iterações – Primal-Dual Predictor-Corretor .....	106

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Empreendimentos em Operação.....	32
Tabela 2 – Empreendimentos em Expansão.....	33
Tabela 3 – Dimensão do Problema .....	77
Tabela 4 – Otimização para Hidrologia 05/1970 a 04/1975 .....	82
Tabela 5 – Otimização para Hidrologia 05/1951 a 04/1956 .....	85
Tabela 6 – Otimização para Hidrologia 05/1970 a 04/1980 .....	90
Tabela 7 – Otimização para Hidrologia 05/1946 a 04/1956 .....	93
Tabela 8 - Otimização para Hidrologia 05/1951 a 04/1956 com Cenário modificado.....	99
Tabela 9 - Otimização para Hidrologia 05/1946 a 04/1956 com Cenário modificado.....	104
Tabela 10 – Análise dos Métodos de Pontos Interiores com Critério de Passos Iguais .....	107
Tabela 11 – Análise dos Métodos de Pontos Interiores com Critério de Passos Diferentes .....	107

## **LISTA DE ALGORITMOS**

Algoritmo 1 – Método Primal-Dual de Pontos Interiores .....	61
Algoritmo 2 – Método Primal-Dual Preditor-Corretor de Pontos Interiores .....	65

## LISTA DE ACRÔNIMOS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétricas
CGU	Central Geradora Undi-Elétrica
DEA	Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente
DHO	Despacho Hidrotérmico Ótimo
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EOL	Centrais Geradoras Eólicas
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
GEVAZP	Geração de Séries Sintéticas de Energias e Vazões Periódicas
GUIDE	<i>Graphics User Interface Design Environment</i>
IP	Indisponibilidade Programada
KKT	Karush-Kuhn-Tucker
LDSP	Laboratório Digital de Sistemas de Potência
MME	Ministério de Minas e Energia
N	Norte
NE	Nordeste
ODIN	Otimização do Despacho Interligado Nacional
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDD	Programação Dinâmica Dual
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PI	Pontos Interiores
PL	Programação Linear
PMO	Programa Mensal de Operação
PNL	Programação Não-Linear
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
S/SE/CO	Sul / Sudeste / Centro-Oeste
TEIF	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
UFV	Centrais Geradoras Solar Fotovoltaicas
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá
UHE	Usinas Hidrelétricas
UTE	Usinas Termelétricas
UTN	Usinas Termonucleares

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\alpha$	Comprimento de passo
$A_{i,t}$	Volume da afluência natural do reservatório $i$ durante o período $t$ [Hm <sup>3</sup> ]
$A$	Vetor com os coeficientes das restrições de igualdade
$b$	Vetor das restrições de igualdade
$\gamma$	Fator de segurança
$c$	Vetores com o custo da função objetivo
$C_{alt}$	Custo da alternativa [R\$];
$c_{fug}$	Cota do canal de fuga [m]
$c_j$	Custo de toda geração térmica e possíveis déficits no mês $j$ [R\$]
$c_{máx}$	Cota máxima do reservatório [m]
$c_{mín}$	Cota mínima do reservatório [m]
$DEF_{k,t,p}$	Déficit de energia do subsistema $k$ no patamar de carga $p$ durante o período $t$ [MWméd]
$E_{i,t}$	Volume evaporado do reservatório $i$ durante o período $t$ [Hm <sup>3</sup> ]
$\varepsilon$	Critério de convergência
$g$	Aceleração da gravidade [m/s <sup>2</sup> ]
$GH$	Geração hidrelétrica [MWméd]
$GH_{i_k,t,p}$	Geração da $i$ -ésima usina hidrelétrica do subsistema $k$ no patamar de carga $p$ durante o período $t$ , dada por 3.5 [MWméd]
$GT$	Geração térmica [MWméd]



$GT_{jk,t,p}$	Geração da $j$ -ésima usina térmica do subsistema $k$ no patamar de carga $p$ durante o período $t$
$H$	Queda líquida [m]
$H_{eq}$	Queda líquida equivalente [m]
$i$	Taxa de juros, escolhida pelo usuário no ambiente cenário [%]
$I_{i,t}$	Volume retirado para irrigação do reservatório $i$ durante o período $t$ [Hm <sup>3</sup> ]
$INT_{nk,t,p}$	Intercâmbio de energia do subsistema $n$ para o subsistema $k$ do patamar de carga $p$ durante o período $t$ [MWmé]d]
$j$	Mês em questão
$L_{k,t,p}$	Carga do subsistema $k$ no patamar de carga $p$ durante o período $t$ [MWmé]d]
$l$	Limite inferior sobre as variáveis
$\lambda$	Multiplicadores de Lagrange
$M_i$	Conjunto de usinas hidrelétricas imediatamente à montante da usina $i$
$N$	Número de meses da simulação
$\eta_g$	Rendimento do gerador
$\eta_t$	Rendimento da turbina
$NH_k$	Número de usinas hidrelétricas do subsistema $k$
$NP$	Número de patamares de carga
$NT_k$	Número de usinas térmicas do subsistema $k$
$p$	Patamar de carga

$prod$	Produtividade $[MW_{méd}/Hm^3]$
$\rho_k$	Resíduo das condições de complementaridade
$q$	Vazão turbinada $[m^3/s]$
$Q$	Volume turbinado $[Hm^3]$
$Q_{i,p,t}$	Volume turbinado do reservatório $i$ do patamar de carga $p$ durante o período $t$ $[Hm^3]$
$r$	Produtividade $[MW / m^3/s]$
$S_{i,t}$	Volume vertido do reservatório $i$ durante o período $t$ $[Hm^3]$
$\sigma$	Parâmetro de centralização
$T$	Duração do patamar de carga $[s]$
$Tr_{i,t}$	Volume retirado para transposição do reservatório $i$ durante o período $t$ $[Hm^3]$
$\mu$	Parâmetro de barreira
$u$	Limite superior sobre as variáveis de decisão
$V_{i,t}$	Volume no reservatório $i$ durante o período $t$ $[Hm^3]$
$w$	Multiplicadores de Lagrange
$x$	Vetores variáveis de decisão
$\Omega_k$	Conjunto de subsistemas diretamente conectado ao subsistema $k$

# SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 .....	20
1 INTRODUÇÃO .....	20
1.1 Objetivos do Trabalho.....	26
1.2 Composição da Dissertação .....	27
CAPÍTULO 2 .....	28
2 DESPACHO HIDROTÉRMICO BRASILEIRO .....	28
2.1 Sistema Hidrotérmico Brasileiro .....	29
2.1.1 Capacidade de Geração no Brasil .....	31
2.2 Planejamento e Otimização do Sistema Hidrotérmico Brasileiro.....	33
2.2.1 NEWAVE – Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo.....	36
2.2.2 DECOMP – Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo.....	37
2.2.3 DESSEM – Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo.....	39
CAPÍTULO 3 .....	41
3 MODELAGEM PROPOSTA .....	41
3.1 Geração Hidráulica.....	41
3.2 Geração Termelétrica .....	44
3.3 Base de Dados.....	47
3.4 Considerações Utilizadas .....	48
3.5 Modelo Proposto .....	50
CAPÍTULO 4 .....	54
4 MÉTODOS DE PONTOS INTERIORES .....	54
4.1 Breve Histórico.....	54
4.2 Formulação Geral do Problema de Otimização .....	56
4.3 Método Primal-Dual de Pontos Interiores.....	57
4.3.1 Cálculo das Direções de Busca .....	59
4.3.2 Cálculo dos Comprimentos de Passo Primal e Dual.....	59
4.3.3 Atualização das Variáveis.....	60
4.3.4 Redução do Parâmetro de Barreira .....	60

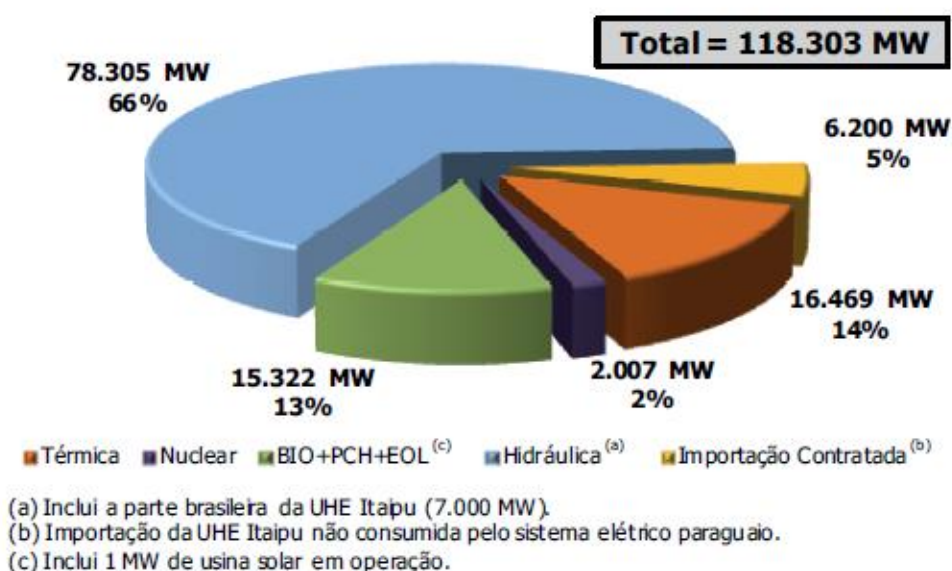
4.3.5	Teste de Convergência.....	61
4.4	Método Primal-Dual Preditor-Corretor de Pontos Interiores.....	61
4.4.1	O Passo Preditor.....	64
4.4.2	O Passo Corretor.....	65
4.5	Método Primal-Dual e Primal-Dual Preditor-Corretor Práticos.....	66
CAPÍTULO 5.....		68
5	dhoVisual <sup>3P</sup> ®.....	68
5.1	Ambiente Cenário.....	68
5.2	Ambiente Método de Solução.....	70
5.3	Ambiente Pesquisa.....	71
5.4	Ambiente Relatórios.....	73
5.5	Outras opções.....	75
CAPÍTULO 6.....		76
6	RESULTADOS.....	76
6.1	Período de cinco anos.....	77
6.1.1	Hidrologia 05/1970 a 04/1975.....	79
6.1.2	Hidrologia 05/1951 a 04/1956.....	82
6.2	Período de dez anos.....	85
6.2.1	Hidrologia 05/1970 a 04/1980.....	87
6.2.2	Hidrologia 05/1946 a 04/1956.....	90
6.3	Cenário Modificado.....	94
6.3.1	Hidrologia 05/1951 a 04/1956 com Cenário modificado.....	94
6.3.2	Hidrologia 05/1946 a 04/1956 com Cenário modificado.....	99
6.4	Análise dos Resultados.....	104
CAPÍTULO 7.....		109
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	109
7.1	Conclusões.....	109
7.2	Trabalhos futuros.....	110
REFERÊNCIAS.....		112

# CAPÍTULO 1

## 1 INTRODUÇÃO

Um dos maiores desafios econômicos e ambientais que a humanidade enfrenta atualmente é a produção de energia elétrica. As fontes de energia dependem basicamente de recursos naturais. Recursos estes que devem ser utilizados da melhor maneira e com o menor custo possível. As características físicas do Brasil, em especial a grande extensão territorial e a abundância de recursos hídricos foram determinantes para a implantação de um parque gerador de energia elétrica de base predominantemente hidráulica, conforme pode ser visto na Figura 1 da participação dos vários tipos de geração na capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 31/12/2012.

**Figura 1 – Capacidade Instalada no SIN em 31/12/2012**



Fonte: MME,2013.

O planejamento da operação de um sistema de geração de energia elétrica tem como objetivo determinar quais unidades geradoras e os respectivos níveis de geração que devem ser utilizados no atendimento à demanda (mercado de energia elétrica), em cada intervalo de planejamento, de forma que o custo operativo associado ao uso dessas unidades seja o mínimo possível (FORTUNATO *et al*, 1990). Os custos operativos referem-se aos gastos com combustíveis nas UTE, custos de não atendimento à carga e eventuais compras de energia de sistemas vizinhos (intercâmbio).

O planejamento da operação em sistemas puramente térmicos e sistemas hidrotérmicos são diferentes. Em sistemas puramente térmicos o objetivo é minimizar o custo necessário total de combustível para atendimento a demanda de carga (PINTO *et al*, 2013). A operação de sistemas hidrotérmicos com grande predominância de hidráulicas como o brasileiro é um grande desafio. Sua operação requer um planejamento cuidadoso para minimização de vertimentos durante períodos úmidos e minimização de risco de déficits durante estações de seca (ANDRIOLO *et al*, 2015).

A operação de sistemas hidrotérmicos tem as seguintes características:

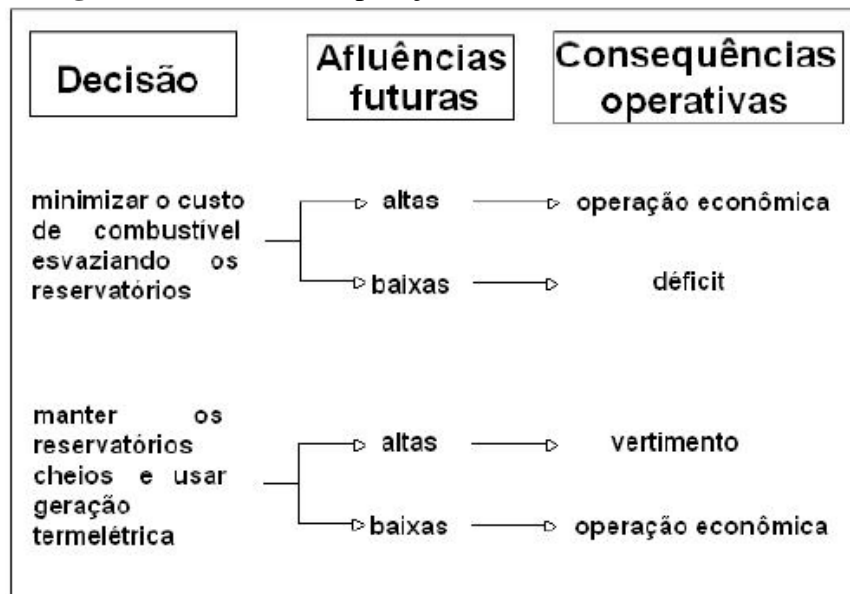
- É um problema estocástico, devido à heterogeneidade de fenômenos hidrológicos;
- É acoplado no tempo, pois decisões no presente podem levar a consequências indesejadas no futuro;
- É acoplado no espaço, dependências entre diversas hidrelétricas dispostas na mesma cascata.

O grande dilema de operação de um sistema desse porte é tomar uma decisão entre as duas políticas abaixo:

- 1) Minimizar o consumo de combustíveis em termelétricas com despacho intensivo de Usinas Hidrelétricas (UHE);
- 2) Minimizar o consumo de água a fim de preservar o nível dos reservatórios hidrelétricos despachando de forma mais intensiva as termelétricas.

A política 1 implica em um baixo custo de operação no curto prazo devido à economia de combustíveis, mas tende a aumentar o custo de operação futuro, em especial se as afluências hidrológicas forem baixas. A política 2 ameniza o aumento do custo de operação futuro caso a hidrologia seja desfavorável, mas implica no aumento do custo de operação em curto prazo devido à necessidade de despachar mais termelétricas. Devido a estocasticidade das afluências futuras, não é possível definir uma boa política de operação sem levar em consideração a dependência temporal e essa natureza estocástica do problema (KLEINA, 2012). A Figura 2 mostra esse dilema de forma resumida.

**Figura 2 – Dilema de Operação de um Sistema Hidrotérmico**



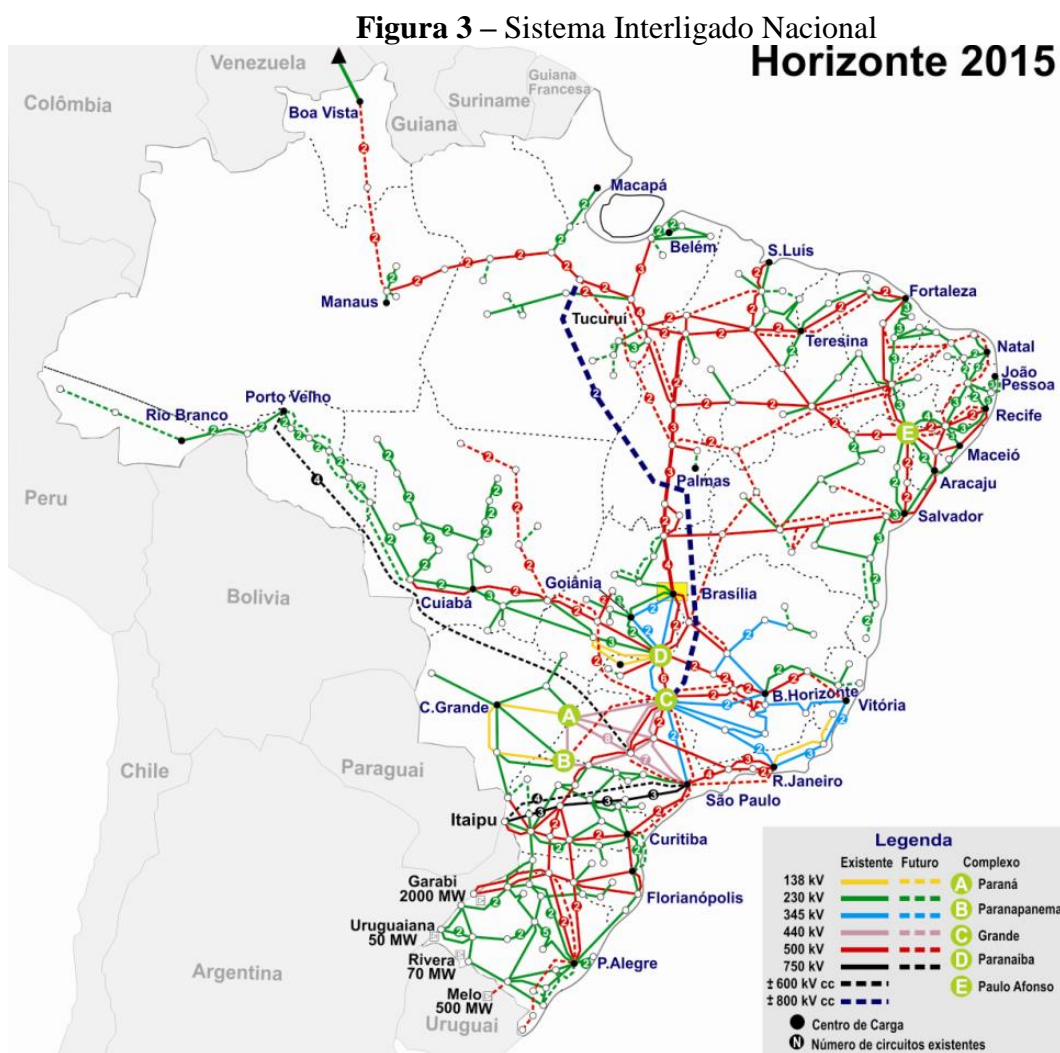
Fonte: KLEINA, 2012.

A interligação entre sistemas vizinhos permite uma redução dos custos de operação, por meio do intercâmbio de energia e um aumento de confiabilidade de fornecimento, por meio da repartição de reservas (CEPEL, 2001). Caso um sistema possua um custo de operação mais elevado que um vizinho, o mais econômico seria transferir a energia do sistema de custo de operação mais barato para o sistema de custo de operação de maior custo. Os intercâmbios de energia entre sistemas contendo usinas térmicas resultam na otimização global dos custos de operação do SIN.

Em sistemas hidrotérmicos com grande participação de hidrelétricas, como o caso brasileiro, a geração hidráulica possui custo de combustível ‘nulo’ e deve ser complementadas

por térmicas na medida do possível. Assim, o planejamento da operação se resume em substituir a geração térmica na medida do possível por geração hidráulica. Isto resulta em um cronograma ótimo de geração, a cada intervalo do planejamento, de modo que o sistema seja confiável e tenha um custo mínimo para esse período.

O sistema brasileiro é um dos maiores do mundo. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), criado pelo governo federal em 1998, é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN (ZAMBON, 2008). O SIN pode ser visualizado na Figura 3 para o horizonte de 2015.

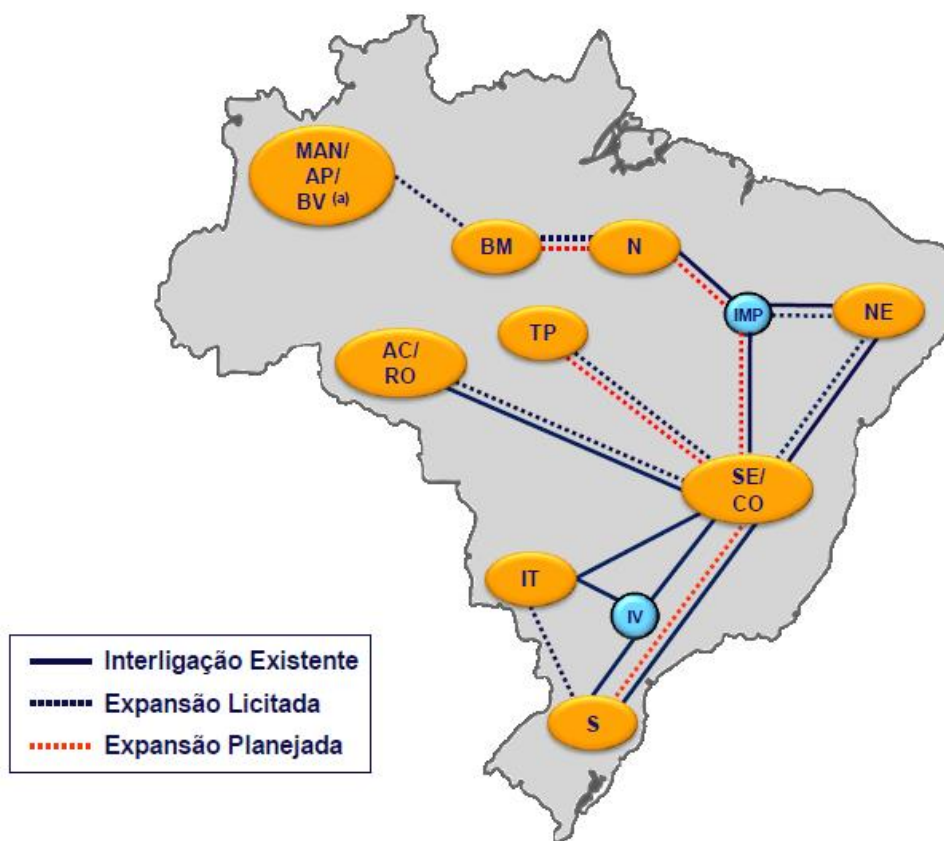


Fonte: ONS, acesso em 14/03/2016.



Um sistema de grande porte interligado pode ser dividido em sistemas menores (subsistemas), para facilitar sua operação. Os critérios dessa divisão estão associados à posição geográfica das principais linhas de transmissão e das bacias hidrográficas. No planejamento de operação é necessário considerar a expansão da demanda e também a do sistema pela construção de novas usinas. Uma divisão para o sistema brasileiro pode ser visto na Figura 4.

**Figura 4 – Subsistemas Brasileiro**



Legenda

SE/CO - Sudeste/Centro-Oeste	IT - Itaipu
S - Sul	AC/RO - Acre/Rondônia
NE - Nordeste	BM - Belo Monte
N - Norte	TP - Teles Pires/Tapajós
MAN/AP/BV - Manaus/Amapá/Boa Vista	IMP - Imperatriz
IV - Ivaiporã	

Fonte: MME, 2013.

Na operação do SIN, o ONS processa e analisa uma cadeia complexa de modelos visando tomar decisões em diversas etapas da operação, tanto a médio e longo prazo, para

planejamento, como em tempo real, para despacho elétrico. De modo bastante simplificado, o planejamento da operação é feito mensalmente com suporte de dois modelos matemáticos, o modelo NEWAVE (CEPEL, 2013) e o modelo DECOMP (CEPEL, 2013a). Esses dois modelos são otimizados com Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) desenvolvida por (PEREIRA, 1989) e (PEREIRA e PINTO, 1985) e utilizam a técnica de decomposição de BENDERS (1962). O processo é executado com a presença de diversos integrantes, principalmente representantes das empresas de geração e de comercialização de energia em uma reunião mensal chamada de Programa Mensal da Operação (PMO).

O despacho hidrotérmico ótimo (DHO) fornece uma política de operação das UHE, térmicas e intercâmbios necessários para atendimento à demanda e, eventualmente, déficit. Na formulação do problema de DHO usa-se o custo de operação do sistema composto pelo custo do déficit e da geração térmica [AQUINO, 2001]. O problema de operação é tradicionalmente resolvido por técnicas de otimização de programação linear (PL) e não linear (PNL) (AQUINO *et al*, 1998) e (MACEIRA *et al*, 2000).

Pontos importantes sobre metodologias e modelos de otimização para operação de sistemas hidrotérmicos são feitas em YEH (1985) que revê o estado da arte de modelos matemáticos para operações do reservatório, algoritmos e métodos incluem PL e PNL. WURBS (1993) que faz uma análise de quais os métodos podem ser mais úteis em vários tipos de apoio à decisão. Os modelos são listados e comparados a partir de uma perspectiva geral, com ênfase nas aplicações práticas.

Em (KLEINA *et al*, 2012) é mostrado um modelo para Programação Não-Linear (PNL) onde os termos de segunda ordem das funções de restrição não lineares são desconsiderados para resolução do problema. Em (ZAMBELLI *et al*, 2011) é possível ver a comparação entre o NEWAVE, que utiliza PDDE, e o modelo de Otimização de Despacho Interligado Nacional (ODIN), que utiliza uma abordagem determinística baseada em modelo de controle preditivo.

Métodos de Pontos Interiores (PI) também são utilizados para resolução de problemas de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) de grande escala (SINGH *et al*, 1995; DING *et al*, 2000; ALMEIDA *et al*, 1996; CHANG *et al*, 1990), em especial os métodos Primal-Dual, Primal-

Dual Preditor-Corretor e Múltiplas Correções de Centralidade (DOMMEL *et al*, 1968). Em (NUMERIANO *et al*, 2008) é mostrado métodos de otimização para resolução do problema de Despacho Hidrotérmico-Eólico Ótimo por Método de Pontos Interiores utilizando estes três métodos.

LOPES (2007) apresenta o desenvolvimento e a análise da aplicação de um modelo genérico de otimização (SolverSIN), e a agregação das hidrelétricas em subsistemas aplicados ao sistema brasileiro. Para obtenção das funções de perdas por vertimento e por variação de queda utilizaram-se dados históricos do SIN para cálculo direto da energia vertida por subsistema. Por fim, LOPES (2007) conclui que a consideração de UHE individualizadas pode acarretar numa melhoria para solução do problema.

Em (NOBREGA NETO, 2010) é mostrada a aplicação de ferramentas de Inteligência Artificial como Redes Neurais Artificiais, Algoritmos Genéticos e Regras Heurísticas para solucionar problemas de planejamento da operação energética de sistemas de geração de energia elétrica. LEITE (2006) utilizou a técnica de inteligência artificial com os princípios da evolução genética, com aplicação de até 35 UHE.

Métodos de PI são usados em diversas áreas da Engenharia, entre os quais uma das utilizações é para resolução do problema de DHO. Existe uma grande quantidade de bibliografia com metodologias diferentes para resolução do problema de planejamento da operação em sistemas hidrotérmicos. O problema formulado nesse trabalho se trata de um problema de PL que foi resolvido por métodos de PI para resolução do DHO em três patamares de carga (pesado, médio e leve).

## 1.1 Objetivos do Trabalho

Os objetivos dessa pesquisa de mestrado podem ser resumidos como listado abaixo:

- Desenvolver modelagem para o problema de DHO em três patamares de carga;
- Programação em *Matlab*<sup>®</sup> de algoritmos de PI para solucionar o problema de DHO;

- Comparação dos algoritmos utilizados, em termo de tempo e número de iterações necessárias para resolução do problema.

## **1.2 Composição da Dissertação**

Essa dissertação está organizada em 7 capítulos, como segue:

Capítulo 1: Apresentam-se a motivação para pesquisa, a análise de alguns trabalhos relacionados com o tema pesquisado e os principais objetivos da dissertação.

Capítulo 2: O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), bem como seu parque gerador e modelos de planejamento e otimização do SEB são descritos.

Capítulo 3: Desenvolve-se a modelagem proposta para o despacho hidrotérmico em três patamares de carga com hipóteses simplificadoras do problema e a base de dados utilizada;

Capítulo 4: Demonstrem-se os métodos de PI utilizados para resolução do problema de planejamento de operação proposto no capítulo 3.

Capítulo 5: É exibido o programa elaborado com base nos métodos mostrados no capítulo 4 para resolução do problema de DHO mostrado no capítulo 3 destacando-se suas funcionalidades.

Capítulo 6: Apresentam-se os resultados numéricos utilizando o programa desenvolvido e descrito no capítulo 4 e realiza uma comparação entre os métodos e os cenários considerados na simulação.

Capítulo 7: São evidenciadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

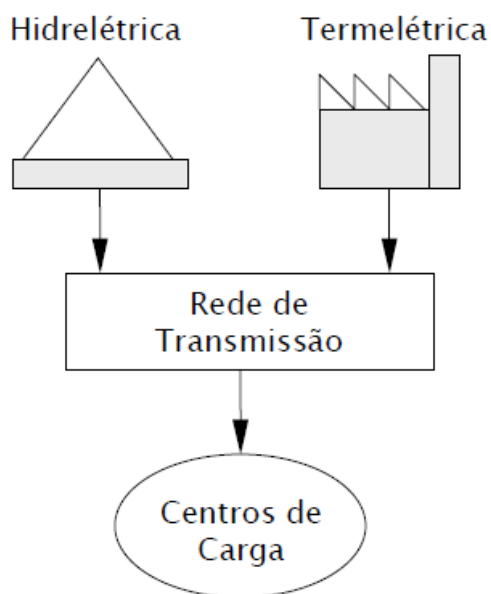
# CAPÍTULO 2

## 2 DESPACHO HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

---

Um sistema hidrotérmico é constituído de usinas térmicas, hidrelétricas e uma rede de transmissão interligando as usinas com os centros de consumo, conforme esquematizado na Figura 5.

**Figura 5** – Esquema de um Sistema Hidrotérmico



Fonte: próprio autor.

Os modelos de otimização do despacho hidrotérmico têm o objetivo de determinar a operação econômica mediante minimização do custo presente da geração reduzindo-se dos custos de geração das Usinas Termelétricas (UTE) e eventuais déficits.

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de

grande porte, com forte predominância de UHE de múltiplos proprietários. O SIN é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2016).

O planejamento da operação do SEB se constitui, portanto, num grande desafio técnico devido à natureza predominantemente hidrelétrica do SIN. Se por um lado a energia hidrelétrica é barata e relativamente limpa, por outro lado sua operação exige um cuidadoso planejamento para conciliar os objetivos conflitantes de minimizar vertimentos no período de chuvas e minimizar o risco de desabastecimento no período seco.

Neste capítulo é apresentada uma revisão sobre o sistema hidrotérmico brasileiro, a importância do planejamento de operação do sistema e os modelos de otimização do SEB.

## **2.1 Sistema Hidrotérmico Brasileiro**

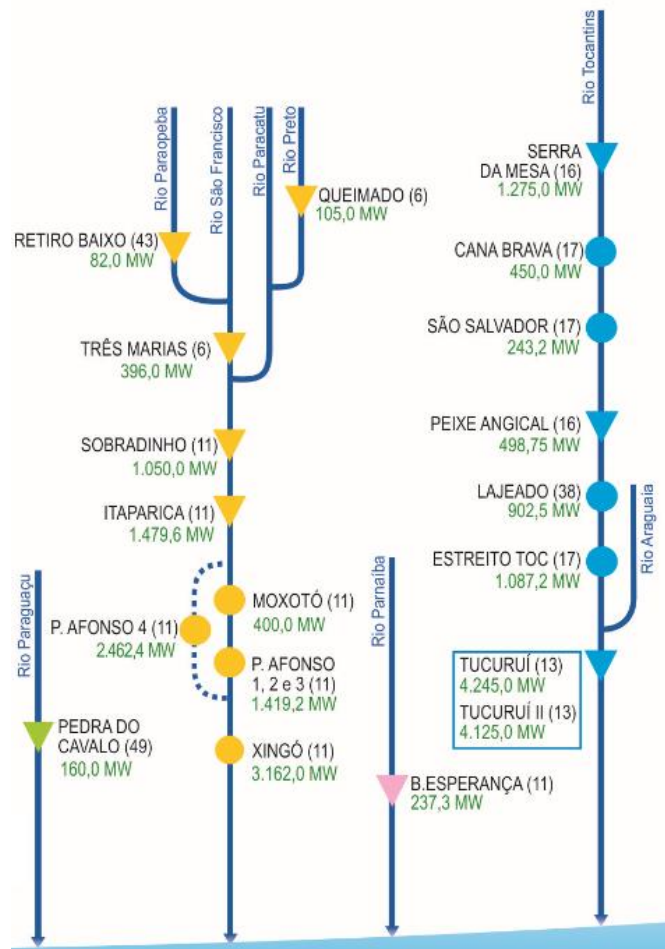
O sistema de geração brasileiro é baseado no modelo hidrotérmico, segundo o qual, a geração de origem hidráulica apresenta um custo de combustível nulo. Esta geração é complementada pela geração de origem térmica, que por sua vez apresenta um custo elevado devido ao alto preço do combustível. O grande objetivo econômico do planejamento da operação é, portanto, substituir sempre que possível a geração de origem térmica por geração de origem hidráulica (CORDEIRO, 2015).

No entanto, os recursos hídricos para geração, são representados pela água armazenada nos reservatórios, e estes são limitados. O uso excessivo das hidrelétricas aumenta o risco de não atendimento a demanda futura, déficit, uma vez que esse tipo de fonte está sujeito a um componente aleatório, estocasticidade de afluições futuras, e decisões no presente, pois o sistema é acoplado no espaço e no tempo. Uma decisão ótima deve, portanto, equilibrar o compromisso entre benefício presente do uso e seu armazenamento, tudo medido em termos de economia de combustível para as térmicas (SOARES F., 1987).

Esse fato do sistema ser acoplado no espaço e no tempo é decorrente do parque gerador hidráulico ser distribuído em diferentes bacias hidrográficas. Na maioria delas, as usinas

hidráulicas estão dispostas em forma de cascata, isso significa que todo o volume de água turbinado ou vertido em uma usina a montante pode ser reaproveitado na usina que está imediatamente a jusante desta e assim, sucessivamente, até a ultima usina do curso de um determinado rio, um exemplo de algumas cascatas podem ser visto na Figura 6. Essa influência ocorre tendo em vista que, ao ser construído, o reservatório de uma hidrelétrica passa a funcionar como sendo uma caixa d’água para todas as demais usinas que estejam localizadas no mesmo rio, ou em algum de seus afluentes, no mesmo sentido do fluxo da água, fazendo com que as UHE possam gerar mais energia por serem beneficiadas pela existência dessas “caixas d’água” (RAMOS, 2011; TERRY ET AL, 1986; ANEEL, 2005).

**Figura 6 – Exemplo de Cascatas**



Fonte: (ONS, acesso em 14/03/2016)

Além do grande potencial hídrico o Brasil conta ainda com uma grande quantidade de UTE, Centrais Geradoras Eólicas (EOL) e solar. Tal potencial será detalhado abaixo (ANEEL, 2016).

### **2.1.1 Capacidade de Geração no Brasil**

O Brasil possui no total 4475 empreendimentos em operação, totalizando aproximadamente 142GW de potência instalada. Está prevista para os próximos anos uma adição de quase 39GW na capacidade de geração no país, proveniente de 196 empreendimentos atualmente em construção e mais 642 com construção não iniciada.

#### **Usinas Hidrelétricas**

O Brasil possui atualmente 1196 centrais hidrelétricas em operação, entre UHE, acima de 30MW – 203 usinas, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), de 1 até 30MW – 457 usinas e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), até 1MW – 551 usinas, totalizando 92.150.042kW de potência fiscalizada, o que representa 62,91% de toda a capacidade. Essa capacidade está distribuída em todo o Brasil, podendo ser usinas sem reservatório (fio d'água) ou com reservatórios. Vale ressaltar também que 94,32% (86.914.868kW) dessa capacidade hidráulica é proveniente de UHE.

Ainda está previsto o acréscimo de 16.389.848kW com a adição de 220 novos empreendimentos, representando 42,09% de toda a capacidade prevista, para empreendimentos em construção e com construção não iniciada. A maior parcela também com UHE, maior parte será a de Belo Monte no Xingu. E merece destaque a Central Geradora Undi-Elétrica (CGU) no Porto de Pecém, que gera energia através das marés, de apenas 50kW, que seria a primeira do Brasil.

#### **Usinas Termelétricas**

O Brasil possui atualmente 2878 UTE, totalizando 39.500.623kW, o que representa 27,80% da capacidade. Ainda está previsto o acréscimo de 10.069.507kW, 25,86% do total, através de 161 empreendimentos.



### Usinas Eólicas

O Brasil possui atualmente 347 EOL em operação, totalizando 8.430.452kW e 5,93% da capacidade. Está previsto um acréscimo de 9.393.354kW, 24,12% do total, através de 396 empreendimentos.

### Usinas Solares

O Brasil possui atualmente apenas 37 Centrais Geradoras Solar Fotovoltaicas (UFV), num total de 22.916 kW e apenas 0,02% do SIN. Está previsto um acréscimo de 1.736.810kW de potência através de 60 novos empreendimentos outorgados com construção não iniciada.

### Usinas Nucleares

O Brasil possui atualmente apenas 2 Usinas Termonucleares (UTN), num total de 1.990.000kW, representando 1,4% de toda a capacidade. Está em construção mais um empreendimento de 1.350.000kW.

O total de empreendimentos pode ser visto nas Tabelas 1 e 2.

**Tabela 1 – Empreendimentos em Operação**

<b>Empreendimentos em Operação</b>			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)
CGH	551	415.405	417.309
EOL	347	8.474.518	8.430.452
PCH	457	4.834.157	4.817.865
UFV	37	26.916	22.916
UHE	203	89.490.541	86.914.868
UTE	2.878	41.252.221	39.500.623
UTN	2	1.990.000	1.990.000
<b>Total</b>	<b>4.475</b>	<b>146.483.758</b>	<b>142.094.033</b>

Fonte: ANEEL, 2016.

**Tabela 2 – Empreendimentos em Expansão**

<b>Empreendimentos em Construção</b>		
<b>Tipo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Potência Outorgada (kW)</b>
CGH	1	848
EOL	135	3.187.504
PCH	36	494.721
UHE	10	13.456.242
UTE	13	1.370.039
UTN	1	1.350.000
<b>Total</b>	<b>196</b>	<b>19.859.354</b>
<b>Empreendimentos com Construção não iniciada</b>		
<b>Tipo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Potência Outorgada (kW)</b>
CGH	41	30.279
CGU	1	50
EOL	261	6.205.850
PCH	125	1.778.708
UFV	60	1.736.810
UHE	6	629.000
UTE	148	8.699.468
<b>Total</b>	<b>642</b>	<b>19.080.165</b>

Fonte: ANEEL, 2016.

## 2.2 Planejamento e Otimização do Sistema Hidrotérmico Brasileiro

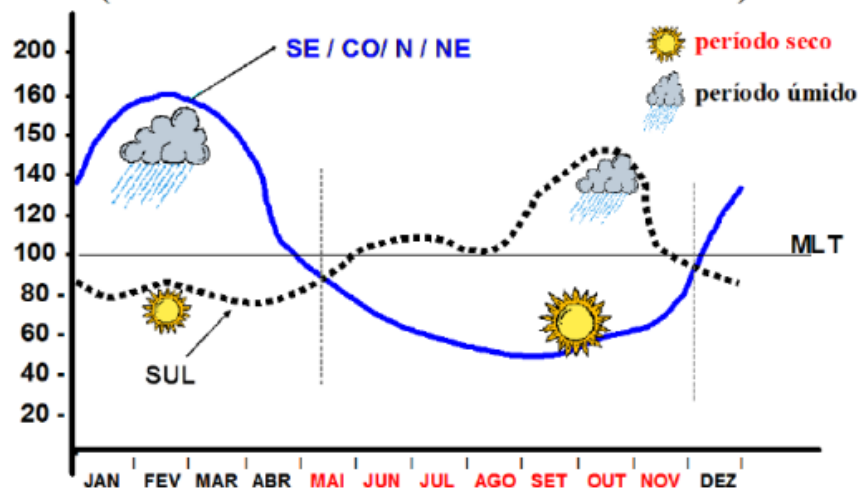
O planejamento do sistema hidrotérmico deve avaliar previamente, como será o funcionamento do sistema, propor e analisar alternativas para a garantia do fornecimento da energia, avaliar os custos de operação, encontrar soluções mais econômicas, ou seja, uma operação otimizada do sistema. Esse planejamento da operação é de fundamental importância, pelo fato do mesmo agir sobre o suprimento da fonte energética, o que afeta diretamente a garantia de fornecimento da energia elétrica, mediante gerenciamento apropriado da fonte primária e do custo associado a ela, principalmente pelo custo do combustível consumido, por ser de valor muito elevados (CORDEIRO, 2015).

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos visa determinar a geração em

cada usina do sistema, minimizando os custos operativos no período planejado. Os custos da operação são basicamente os gastos com combustíveis das UTE e eventuais déficits de energia (não atendimento a carga). No planejamento as interdependências operativas entre as usinas e interconexões entre os subsistemas são levados em consideração.

O planejamento contribui, também, para a regularização de afluições, além do controle das cheias nos períodos úmidos. Este foi introduzido na prática operacional dos reservatórios do setor elétrico no Brasil desde 1977. Visto que o Brasil apresenta um território de grandes proporções com regimes complementares entre as bacias hidrográficas, como representado na Figura 7. Também a manutenção de vazão mínima a jusante de muitos reservatórios é feita para garantir padrões de qualidade da água. A irrigação, a navegação fluvial, o abastecimento de água e a recreação completam o conjunto de usos que normalmente vêm sendo incorporados na operação dos reservatórios existentes, com sacrifício em alguma parcela de geração hidrelétrica (ZAMBON, 2008).

**Figura 7 – Característica Hidrológica Entre os Subsistemas**  
% (médias mensais de todo o histórico/ MLT anual)

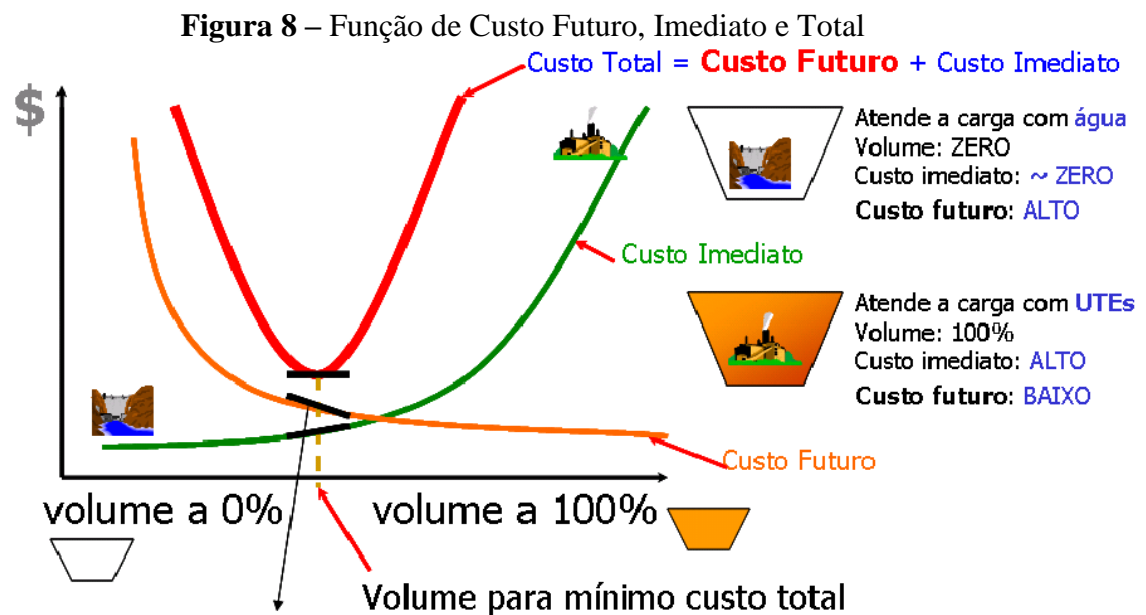


Fonte: ONS, acesso em 14/03/2016.

A incerteza das vazões faz com que toda a operação corra risco de ineficiência. Acreditando-se que as vazões futuras serão baixas, a tendência é minimizar o consumo de água a fim de preservar o nível dos reservatórios despachando de forma mais intensiva as termelétricas. Acreditando-se que as vazões futuras serão favoráveis, a tendência é o despacho intensivo de UHE minimizando o consumo de combustíveis nas termelétricas. Esse é o grande

dilema de operação de um sistema hidrotérmico.

Esse processo da tomada de decisão, explica a consequência do acoplamento temporal do sistema na operação, tornando o custo da operação composto pelo custo presente mais o custo futuro. Conforme esquematizado na Figura 8, o problema do custo pode ser visto em função de curvas, a diminuição do custo imediato, através do deplecionamento dos reservatórios e consequente economia de combustíveis das térmicas, implicam em um aumento do custo futuro. Por outro lado, uma economia de água no estágio atual através da geração térmica, com consequente aumento no custo do estágio atual, reflete-se na diminuição dos custos relacionados a estágios futuros.



Fonte: ONS, acesso em 14/03/2016.

O objetivo então do problema passa a ser, a determinação dos montantes de geração hidráulica e térmica que apresentem o menor custo total de operação. Têm-se associado também o problema da incerteza quanto à afluência futura que estará disponível nos reservatórios, não sendo possível determinar o volume de água disponível para a geração de eletricidade em um horizonte futuro.

Estas características tornam este problema de alta complexidade, portanto, de difícil solução. Com o intuito de resolver o problema do planejamento da operação, ele é então

subdividido em diversas etapas. Nestas etapas, são utilizados modelos do sistema com diferentes graus de detalhe, abrangendo períodos de estudos com horizontes distintos, por exemplo para longo e médio prazo – modelo NEWAVE, para curto prazo – modelo DECOMP (Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo) e para programação da operação diária – modelo DESSEM (Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo).

### **2.2.1 NEWAVE – Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo**

O programa NEWAVE foi desenvolvido pelo CEPEL, no âmbito do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente (DEA), para aplicação no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos interligados de longo e médio prazo, o horizonte é de até cinco anos a frente, discretizados em etapas mensais, e o objetivo é definir quais serão as parcelas de geração hidráulica, geração térmica e intercâmbio que minimizam o valor esperado do custo de operação com representação agregada do parque hidrelétrico e cálculo da política de operação baseado em PDDE. É composto por quatro módulos computacionais (CEPEL, 2016):

- **Módulo de cálculo dos sistemas equivalentes e energias afluentes:** Para cada subsistema, os reservatórios são agregados em um único reservatório equivalente de energia. A capacidade de armazenamento de cada reservatório equivalente é estimada pela energia produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios do subsistema, adotando-se a hipótese de operação em paralelo. Também agrega as vazões afluentes a cada subsistema em afluências energéticas equivalentes.
- **Módulo de cálculo do modelo estocástico de energias afluentes – modelo GEVAZP:** Estima os parâmetros do modelo estocástico de energias afluentes aos subsistemas que é utilizado no módulo do cálculo da política de operação hidrotérmica. Este modelo estocástico também é empregado na geração de séries sintéticas de energias afluentes para análise de desempenho no módulo de simulação da operação.
- **Módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica:** Determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, com base no algoritmo de

PDDE, considerando as incertezas nas afluições futuras, os patamares de demanda e a indisponibilidade dos equipamentos. Considera também a representação de restrições de despacho antecipado para usinas a gás natural.

- **Módulo de simulação da operação:** Simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de sequências hidrológicas, falhas dos componentes e variação da demanda, com base na política de operação obtida no módulo anterior. Calcula índices de desempenho, tais como a média dos custos de operação, o risco de déficit e os valores esperados de energia não suprida.

### **2.2.2 DECOMP – Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo**

Os resultados do modelo NEWAVE servem como dados de entrada para o modelo DECOMP, que é processado para um horizonte de tempo menor e desagrega os subsistemas equivalentes em usinas individualizadas. Isto é, o DECOMP decide o quanto será produzido por cada usina de geração do sistema a partir das variáveis de decisão produzidas pelo NEWAVE (ZAMBON, 2008).

O modelo DECOMP foi desenvolvido pelo CEPEL, no âmbito do DEA, para aplicação no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de curto prazo e está adaptado ao ambiente de elaboração dos programas mensais de operação do sistema brasileiro (PMO). Seu objetivo é, portanto, determinar as metas de geração de cada usina de um sistema hidrotérmico sujeito às afluições estocásticas, de forma a atender à demanda e minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento.

É formulado como um problema de PL, representando as características físicas e as restrições operativas das UHE de forma individualizada. A estocasticidade das afluições é considerada através de cenários de afluições às usinas do sistema, produzidos pelo modelo GEVAZP (Geração de Séries Sintéticas de Energias e Vazões Periódicas) e representados por uma árvore de afluições, com probabilidades de ocorrência associadas a cada ramo (CEPEL, 2016).

O modelo DECOMP incorpora as seguintes características:

- **Horizonte e discretização temporal**
  - Estágios semanais, com a representação da curva de carga em patamares;
  - Estágios mensais a partir do segundo mês, com representação das incertezas nas afluições, por meio de uma árvore de cenários, com horizonte de até 1 ano;
  - Integração com modelos de planejamento da operação de médio prazo (NEWAVE), através de sua função custo futuro;
  - Revisão da política ótima do mês inicial, a partir de qualquer semana
- **Operação dos reservatórios**
  - Balanço hídrico nos reservatórios para cada estágio e cenário, considerando o tempo de viagem da água entre aproveitamentos e evaporação nos reservatórios;
  - Restrições para operação dos reservatórios, como deplecionamento mínimo/máximo, limites de armazenamento, vazão afluente/defluente mínima/máximas e retiradas / retornos de água devido a outros usos;
  - Volume de espera para amortecimento de cheias;
  - Configuração dinâmica, para representar a entrada em operação de novas unidades geradoras no sistema durante o período em estudo levando em conta o enchimento de volume morto.
- **Geração hidrelétrica**
  - Representação dos cronogramas de manutenção programada dos grupos turbina gerador, através de taxas de indisponibilidade
  - Produtividade das UHE variável com a queda, representada através das funções de produção energética preestabelecidas para cada usina hidrelétrica;
  - Alteração de dados de cadastro de usinas hidráulicas.
- **Geração térmica e outras fontes**
  - Inflexibilidade de geração térmica, considerando-se um valor mínimo de geração, restrições de despacho antecipado para usinas a GNL e gerações provenientes de outras fontes de energia;

- Contratos de importação/exportação de energia.
- **Sistema de transmissão**
  - Restrições especiais que traduzem limitações de geração em conjuntos de usinas, para considerar pontos no sistema elétrico que merecem especial atenção;
  - Representação da capacidade de transporte de energia entre subsistemas, considerando o intercâmbio entre os mesmos como uma variável de decisão.

### 2.2.3 DESSEM – Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo

O software DESSEM realiza pesquisas e desenvolve modelos computacionais relacionados à Programação Diária da Operação (PDO) de sistemas de energia elétrica. Busca implementar técnicas e ferramentas que permitam, do ponto de vista teórico e prático, modelar e resolver o problema de otimização da operação diária de sistemas hidrotérmicos, considerando, da forma mais acurada possível, tanto aspectos relacionados à rede elétrica como aspectos relacionados à operação das UHE, UTE e demais componentes do sistema (CEPEL, 2016).

#### Modelos Computacionais

No DESSEM, desenvolvem-se os seguintes programas:

- DECODESS – Conversor de dados DECOMP-DESSEM;
- SIMHIDR – Simulador hidrelétrico, que calcula o balanço hídrico das UHE do sistema a partir de metas horárias de geração estabelecidas para as mesmas. O problema é resolvido por PL;
- DESSEM-PAT – Programação da operação de sistemas hidrotérmicos em patamares cronológicos, com horizonte de até duas semanas. A resolução do problema, modelado de forma linear, é feita por programação dinâmica dual (PDD);
- DESSEM - Programação da operação de sistemas hidrotérmicos com horizonte de até dois dias, incluindo restrições de unit commitment termoeletrico e hidrelétrico.



Resolve-se o problema com restrições não lineares e variáveis inteiras por meio de Relaxação Lagrangeana.

Os programas DESSEM-PAT e DESSEM se integram à cadeia de modelos matemáticos desenvolvidos pelo CEPEL e utilizados pelo ONS para o planejamento e a programação da operação do SIN brasileiro, com ênfase na minimização de custos. O princípio básico dos modelos dessa cadeia é coordenar a operação das UHE do sistema, visando diminuir o uso de geração térmica e operar o sistema de maneira mais eficiente, de forma a contribuir para a redução dos custos operativos e dos riscos de déficit.

# CAPÍTULO 3

## 3 MODELAGEM PROPOSTA

---

Como visto anteriormente os modelos de DHO têm o objetivo de determinar a operação econômica do SIN mediante minimização do custo presente da geração. Esta é feita por minimização dos custos de geração das UTE e eventuais déficits.

O despacho econômico de geração de energia elétrica é um problema que depende das características físicas do sistema e de suas restrições operativas. Para isso é preciso ter um conhecimento mínimo sobre as fontes geradoras utilizadas nesse trabalho. Neste capítulo são apresentados os modelos para geração hidráulica e térmica considerada na modelagem do problema, a base de dados utilizada, considerações utilizadas para modelagem e, por fim, o problema de PL para DHO em três patamares de carga proposto.

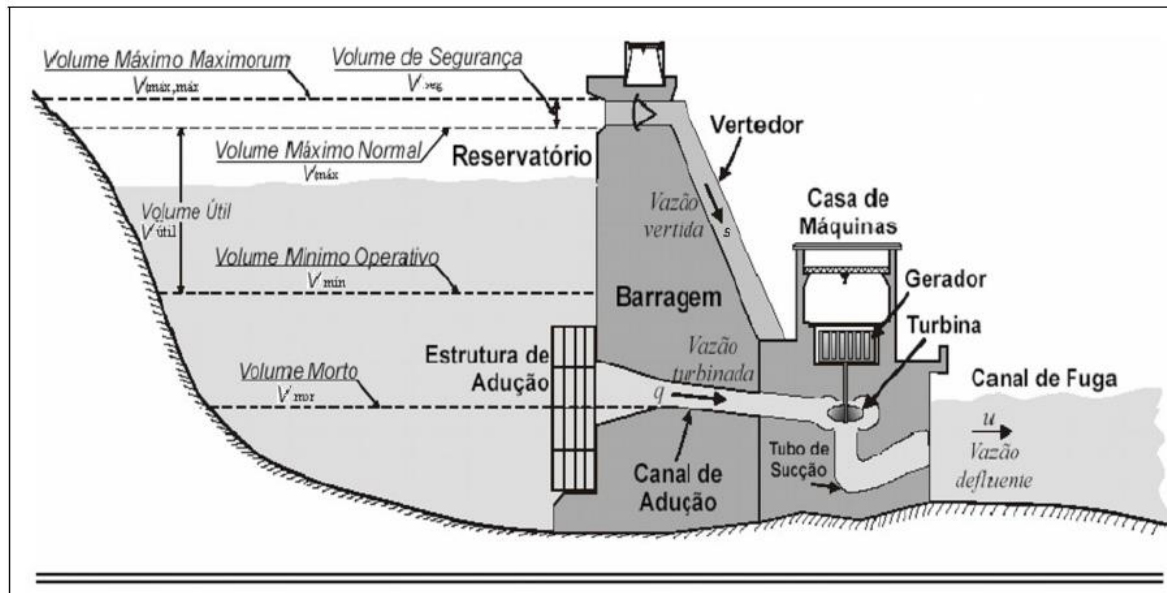
### 3.1 Geração Hidráulica

Nesse tipo de geração, a energia elétrica é obtida através da transformação de energia potencial gravitacional da água armazenada em um reservatório. A água é conduzida através de um duto forçado até um conjunto de turbinas, acopladas a geradores elétricos, que estão localizadas em um nível abaixo. A energia cinética e também a energia da pressão dinâmica do percurso da água na tubulação são convertidas em energia cinética de rotação. As turbinas são conectadas a geradores que convertem a energia cinética em energia elétrica (JUNIOR, 2012). Depois de passar pelo grupo moto-gerador a água é conduzida, via canal de fuga, a seu curso natural. Caso o nível de água esteja bem próximo de seu limite, a água pode ser conduzida ao curso natural através de vertedouros.

Uma usina hidrelétrica típica pode ser vista na Figura 9, onde são apresentados seus

principais componentes.

**Figura 9** – Esquema de uma Usina Hidrelétrica



Fonte: JUNIOR, 2012.

Sendo:

- Reservatório: acumula a água que será utilizada para geração de energia. Os reservatórios podem ser classificados em reservatórios de compensação, onde possui pouca capacidade de armazenamento, sendo responsável pela regularização de pequenos volumes de água e reservatórios de acumulação que possui grande capacidade de armazenamento, sendo responsável pela regularização de grandes volumes de água;
- Barragem: responsável por represar a água dos rios, formando assim o reservatório. A altura da queda d'água é um dos fatores que contribuem para aumento da produtividade da usina;
- Canal de adução: responsável pela condução da água armazenada no reservatório até as turbinas;
- Vertedouro: responsável por liberar a água para o curso natural dos rios quando o nível do reservatório está próximo de seu limite. Essa água é liberada como medida de segurança para não haver comprometimento da barragem. A água

vertida não é utilizada para geração de energia, pois não passa pelas turbinas;

- Casa de máquina: nesta área localizam-se os geradores elétricos, as turbinas hidráulicas, os reguladores, os painéis e outros equipamentos que são responsáveis pela transformação da energia potencial hidráulica em elétrica;
- Canal de fuga: responsável pela condução da água utilizada na geração de energia ao curso natural do rio.

A energia aproveitada na água está associada à energia potencial gravitacional da altura líquida da cascata. A potência instantânea produzida pelo gerador e disponível para a transmissão é dada por:

$$P = g \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot q \cdot H \cdot 10^{-3} \quad (1)$$

Onde:

$P$  : Potência produzida [MW];

$g$ : aceleração da gravidade [ $m/s^2$ ];

$\eta_t$ : rendimento da turbina;

$\eta_g$ : rendimento do gerador;

$q$ : vazão turbinada [ $m^3/s$ ];

$H$ : queda líquida [m].

A potência pode ser calculada fazendo-se uso do coeficiente de produtividade  $r$  [MW /  $m^3/s$ ] dado por:

$$r = g \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot H \cdot 10^{-3} \quad (2)$$

$$P = r \cdot q \quad (3)$$

Ou ainda em termos de geração média, onde:

$$prod = r \cdot 10^6 / T \quad (4)$$

$$GH = prod \cdot Q \quad (5)$$

com:

GH: Geração hidrelétrica [MWméd]

Q: Volume turbinado [Hm<sup>3</sup>]

T: Duração do patamar de carga [s]

prod: Produtividade  $\left[ \frac{MWméd}{Hm^3} \right]$

A operação de sistemas de geração hidráulica possui aspectos que precisam ser analisados dentro do planejamento da operação. Os principais são a irrigação e a transposição de bacias diversas. Além disso, restrições operativas que não dependem apenas deste sistema de geração precisam ser respeitadas. Pode-se citar: volume máximo para controle de cheias, vazão mínima para navegação e manutenção de cotas mínimas de montante e de jusante. Essas restrições atuam no sistema gerador não apenas diminuindo sua flexibilidade operativa, mas também, em alguns casos, sua capacidade de geração de energia. Entretanto, a maioria das restrições hoje estão incorporadas às usinas construídas e não tendem a mudar com o tempo.

### 3.2 Geração Termelétrica

Nesse tipo de geração, a energia elétrica é obtida através da transformação de energia térmica em energia mecânica para a movimentação de uma turbina acoplada a um gerador. A forma de classificar os vários tipos de usinas baseia-se, principalmente, no modo em que é obtida essa energia térmica, mais especificamente, no tipo de combustível que a usina utiliza e na forma como esse é queimado.

As UTE podem ser divididas em dois grandes grupos:

- as convencionais, que utilizam como combustível materiais fósseis como carvão, óleo combustível, gás natural, etc.
- as nucleares, que utilizam combustíveis físséis como urânio natural ou enriquecido.

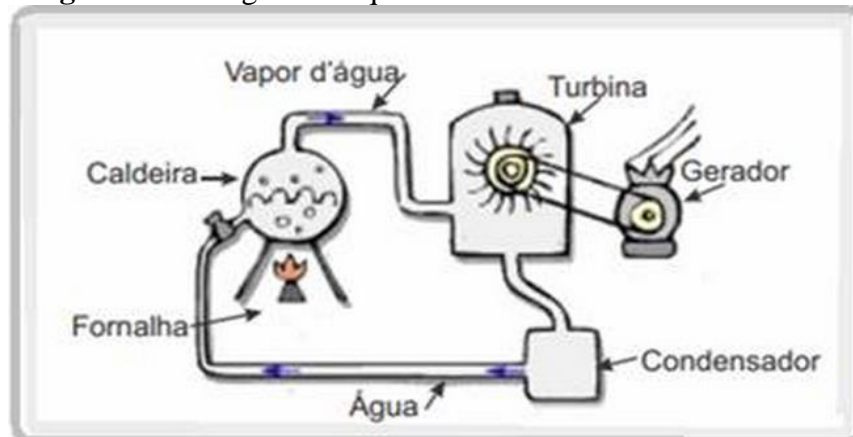
O grupo de usinas convencionais pode ser dividido em usinas com turbinas a vapor, a gás e em usinas com combustão direta.

O modelo de um sistema termelétrico deve considerar as diversas classes de usinas térmicas classificadas de acordo com os custos de operação (tipos de combustíveis), restrições de geração mínima e máxima de cada usina, tempo de ligamento e desligamento, eficiência das caldeiras e dos conjuntos turbina/vapor, indisponibilidade forçada e programada.

Em qualquer tipo de usina térmica o funcionamento é análogo. A queima de combustível produz calor, aquece uma caldeira, formando vapor superaquecido e sob alta pressão. O vapor passa para a turbina, convertendo parte de sua energia térmica em mecânica, para acionar o gerador. Após ser utilizado, o vapor é resfriado no condensador, transformando-se novamente em água. Esta é bombeada para a caldeira, fechando assim o ciclo do vapor.

Na Figura 10 é mostrado o diagrama esquemático do funcionamento de uma usina termelétrica.

**Figura 10** – Diagrama Esquemático de uma Usina Termelétrica



Fonte: UFRN, 2013.

Considerando o suprimento de combustível adequado, a produção de energia elétrica em uma unidade térmica só é limitada pela capacidade instalada e pelo tempo de parada para manutenção, previsto e imprevisto. Desta maneira, pode-se escrever a seguinte relação:

$$0 \leq PT_{mín} \leq PT \leq PT_{máx} \quad (6)$$

em que:

$PT$ : é a potência gerada pela usina térmica [MW];

$PT_{mín}$ : é a potência mínima operativa da unidade geradora [MW];

$PT_{máx}$ : é a potência máxima operativa da unidade geradora em [MW].

ou ainda em termos de geração média, onde:

$$0 \leq GT_{mín} \leq GT \leq GT_{máx} \quad (7)$$

$$GT_{mín} = PT_{mín} \quad (8)$$

$$GT_{máx} = PT_{máx} \cdot \frac{FC_{máx}}{100} \cdot \left(1 - \frac{TEIF}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{IP}{100}\right) \quad (9)$$

em que:

$GT_{mín}$ : Geração Térmica Mínima [MW<sub>méd</sub>];

$GT_{máx}$ : Geração Térmica Máxima [MW<sub>méd</sub>];

$GT$ : Geração Térmica [MW<sub>méd</sub>].

$FC_{máx}$ : Fator de capacidade máxima;

TEIF: Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada;

IP: Indisponibilidade Programada.

Normalmente, o suprimento de combustível não é problemático, de modo que uma central termelétrica pode ter sua capacidade energética definida, a menos de paradas por quebras e para manutenções previstas. É importante destacar que do ponto de vista operativo,

no caso do sistema brasileiro, o despacho das térmicas depende fortemente do despacho das hidrelétricas.

### 3.3 Base de Dados

Para a realização de um estudo de planejamento energético, como são realizados no SEB, é necessário importar dados de um deck do NEWAVE, para assim gerar a base de dados necessária à criação e execução dos estudos de planejamento da operação. O deck utilizado foi obtido através do website da EPE. Em todas as simulações, foram utilizados os arquivos de estudos de geração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2022 (MME, 2013).

Os arquivos são, em maioria, do tipo texto e sua importação do NEWAVE é bastante simples. Os arquivos foram abertos com um editor de texto e, em seguida, verificou-se o posicionamento padrão das informações nos arquivos para que essas fossem processadas pelo software desenvolvido.

A análise e descrição dos arquivos de entrada do deck utilizados estão apresentadas abaixo:

- SISTEMA.DAT (Tipo: Texto) – Dados dos sistemas e mercado – estão especificados nesse arquivo o mercado em expansão de cada sistema, a geração de pequenas usinas, o custo do déficit e os limites variáveis de intercâmbios do SIN;
- CONFHD.DAT (Tipo: Texto) – Configuração hidráulica – especifica a lista de usinas que compõem o parque gerador hidrelétrico e a topologia das cascatas que irão compor o estudo;
- CONFT.DAT (Tipo: Texto) – Configuração térmica – lista as usinas que compõem o parque gerador termoelétrico do estudo;
- TERM.DAT (Tipo: Texto) – Dados das UTEs – especifica os dados das UTE;
- CLAST.DAT (Tipo: Texto) – Dados das classes térmicas – define as classes térmicas pelo tipo de combustível e custo;
- EXPH.DAT (Tipo: Texto) – Dados da expansão hidráulica – especifica a entrada de novas usinas hidráulicas, período de enchimento do volume morto e quantidade de máquinas que entrarão;



- EXPT.DAT (Tipo: Texto) – Dados da expansão térmica – especifica a entrada de novas usinas térmicas, alterações nas usinas existentes, mudança no fator de capacidade, TEIF, IP e geração mínima;
- PATAMAR.DAT (Tipo: Texto) – Dados dos patamares – especifica a duração, carga de cada subsistema e limites de intercâmbio para cada patamar;
- HIDR.DAT (Tipo: Binário) – Dados das UHEs – lista os dados cadastrais estáticos das UHE existentes no SIN, mesmo as que não farão parte do estudo;
- VAZOES.DAT (Tipo: Binário) – Dados de vazões – arquivo de vazões afluentes históricas que serão utilizadas nos estudos

### 3.4 Considerações Utilizadas

Para formulação do problema de DHO foram feitas três considerações. A primeira em relação aos subsistemas interligados; a segunda em relação a produtividade das UHE e a terceira com respeito as pequenas gerações. Abaixo essas considerações são detalhadas:

- **Regiões Interligadas**

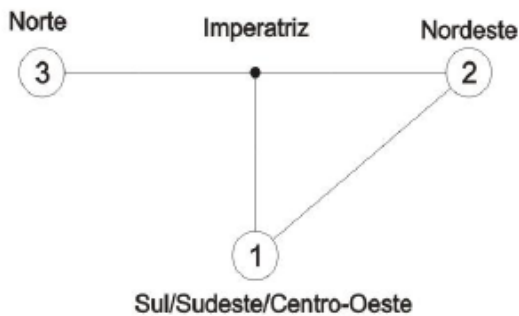
Este trabalho de mestrado é parte do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), “Desenvolvimento de Metodologia para o Planejamento Integrado Eletro-Energético da Região Nordeste – DMPIER”, da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) em parceria com a Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Assim, considerações e simplificações feitas na modelagem do problema é referente ao foco do P&D da CHESF que é o estudo dos intercâmbios com a região Nordeste.

As ligações com o subsistema Nordeste foram mantidos. Assim, os subsistemas representados na Figura 4 são simplificados, adicionando os subsistemas Sul, Itaipu, Ivaiporã, Sudeste/Centro-Oeste, Acre/Rondônia e Teles Pires/Tapajós ao subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte, Belo Monte e Manaus/Amapá/Boa Vista ao subsistema Norte. Dessa forma, os 11 subsistemas existentes no sistema brasileiro resultam em quatro subsistemas considerados nesse trabalho: Norte (N), Imperatriz (IMP), Nordeste (NE) e Sul/Sudeste/Centro-Oeste (S/SE/CO). Com essa simplificação se tem uma redução

considerável na dimensão do problema devido à redução de intercâmbios e subsistemas a serem atendidos.

A configuração utilizada para formulação do problema pode ser vista Figura 11.

**Figura 11** – Subsistemas Considerados



Fonte: próprio autor.

Devido a essa consideração, a região Norte considerada é a soma das regiões Norte, Belo Monte e Manaus/Amapá/Boa Vista e a região Sul/Sudeste/Centro-Oeste é a soma das regiões Sudeste/Centro-Oeste, Teles Pires/Tapajós, Acre/Rondônia, Itaipu e Sul.

Os dados dos patamares médio, leve e pesado considerado para os subsistemas Norte e Sul/Sudeste/Centro-Oeste são os valores do subsistema Norte e Sudeste/Centro-Oeste devido a sua expressividade em comparação com os demais subsistemas que os compõem.

- **Produtividade nas Usinas Hidrelétricas**

Conforme pode ser visto na equação (2) a produtividade das UHE,  $r$ , é dada em função da altura, da queda líquida  $H$ . Com isso, o problema tomaria a forma de um problema de PNL. Para a produtividade das UHE temos duas situações:

1. **Usinas a fio d'água:** Para as usinas sem reservatório a queda líquida considerada é a queda efetiva.
2. **Usinas com reservatório:** Para essas usinas a queda líquida considerada é a altura para 65% de seu volume útil e dada pela equação (10):

$$H_{eq} = 0,65 * (c_{m\acute{a}x} - c_{m\acute{i}n}) + c_{m\acute{i}n} - c_{fug} \quad (10)$$

onde:

$c_{m\acute{a}x}$ : é a cota máxima do reservatório [m] da usina hidrelétrica em questão, corresponde ao volume máximo;

$c_{m\acute{i}n}$ : é a cota mínima do reservatório [m] da usina hidrelétrica em questão, corresponde ao volume mínimo;

$c_{fug}$ : é a cota do canal de fuga;

$H_{eq}$ : queda líquida equivalente [m].

Com essa consideração feita, a produtividade das UHE é linear e, então o problema a ser formulado toma a forma de um problema de PL.

- **Pequenas Gerações**

As pequenas gerações são oriundas do deck do NEWAVE e englobam as gerações eólicas, térmicas a biomassa, PCH e CGH. Essa geração, para simplificação do problema, é utilizada diretamente na equação de balanço energético mostrada no tópico a seguir, subtraindo a carga de cada subsistema. O valor das pequenas gerações foi considerado o mesmo nos três patamares de carga.

### 3.5 Modelo Proposto

O problema de DHO em três patamares de carga depende das características físicas do sistema e das suas restrições operacionais. Tendo como resultado as gerações otimizadas de todos os geradores térmicos e hidrelétricos para o atendimento dos mercados nos patamares de carga leve, intermediária e pesada.

O problema pode ser formulado da seguinte forma:

$$\text{Minimize } c \text{ (GT,DEF)} \quad (11)$$

Sujeito a:

$$V_{i,t-1} + A_{i,t} - (I_{i,t} + Tr_{i,t} + E_{i,t}) - S_{i,t} - \sum_{p=1}^{NP} (Q_{i,p,t}) + \sum_{p=1}^{NP} \sum_{j \in M_i} (Q_{j,p,t}) + \sum_{j \in M_i} (S_{j,t}) = V_{i,t} \quad (12)$$

$$\left[ \sum_{i=1}^{NH_k} GH_{i_k,t_p} + \sum_{j=1}^{NT_k} GT_{j_k,t_p} + DEF_{k,t_p} + \sum_{n \in \Omega_k} (INT_{nk,t_p} - INT_{kn,t_p}) = L_{k,t_p} \right]_{p=1}^{NP} \quad (13)$$

$$V_{i,t_{\min}} \leq V_{i,t} \leq V_{i,t_{\max}} \quad (14)$$

$$Q_{i,p,t_{\min}} \leq Q_{i,p,t} \leq Q_{i,p,t_{\max}} \quad (15)$$

$$0 \leq S_{i,t} \quad (16)$$

$$GT_{j_k,t_{\min}} \leq GT_{j_k,t} \leq GT_{j_k,t_{\max}} \quad (17)$$

$$INT_{nk,t_{\min}} \leq INT_{nk,t} \leq INT_{nk,t_{\max}} \quad (18)$$

$$0 \leq DEF_{k,t} \quad (19)$$

onde:

$V_{i,t}$ : Volume no reservatório  $i$  durante o período  $t$  [Hm<sup>3</sup>]

$A_{i,t}$ : Volume da afluência natural do reservatório  $i$  durante o período  $t$  [Hm<sup>3</sup>];

$I_{i,t}$ : Volume retirado para irrigação do reservatório  $i$  durante o período  $t$  [Hm<sup>3</sup>];

$Tr_{i,t}$ : Volume retirado para transposição do reservatório  $i$  durante o período  $t$  [Hm<sup>3</sup>];

$E_{i,t}$ : Volume evaporado do reservatório  $i$  durante o período  $t$  [Hm<sup>3</sup>];

$Q_{i,p,t}$ : Volume turbinado do reservatório  $i$  do patamar de carga  $p$  durante o período  $t$  [Hm<sup>3</sup>];

$S_{i,t}$ : Volume vertido do reservatório  $i$  durante o período  $t$  [Hm<sup>3</sup>];

$M_i$ : Conjunto de UHE imediatamente à montante da usina  $i$ ;

$GH_{i_k,t,p}$ : Geração da  $i$ -ésima usina hidrelétrica do subsistema  $k$  no patamar de carga  $p$  durante o período  $t$ , dada pela equação (5) [MWmé];

$NH_k$ : Número de UHE do subsistema  $k$ ;

$GT_{j_k,t,p}$ : Geração da  $j$ -ésima usina térmica do subsistema  $k$  no patamar de carga  $p$  durante o período  $t$  [MWmé];

$NT_k$ : Número de usinas térmicas do subsistema  $k$ ;

$DEF_{k,t,p}$ : Déficit de energia do subsistema  $k$  no patamar de carga  $p$  durante o período  $t$  [MWmé];

$\Omega_k$ : Conjunto de subsistemas diretamente conectado ao subsistema  $k$ ;

$INT_{nk,t,p}$ : Intercâmbio de energia do subsistema  $n$  para o subsistema  $k$  do patamar de carga  $p$  durante o período  $t$  [MWmé];

$L_{k,t,p}$ : Carga do subsistema  $k$  no patamar de carga  $p$  durante o período  $t$  [MWmé], subtraída das pequenas gerações;

$p$ : Patamar de carga;

NP: Número de patamares de carga.

O problema pode ser dividido em quatro tipos de equações:

- a equação (11) representa a função objetivo do problema;
- o conjunto de equações (12) representam as restrições de balanço hídrico;
- o conjunto de equações (13) representam as restrições de atendimento à demanda nos três patamares de carga;
- o conjunto de inequações (14) a (19) representam os limites sobre as variáveis.

A função objetivo do problema é a minimização do custo da geração térmica e eventuais déficits de energia. O conjunto de equações de balanço hídrico relaciona o volume

do reservatório de uma usina com o volume anterior, as afluências e as perdas por transposição, evaporação e irrigação e determina como deve ser a operação hidrelétrica. Cada bacia hidrográfica possui sua equação de balanço hídrico. O conjunto de equações de atendimento à demanda (leve, pesada e intermediária) estabelece como a carga está sendo atendida. Por fim, o conjunto de inequações diz respeito aos limites máximos e mínimos de capacidade de armazenamento nos reservatórios das hidrelétricas, capacidade da vazão turbinada, geração termelétrica e intercâmbios. As variáveis de déficit e vertimento possuem apenas limite inferior.

# CAPÍTULO 4

## 4 MÉTODOS DE PONTOS INTERIORES

---

Este capítulo tem por objetivo descrever os métodos numéricos que são empregados na resolução do problema de despacho hidrotérmico mostrado no capítulo anterior. Tais métodos formulam o problema como um problema de PL, na qual a função objetivo, o conjunto de restrições de igualdade e de desigualdade são funções lineares das variáveis do problema de otimização.

Inicialmente será apresentado um breve histórico dos métodos de otimização para problemas de PL, desde o Simplex, desenvolvido por George B. Dantzig em 1949, até os métodos de PI primal-dual e primal-dual preditor-corretor que são utilizados para resolução do problema de despacho hidrotérmico.

### 4.1 Breve Histórico

A literatura sobre a solução de problemas de PL é vasta e os métodos numéricos utilizados são bastantes conhecidos. O método Simplex foi largamente utilizado entre os anos de 1950 e 1980, sendo praticamente imbatível por outras estratégias para solução de problemas de PL quanto ao tempo de processamento e confiabilidade (WRIGHT, 2004).

Nas décadas de 60 e 70, a importância das pesquisas sobre complexidade computacional cresceu e, junto com ela, o descontentamento de pesquisadores dessa área sobre o método simplex. Tal insatisfação foi motivada por um fundamento teórico da ciência da computação de que um algoritmo rápido deve apresentar tempo polinomial, ou seja o

número de operações necessárias para resolver o problema é limitado por um polinômio que é função da dimensão do problema.

O método simplex é um método que inicia de uma solução básica inicial (um vértice da região factível) e, se este ponto não é o ótimo, move para um vértice adjacente do poliedro, através da mudança de base que fornece um valor melhor para função objetivo. Este procedimento de mudança de base é repetido diversas vezes até que a solução ótima é obtida, se ela existir. Em consequência deste fato, o método Simplex é um método de complexidade exponencial para o pior caso possível.

O primeiro algoritmo de PL de complexidade polinomial reconhecido é o método elipsoidal de Khachiyan, desenvolvido em 1979 (KHACHIYAN, 1979). Enquanto que na análise de complexidade de pior caso o método Simplex é classificado como um método ruim o de Khachiyan é um método muito melhor. Contudo, o tempo de processamento requerido pelo método elipsoidal é, na prática, extremamente elevado, o que torna esse método muito mais lento que o simplex na maioria dos problemas práticos.

O primeiro método de PI foi proposto por Frisch em 1955, o qual é um método de barreira logarítmica que foi posteriormente desenvolvido por Fiacco e McCormick. Desde então, a pesquisa sobre métodos de PI vivenciou uma expansão impressionante, tanto na teoria quanto na prática (QUINTANA *et al*, 2000). KARMARKAR (1984) anunciou um método de PL de tempo polinomial que reportava tempos de solução que o tornava muito mais rápido que o método Simplex para problemas grandes.

O método de Karmarkar é um método primal (WRIGHT, 1997), ou seja, é descrito, motivado e implementado puramente em termos do problema primal, sem referência ao dual. Seu algoritmo é baseado em transformações projetivas não lineares (QUINTANA *et al*, 2000). A cada iteração, o método faz uma transformação projetiva do conjunto factível primal que leva a solução atual ao centro do conjunto e caminha no espaço transformado (KARMARKAR, 1984; FLETCHER, 1987).

Outro recurso que pode ser utilizado são os métodos de *penalidade* e de *barreira*, que são procedimentos para resolver problemas de otimização restritos como uma sequência de



problemas irrestritos. No caso de penalidades é adicionada à função objetivo um termo que resulta em alto custo para violação de restrições, e, no caso de barreiras, um termo que favorece PI a região viável. MEGIDDO (1989) ao propor o uso simultâneo de uma barreira logarítmica no problema primal e dual desenvolveu o método primal-dual de barreira logarítmica que será detalhado nas próximas seções.

MEHROTRA (1992) descreve uma implementação de método de PI de segunda ordem que se mostrou bastante efetivo e que passou a ser a base da maioria dos códigos relacionados a PI. O método primal-dual preditor-corretor desenvolvido por ele é altamente eficiente computacionalmente porque uma direção de busca muito mais eficiente é obtida pela resolução de dois sistemas lineares na mesma iteração. Essas soluções, conhecidas como passo preditor e passo corretor, envolvem a mesma matriz de coeficientes com dois vetores independentes diferentes. Portanto, há pouco trabalho adicional para calcular o passo corretor utilizando a fatorização da matriz no passo preditor. O método primal-dual preditor-corretor também será detalhado nas próximas seções.

Nas próximas seções será apresentada a forma padrão do problema de DHO como um problema de PL e também serão detalhados os métodos de PL utilizados nesse trabalho.

## 4.2 Formulação Geral do Problema de Otimização

Como exposto nos capítulos anteriores, o planejamento energético de um sistema elétrico visa definir um plano de geração para cada usina de potência a fim de minimizar os custos operacionais no período de estudo. O despacho ótimo fornece o melhor plano de geração de potência e intercâmbios entre subsistemas, atendendo a carga de forma mais econômica possível. O problema é formulado e mostrado no tópico 3.5 como um problema de PL, ou seja, um problema em tanto a função objetivo quanto as restrições são lineares e também pode ser visto na forma mostrada abaixo.

$$\begin{aligned} & \text{Minimize } c^T x' \\ & \text{Sujeito a: } Ax' = b' \\ & \quad \quad \quad l \leq x' \leq u' \end{aligned} \tag{20}$$

em que:

$x' \in \mathbb{R}^n$  é um vetor de variáveis de decisão, incluindo as variáveis de controle e estado;

$A \in \mathbb{R}^{m \times n}$ ,  $b' \in \mathbb{R}^m$ ,  $c' \in \mathbb{R}^n$  são constantes;

$l$  e  $u'$  são os limites mínimos sobre as variáveis  $x'$ , correspondentes a limites físicos e operacionais do sistema.

Através de simples transformações matemáticas, o problema de DHO anterior pode ser escrito na seguinte forma:

$$\begin{aligned} & \text{Minimize } c^T x \\ & \text{Sujeito a: } Ax = b \\ & \quad 0 \leq x \leq u \end{aligned} \tag{21}$$

em que:  $x = x' - l$ ,  $u = u' - l$  e  $b = b' - Al$

Essa será a formulação utilizada para o desenvolvimento dos algoritmos de solução, pois resulta em um problema de otimização de menor dimensão. Nas duas próximas seções serão detalhados os métodos primal-dual e primal-dual preditor-corretor para resolução do problema de DHO apresentado.

### 4.3 Método Primal-Dual de Pontos Interiores

Para resolver o problema (21) o método primal-dual de PI opera sobre o seguinte problema modificado de barreira logarítmica.

$$\begin{aligned} & \text{Minimize } c^T x - \mu_k \sum_{i=1}^n (\ln x_i + \ln s_i) \\ & \text{Sujeito a: } Ax = b \\ & \quad x - u + s = 0 \\ & \quad x > 0, s > 0 \end{aligned} \tag{22}$$

em que  $\mu_k$  é o parâmetro de barreira que decresce para zero a medida que o processo iterativo progride, ou seja,  $\mu_0 > \mu_1 > \mu_2 > \dots > \mu_\infty = 0$ . As condições de estrita positividade ainda são requeridas para que os termos logarítmicos sejam definidos. Contudo, essas condições são

tratadas implicitamente por meio do controle do comprimento de passo, conforme descrito nos tópicos subsequentes.

Como no Problema (22) todas as restrições são de igualdade, pode-se estabelecer as condições de otimalidade, para  $\mu_k$  fixo, em termos da função de Lagrange  $L(y; \mu_k)$  que é associada ao problema, definida como:

$$L(y; \mu_k) = c^T x - \lambda^T (Ax - b) + w^T (x - u + s) - \mu_k \sum_{i=1}^n (\ln x_i + \ln s_i) \quad (23)$$

em que  $\lambda \in R^m$  e  $w \in R^n$  são vetores de multiplicadores de Lagrange ou variáveis duais, e  $y = (x, s, \lambda, w)$  é um vetor aglomerando todas as variáveis. O mínimo da equação (23) é caracterizado por um ponto estacionário de  $L(y; \mu_k)$ , o qual deve satisfazer as condições necessárias de otimalidade de primeira-ordem de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) (NOCEDAL *et al.*, 1999):

$$\nabla_y L(y; \mu_k) = \begin{bmatrix} A^T \lambda + z - w - c \\ Ax - b \\ x - u + s \\ Xz - \mu_k e \\ Sw - \mu_k e \end{bmatrix} = 0 \quad (24)$$

em que  $X$  e  $S$  são matrizes diagonais com  $X_{ii} = x_i$  e  $S_{ii} = s_i$ , e  $e = (1, 1, \dots, 1)$  é um vetor de 1's de dimensão apropriada.

Uma iteração do método primal-dual de PI para resolver o problema (21) aplica uma iteração do método de Newton para achar raízes de equações sobre (24), calcula um comprimento de passo na direção de Newton, atualiza as variáveis, se testa a convergência e caso necessário atualiza o parâmetro de barreira  $\mu_k$  para a iteração seguinte. O processo termina quando as inviabilidades primal e dual e o resíduo de complementaridade estão abaixo de tolerâncias pré-definidas. Os passos do algoritmo serão detalhados nos tópicos subsequentes.

### 4.3.1 Cálculo das Direções de Busca

O sistema (24) é ligeiramente não-linear nas condições de complementaridade (dois últimos conjuntos de equações), e os métodos de PI aplicam apenas uma iteração do método de Newton, o que consiste em resolver o seguinte sistema para encontrar a correção  $\Delta y$ :

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I & 0 & -I \\ A & 0 & 0 & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & I & 0 \\ Z & 0 & X & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & W & S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta z \\ \Delta s \\ \Delta w \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} A^T \lambda + z - w - c \\ Ax - b \\ x - u + s \\ Xz - \mu_k e \\ Sw - \mu_k e \end{bmatrix} \quad (25)$$

em que  $Z = \text{diag}(z_1, z_2, \dots, z_n)$ ,  $W = \text{diag}(w_1, w_2, \dots, w_n)$  e  $I$  é a matriz identidade de ordem  $n$ .

### 4.3.2 Cálculo dos Comprimentos de Passo Primal e Dual

Uma vantagem do método primal-dual de PI é que o mesmo permite a utilização de comprimentos de passo distintos nos espaços primal e dual. Os comprimentos de passo primal  $\alpha_k^P$  e dual  $\alpha_k^D$  são escolhidos de forma independente, de forma que cada elemento dos vetores primais  $x$  e  $s$  e dos vetores duais  $z$  e  $w$  permaneçam estritamente positivo. Isso é conseguido encontrando-se o menor dos máximos comprimentos de passo, na forma:

$$\alpha_k^P = \min\{1, \gamma * \min\left\{-\frac{x_i^k}{\Delta x_i} \mid \Delta x_i < 0, -\frac{s_i^k}{\Delta s_i} \mid \Delta s_i < 0\right\}\} \quad (26)$$

$$\alpha_k^D = \min\{1, \gamma * \min\left\{-\frac{z_i^k}{\Delta z_i} \mid \Delta z_i < 0, -\frac{w_i^k}{\Delta w_i} \mid \Delta w_i < 0\right\}\} \quad (27)$$

O escalar  $\gamma = 0,99995$  é o valor típico para o fator de segurança de forma a assegurar que o próximo ponto satisfará as condições de estrita positividade, ou seja,  $(x_k + \alpha_k^P \Delta x) > 0$ ,  $(s_k + \alpha_k^P \Delta s) > 0$ ,  $(z_k + \alpha_k^D \Delta z) > 0$  e  $(w_k + \alpha_k^D \Delta w) > 0$ . Pode-se considerar também um valor único para o comprimento de passo como o menor dentre os valores para passo primal e dual, ou seja,  $\alpha_k^P = \alpha_k^D = \min\{\alpha_k^P, \alpha_k^D\}$ . Na prática o uso de passos distintos em problemas de PL implica na redução do tempo de processamento por meio do menor número de iterações requerido para se obter a convergência.

### 4.3.3 Atualização das Variáveis

Uma vez calculado os comprimentos de passo primal e dual, as variáveis são atualizadas da seguinte forma:

$$x_{k+1} = x_k + \alpha_k^P \Delta x \quad (28)$$

$$s_{k+1} = s_k + \alpha_k^P \Delta s \quad (29)$$

$$\lambda_{k+1} = \lambda_k + \alpha_k^D \Delta \lambda \quad (30)$$

$$w_{k+1} = w_k + \alpha_k^D \Delta w \quad (31)$$

$$z_{k+1} = z_k + \alpha_k^D \Delta z \quad (32)$$

em que  $\alpha_k^P \in (0,1]$  e  $\alpha_k^D \in (0,1]$  são os comprimentos de passo primal e dual, mostrado como são obtidos anteriormente.

### 4.3.4 Redução do Parâmetro de Barreira

Há vários esquemas de atualização do valor do  $\mu_k$ . O mais utilizado é baseado sobre o resíduo das condições de complementaridade, o qual é calculado por:

$$\rho_k = x_k^t z_k + s_k^t w_k \quad (33)$$

O relacionamento entre  $\rho_k$  e  $\mu_k$  que é implícito em (33),

$$\rho_k = x_k^t z_k + s_k^t w_k = 2n\mu_k \quad (34)$$

sugere que  $\mu_k$  pode ser reduzido em função do decréscimo do resíduo de complementariedade da seguinte forma:

$$\mu_{k+1} = \sigma \frac{\rho_k}{2n} \quad (35)$$

O parâmetro  $\sigma \in (0,1)$  é denominado de parâmetro de centralização. Um valor típico para PL é  $\sigma = 0,1$ .

### 4.3.5 Teste de Convergência

O algoritmo de PI é dito convergido quando satisfizer simultaneamente os seguintes critérios:

$$\max \left\{ \frac{\|Ax-b\|}{1+\|b\|}, \frac{\|x+s-u\|}{1+\|b\|} \right\} < \varepsilon \quad (36)$$

$$\frac{\|A^t\lambda+z-w-c\|}{1+\|c\|} < \varepsilon \quad (37)$$

$$\rho_k < \varepsilon \quad (38)$$

A condição (36) representa a viabilidade primal, a condição (37) representa a viabilidade dual e a (38) representa a condição de complementaridade. O valor para  $\varepsilon$  utilizado nesse trabalho é  $\varepsilon = 10^{-8}$ . O Algoritmo 1 abaixo apresenta o passo a passo do método primal-dual de PI.

#### Algoritmo 1 – Método Primal-Dual de Pontos Interiores

1. Faça  $k = 0$ , escolha  $\mu_0 > 0$  e escolha um ponto inicial  $y_0$  tal que  $(x_0, z_0, s_0, w_0) > 0$ .
2. Obtenha o sistema de Newton para (24) no ponto  $y_k$  e resolva

$$\nabla_{yy}^2 L(y_k, \mu_k) \Delta y = -\Delta_y L(y_k, \mu_k)$$

Para a direção de busca  $\Delta y$ .

3. Calcule a nova estimativa da solução por

$$y_{k+1} = y_k + \alpha_k \Delta y$$

em que  $\alpha_k$  é dado por (26) e (27)

4. Se  $y_k$  satisfaz o teste de convergência dado por (36), (37) e (38)

então FIM. Senão, calcule  $\mu_{k+1} < \mu_k$ , faça  $k \leftarrow k+1$ , e retorne para o passo 2.

Fonte: próprio autor.

## 4.4 Método Primal-Dual Predictor-Corretor de Pontos Interiores

A solução do sistema (25), computacionalmente, é a tarefa mais onerosa do método primal-dual de PI. O cálculo do vetor de  $\Delta y$  envolve a fatorização da matriz dos coeficientes e

a solução de dois sistemas triangulares utilizando essa fatorização. Como a fatorização da matriz é muito mais onerosa do que a solução de dois sistemas triangulares, pensou-se ser possível melhorar o desempenho do algoritmo PI por meio da redução do número total de fatorizações de matrizes a um mínimo necessário. Essa é a ideia central para o método primal-dual preditor-corretor introduzido por Kojima, Mizuno e Yoshise, e posteriormente desenvolvido por Mehrotra (MEHROTRA, 1992).

Para obtermos o algoritmo Primal-Dual Preditor-Corretor de Mehrotra, em vez de aplicarmos o método de Newton a Equação (24) para obtermos a correção  $\Delta y$  para  $y_k$ , substituímos o novo ponto

$$y_{k+1} = y_k + \alpha_k \Delta y \quad (39)$$

diretamente em (24), para obtermos a aproximação

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I & 0 & -I \\ A & 0 & 0 & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & I & 0 \\ Z & 0 & X & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & W & S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta z \\ \Delta s \\ \Delta w \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} A^T \lambda + z - w - c \\ Ax - b \\ x - u + s \\ Xz \\ Sw \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \mu_k e \\ \mu_k e \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \Delta X \Delta z \\ \Delta S \Delta w \end{bmatrix} \quad (40)$$

em que  $\Delta X = \text{diag}(\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n)$ , e  $\Delta S = \text{diag}(\Delta s_1, \Delta s_2, \dots, \Delta s_n)$ .

A maior diferença entre os sistemas de equações (25) e (40) é que o vetor do lado direito de (40) não pode ser determinado de antemão por causa dos  $\Delta$  – *termos* não-lineares  $\Delta X \Delta z$  e  $\Delta S \Delta w$ . A direção  $\Delta y$  que é obtida de (40) consiste de três componentes, digamos:

$$\Delta y = \Delta y_{af} + \Delta y_{ce} + \Delta y_{co} \quad (41)$$

em que cada componente é determinada por um dos três vetores no lado direito de (40). As três componentes de direções podem ser interpretadas:

- $\Delta y_{af}$ : é uma direção “*affine-scaling*”, ou direção pura de Newton que é obtida quando  $\mu_k = 0$  no sistema (25). Esta direção é responsável pela “otimização”, ou seja, reduzir as inviabilidades primal e dual e o resíduo de

complementaridade. A direção “*affine-scaling*” é determinada pelo primeiro vetor do lado direito de (40), ou seja, como a solução do sistema

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I & 0 & -I \\ A & 0 & 0 & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & I & 0 \\ Z & 0 & X & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & W & S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta z \\ \Delta s \\ \Delta w \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} A^T \lambda + z - w - c \\ Ax - b \\ x - u + s \\ Xz \\ Sw \end{bmatrix} \quad (42)$$

- $\Delta y_{ce}$ : é uma direção de centralização, cujo tamanho é dado pelo parâmetro de barreira  $\mu_k$  que é escolhido adaptativamente. A direção de centralização tenta manter a iteração longe do limite da região viável e na forma ideal mantém próxima a região de barreira, aumentando assim as chances de se dar um grande passo na próxima iteração.  $\Delta y_{ce}$  é obtido pelo segundo vetor no lado direito de (40), ou seja, como solução do sistema

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I & 0 & -I \\ A & 0 & 0 & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & I & 0 \\ Z & 0 & X & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & W & S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta z \\ \Delta s \\ \Delta w \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \mu_k e \\ \mu_k e \end{bmatrix} \quad (43)$$

- $\Delta y_{co}$ : é a direção corretora que ajuda a compensar algumas das não-linearidades na direção “*affine-scaling*”. A direção corretora é determinada pelo terceiro vetor do lado direito de (40), ou seja, como solução do sistema

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I & 0 & -I \\ A & 0 & 0 & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & I & 0 \\ Z & 0 & X & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & W & S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta z \\ \Delta s \\ \Delta w \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \Delta X \Delta z \\ \Delta S \Delta w \end{bmatrix} \quad (44)$$

As direções  $\Delta y_{af}$  e  $\Delta y_{ce}$  combinadas definem a direção de Newton que é calculada em (25). Entretanto, para lidar com as não-linearidades em (40), a direção “*affine-scaling*” é calculada separadamente, e a priori, da direção de centralização. Desta forma pode-se calcular  $\mu_{k+1}$  de uma forma mais adaptativa e aproximar os  $\Delta$  – termos de segunda ordem  $\Delta X \Delta z$  e  $\Delta S \Delta w$ .



#### 4.4.1 O Passo Preditor

Para determinar um passo que aproximadamente satisfaz (40), primeiro retiramos os  $\mu_k$  – termos e os  $\Delta$  – termos no lado direito de (40) e resolvemos para a direção “*affine-scaling*”

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I & 0 & -I \\ A & 0 & 0 & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & I & 0 \\ Z & 0 & X & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & W & S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_{af} \\ \Delta \lambda_{af} \\ \Delta z_{af} \\ \Delta s_{af} \\ \Delta w_{af} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} A^T \lambda_k + z_k - w_k - c \\ Ax_k - b \\ x_k - u + s_k \\ X_k z_k \\ S_k w_k \end{bmatrix} \quad (45)$$

A direção  $\Delta y_{af}$  é então utilizada em duas formas distintas: (i) para aproximar os  $\Delta$  – termos no lado direito da equação (40) e (ii) para dinamicamente estimar o parâmetro de barreira  $\mu_{k+1}$ .

Para estimar  $\mu_{k+1}$ , primeiro consideramos a regra padrão em (26) e (27) para o cálculo do comprimento de passo, para determinarmos o passo  $\alpha_{af}$  que seria dado se a direção  $\Delta y_{af}$  fosse de fato utilizada:

$$\alpha_{af}^P = \min\{1, \gamma * \min\left\{-\frac{x_i^k}{\Delta x_i^{af}} \left| \Delta x_i^{af} < 0, -\frac{s_i^k}{\Delta s_i^{af}} \left| \Delta s_i^{af} < 0\right.\right\}\right\} \quad (46)$$

$$\alpha_{af}^D = \min\{1, \gamma * \min\left\{-\frac{z_i^k}{\Delta z_i^{af}} \left| \Delta z_i^{af} < 0, -\frac{w_i^k}{\Delta w_i^{af}} \left| \Delta w_i^{af} < 0\right.\right\}\right\} \quad (47)$$

Segundo, calculamos uma estimativa do resíduo de complementaridade por:

$$\rho_{af} = (x_k + \alpha_{af}^P \Delta x_{af})^T (z_k + \alpha_{af}^D \Delta z_{af}) + (s_k + \alpha_{af}^P \Delta s_{af})^T (w_k + \alpha_{af}^D \Delta w_{af}) \quad (48)$$

Uma estimativa  $\mu_{af}$  é obtida para  $\mu_{k+1}$  a partir de:

$$\mu_{af} = \min\left\{\left(\frac{\rho_{af}}{\rho_k}\right)^2, 0,2\right\} \frac{\rho_{af}}{n} \quad (49)$$

Este procedimento escolhe  $\mu_{af}$  para ser pequeno se a direção  $\Delta y_{af}$  produz um decréscimo grande no resíduo de complementaridade, ou seja, se  $\rho_{af} \ll \rho_k$ , e escolhe  $\mu_{af}$  grande caso contrário.

#### 4.4.2 O Passo Corretor

Em vez de calcularmos a direção composta de  $\Delta y_{ce} + \Delta y_{co}$  para adicionar a  $\Delta y_{af}$  e então obtermos  $\Delta y$ , calculamos a direção de Newton  $\Delta y$  completa:

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I & 0 & -I \\ A & 0 & 0 & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & I & 0 \\ Z & 0 & X & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & W & S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta z \\ \Delta s \\ \Delta w \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} A^T \lambda + z - w - c \\ Ax - b \\ x - u + s \\ Xz - \mu_{af} e + \Delta X \Delta z \\ Sw - \mu_{af} e + \Delta S \Delta w \end{bmatrix} \quad (50)$$

Utilizando a direção  $\Delta y$  que é calculada em (50), obtemos os comprimentos de passos  $\alpha_k^P$  e  $\alpha_k^D$  como dados por (26) e (27), atualizamos as variáveis por (28) a (32) e atualizamos o parâmetro de barreira por (35).

Uma vez que os passos preditor e corretor são baseados sobre a mesma fatorização de matriz (ver as matrizes de coeficientes (45) e (50)), o esforço adicional no método primal-dual preditor-corretor está na solução do sistema linear extra para calcular a direção  $\Delta y_{af}$ , e no teste extra utilizado para calcular  $\mu_{af}$ . Pelo fato do parâmetro de barreira ter sido calculado adaptativamente, o problema converge mais rapidamente para o ótimo, diminuindo o número de iterações e o tempo computacional. O Algoritmo 2 apresenta o passo a passo do método primal-dual preditor-corretor de PI.

#### Algoritmo 2 – Método Primal-Dual Preditor-Corretor de Pontos Interiores

1. Faça  $k = 0$ , escolha  $\mu_0 > 0$  e escolha um ponto inicial  $y_0$  tal que  $(x_0, z_0, s_0, w_0) > 0$ .
2. Forme a matriz  $\nabla_{yy}^2 L(y_k, \mu_k)$  e obtenha sua fatorização.
  - (a) Resolva o sistema (45) para a direção  $\Delta y_{af}$ . Calcule  $\alpha_{af}^P$  e  $\alpha_{af}^D$  dado por (46) e (47) e obtenha  $\mu_{af}$  de (49)
  - (b) Resolva o sistema (50) para a direção de busca  $\Delta y$ .
3. Calcule a nova estimativa da solução por

$$y_{k+1} = y_k + \alpha_k \Delta y$$

em que  $\alpha_k$  é dado por (26) e (27)

4. Se  $y_k$  satisfaz o teste de convergência dado por (36), (37) e (38) então FIM. Senão, calcule  $\mu_{k+1} < \mu_k$ , faça  $k \leftarrow k+1$ , e retorne para o passo 2.

Fonte: próprio autor.

## 4.5 Método Primal-Dual e Primal-Dual Preditor-Corretor Práticos

Os métodos primal-dual e primal-dual preditor-corretor apresentados nas seções anteriores são bastante robustos quando aplicados em problemas reais, mas os algoritmos de solução para problemas de grande dimensão, como os de despacho hidrotérmico, precisam ser modificados visando à redução do tempo de processamento requerido. A solução direta do sistema linear (25) requer a fatorização da matriz dos coeficientes, cuja dimensão é  $(4n + m) \times (4n + m)$ , e a solução de dois sistemas triangulares, um inferior e outro superior. Por isso, algoritmos práticos para solução de problemas de grande porte realizam algumas modificações quanto à forma de resolver o sistema linear (25).

De acordo com (ZHANG, 1996), um procedimento prático é fracionar a solução do sistema (25) da seguinte forma:

1- Define-se para o passo preditor:

$$\begin{bmatrix} r_c \\ r_b \\ r_u \\ r_{xz} \\ r_{sw} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A^T \lambda + z - w - c \\ Ax - b \\ x - u + s \\ Xz \\ Sw \end{bmatrix} \quad (51)$$

e define-se para o passo corretor:

$$\begin{bmatrix} r_c \\ r_b \\ r_u \\ r_{xz} \\ r_{sw} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ -\mu_{af} e + \Delta X \Delta z \\ -\mu_{af} e + \Delta S \Delta w \end{bmatrix} \quad (52)$$

2- Define-se

$$D = [X^{-1}Z + S^{-1}W]^{-1} \quad (53)$$

$$r_c = r_c - [X^{-1}r_{xz} + S^{-1}(r_{sw} - Wr_u)] \quad (54)$$

- 3- Calcula-se a fatorização de Cholesky e obtém-se o vetor de correções  $\Delta\lambda$  da seguinte forma:

$$\Delta\lambda = (ADA^T)^{-1}\{-[r_b + A(Dr_c)]\} \quad (55)$$

- 4- Obtém-se os vetores de correções  $\Delta x$ ,  $\Delta z$ ,  $\Delta s$  e  $\Delta w$  da seguinte forma:

$$\Delta x = D(A^T\Delta\lambda + r_c) \quad (56)$$

$$\Delta z = -X^{-1}(Z\Delta x + r_{xz}) \quad (57)$$

$$\Delta s = -(\Delta x + r_u) \quad (58)$$

$$\Delta w = -S^{-1}(W\Delta s + r_{sw}) \quad (59)$$

Os passos 2 até 4 são realizados duas vezes pelo método primal-dual preditor-corretor a cada iteração, com exceção da obtenção da fatorização de Cholesky da matriz  $ADA^T$ , a qual é calculada apenas no passo preditor. No método primal-dual simples, os vetores são definidos da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} r_c \\ r_b \\ r_u \\ r_{xz} \\ r_{sw} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A^T\lambda + z - w - c \\ Ax - b \\ x - u + s \\ XZ - \mu_k e \\ SW - \mu_k e \end{bmatrix} \quad (60)$$

e os passos de 2 até 4 são realizados uma única vez a cada iteração. Com o vetor de correções  $\Delta y$  calculado acima são obtidos os comprimentos de passos dado por (26) e (27), atualiza-se as variáveis dadas por (28) a (32), o parâmetro de barreira dado por (35) e é realizado o teste de convergência. As modificações detalhadas nessa seção são fundamentais para a formulação de algoritmos para problema de grande porte, formando, portanto, a base para os algoritmos primal-dual e primal-dual preditor-corretor utilizados nas simulações.

A operação de maior custo computacional é a obtenção do vetor de correções (55), pois envolve a fatorização da matriz  $ADA^T$  de ordem  $m$ . Embora a matriz  $ADA^T$  não seja esparsa, devido à redução da dimensão dos problemas resolvidos, esta forma alternativa de cálculo é consideravelmente mais rápida que a solução direta do sistema linear (50), sendo, portanto, adotada neste trabalho.

# CAPÍTULO 5

## 5 dhoVisual<sup>3P</sup><sup>®</sup>

---

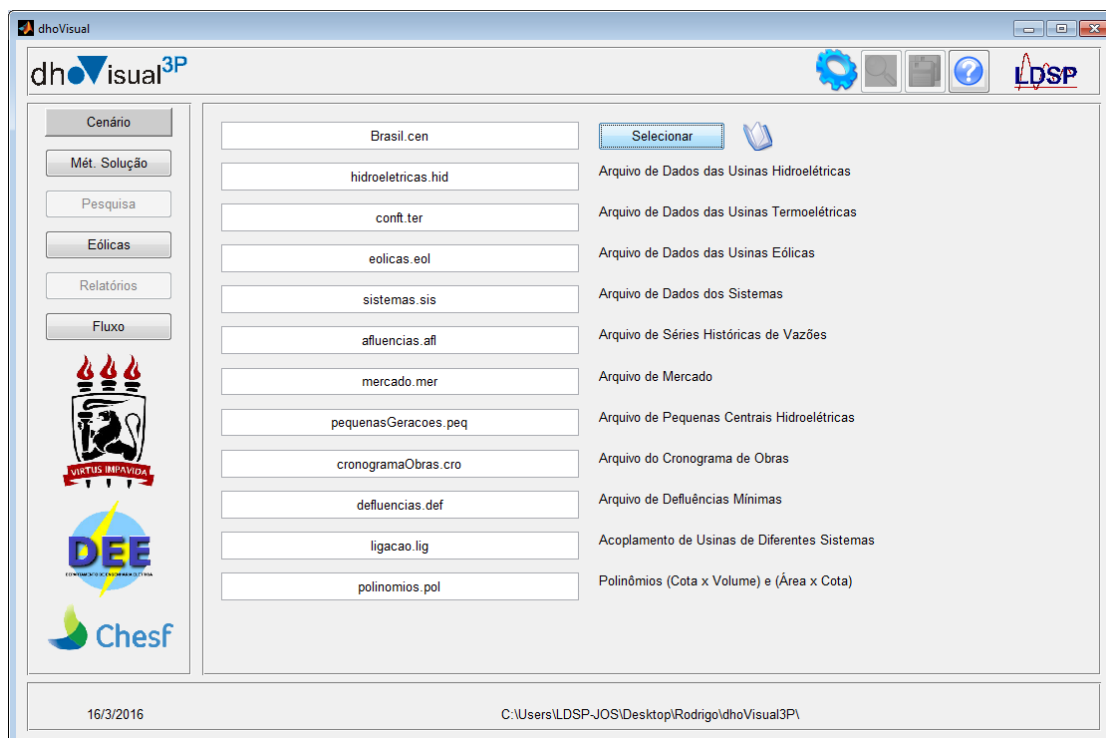
Com o objetivo de testar as metodologias propostas para solucionar problemas de DHO em três patamares de carga, descrito no capítulo 3, foi desenvolvido, pelo Laboratório Digital de Sistema de Potência, LDSP/UFPE, em parceria com a CHESF, um programa computacional no intuito de avaliar possíveis cenários energéticos do Brasil e suas regiões, denominado dhoVisual<sup>3P</sup><sup>®</sup>. O programa foi criado utilizando a linguagem de programação *Matlab*<sup>®</sup>, fazendo uso dos recursos gráficos do Graphics User Interface Design Environment (GUIDE), e contém as rotinas de PI descritas no Capítulo 4.

O dhoVisual<sup>3P</sup><sup>®</sup> tem por finalidade solucionar problemas de despacho hidrotérmico utilizando métodos de solução os quais montam e resolvem um problema de PL, no qual a função-objetivo e as restrições são funções lineares das variáveis do problema de otimização. Este capítulo tem como finalidade a apresentação do programa desenvolvido e suas funcionalidades. Serão apresentados a seguir os ambientes e todas as opções que o usuário do programa desenvolvido pode optar para otimização do sistema.

### 5.1 Ambiente Cenário

A tela inicial do dhoVisual<sup>3P</sup><sup>®</sup> é a apresentada na Figura 12 a seguir. Nesse ambiente é onde é carregado o cenário que será utilizado como base para resolução do sistema. É possível alterar o número de cascatas, UHE, UTE, bem como o período de simulação, que é baseado na hidrologia selecionada pelo usuário e a taxa de juros considerada.

Figura 12 – Ambiente Cenário



Fonte: próprio autor.

Logo após o cenário, arquivos previamente formatados de acordo com o caso de simulação desejado, o dhoVisual<sup>3P</sup>® lista os principais arquivos de geração:

- “hidroeletricas.hid” – Arquivo de banco de dados das UHE, em que são especificados os valores dos parâmetros dessas usinas. São exemplos de valores especificados nesse arquivo, a produtividade e evaporação;
- “conft.ter” – Arquivo de banco de dados das UTE. Esse arquivo, em conjunto com os arquivos “clast.ter” e “term.ter” (os dois últimos não são visualizados na interface), definem valores como custo e indisponibilidade das usinas térmicas. Os três arquivos são definidos pelo NEWAVE;
- “eolicas.eol” – Arquivo de banco de dados das usinas eólicas;
- “sistemas.sis” – Arquivo de banco de dados dos sistemas. Nesse arquivo são definidas as ligações entre subsistemas e, por exemplo, o custo de déficit de cada um dos sistemas;

- “afluencias.afl” – Arquivo de banco de dados das séries históricas de vazões afluentes. Esse arquivo foi construído a partir de dados disponibilizados pelo ONS;
- “mercado.mer” – Arquivo de banco de dados do mercado até 2027 (em conformidade com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2022).
- “pequenasGeracoes.peq” – Arquivo de banco de dados de pequenas gerações. Inclui usinas como PCH e EOL cujas gerações não são contabilizadas diretamente pelo ONS;
- “cronogramaObras.cro” – Arquivo que define o cronograma de obras das usinas previstas no Plano Decenal de Expansão de Energia 2022;
- “defluencias.def” – Arquivo que modifica limites de defluências mínimos de algumas usinas;
- “polinomios.pol” – Arquivo que define polinômios cota-área-volume.

Depois de selecionado o cenário de simulação o usuário deve ir para o método de solução apresentado a seguir.

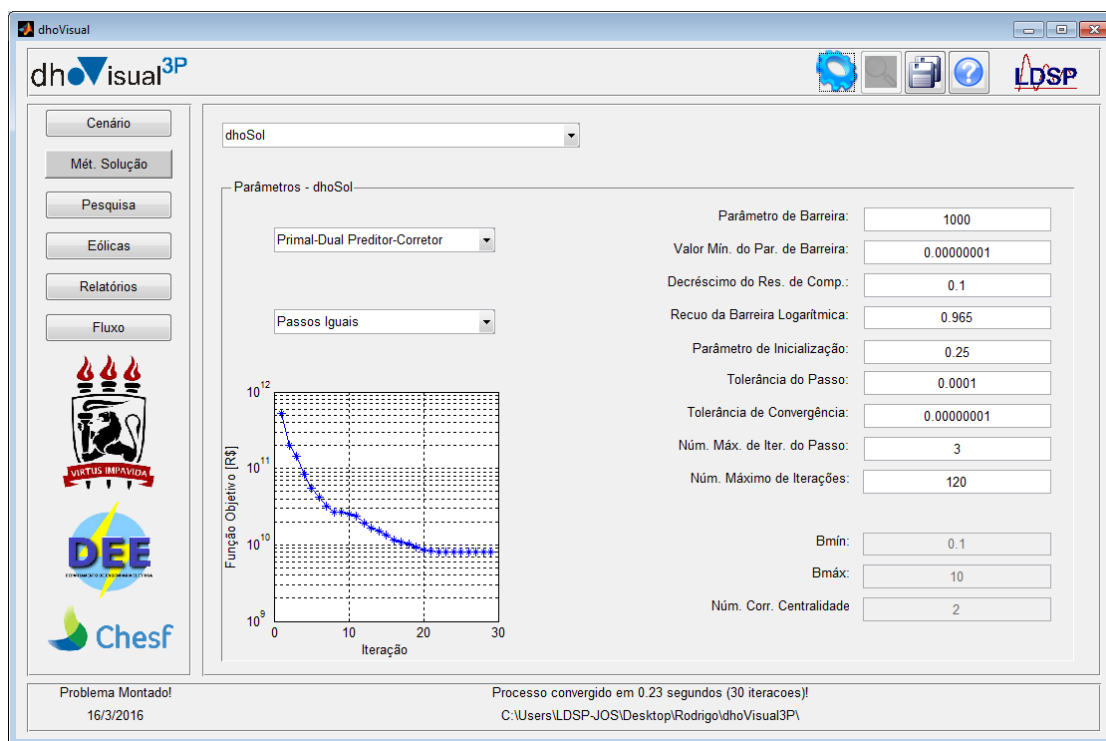
## 5.2 Ambiente Método de Solução

Nesse ambiente é possível escolher os métodos de solução para resolução do DHO escolhido no ambiente anterior. O dhoVisual<sup>3P</sup><sup>®</sup> dispõe de dois conjuntos de métodos de solução dhoSol e Linprog. O dhoSol consiste em um conjunto de dois algoritmos de PI: Primal Dual Simplex e Primal-Dual Predictor-Corretor. Métodos que já foram expostos no Capítulo 4 desta dissertação. Todos os algoritmos do dhoSol foram desenvolvidos pela equipe do LDSP que participou do projeto, portanto, possibilitam total controle sobre os parâmetros de otimização. O mesmo não ocorre caso a escolha do método seja o Linprog (ZHANG, 1996) e (ZHANG, 1999), já que o mesmo é uma rotina para solução de problemas de PL do próprio *Matlab*<sup>®</sup>.

Cada parâmetro dos algoritmos de PI é definido diretamente na interface por meio das respectivas caixas de edição. O programa aconselha valores padrões para todos os parâmetros,

sendo a alteração dos mesmos indicada apenas para usuários familiarizados com os métodos de PI. Cada parâmetro modifica características do processo de convergência e o acesso para eventual modificação é útil, por exemplo, quando se deseja acelerar o processo de convergência. Na Figura 13 é possível ver o ambiente Método de Solução.

**Figura 13** – Ambiente Método de Solução



Fonte: próprio autor.

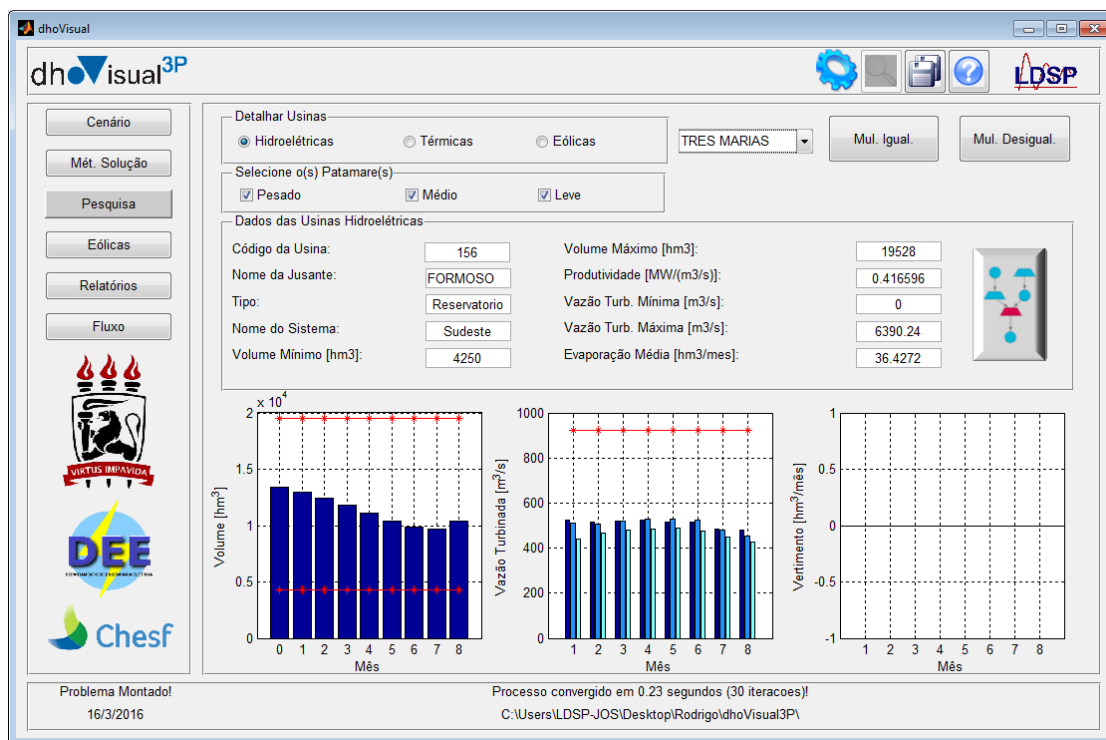
Depois de otimizado o despacho é mostrado na tela o número de iterações, o tempo necessário para resolução do problema e o gráfico com a redução da função objetivo.

### 5.3 Ambiente Pesquisa

Com a resposta obtida depois dos passos anteriores é possível acessar as opções de pesquisa e de relatórios. No ambiente de Pesquisa é possível conferir mês a mês a situação dos reservatórios, o volume turbinado e o volume vertido para cada patamar e para cada usina hidrelétrica, bem como os seus dados, conforme Figura 14.

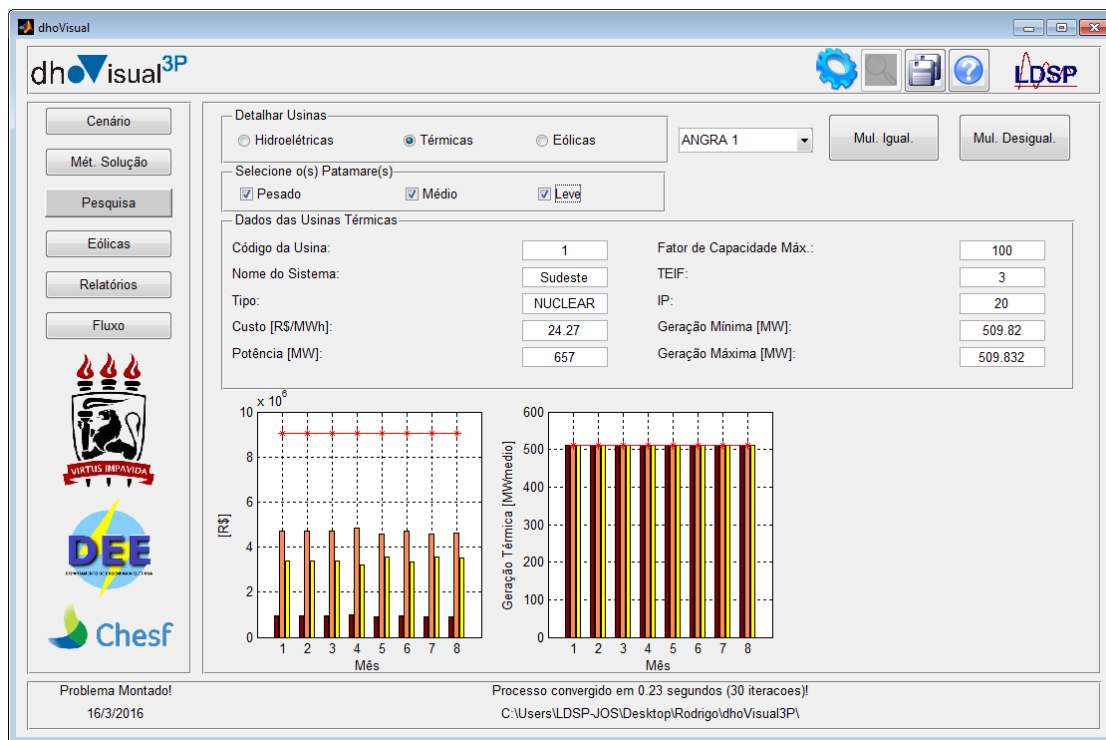


Figura 14 – Ambiente Pesquisa – Hidrelétricas



Fonte: próprio autor.

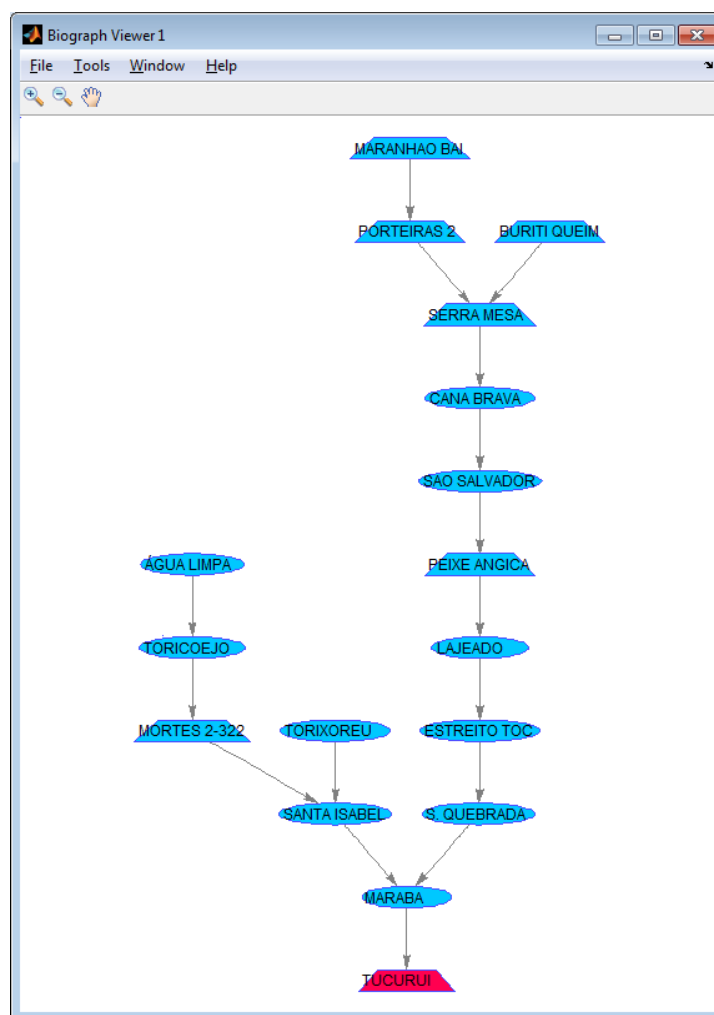
Figura 15 – Ambiente Pesquisa – Termelétricas



Fonte: próprio autor.

Já para as térmicas é possível conferir mês a mês o custo em cada patamar e a geração de cada usina termelétrica, bem como os seus dados, conforme visto na Figura 15. No ambiente de pesquisa, quando é consultada uma usina hidrelétrica, é possível também ver a qual cascata tal usina pertence, sua posição nessa cascata, destacada em vermelho e quais usinas são reservatório e quais são fio d'águas, conforme Figura 16.

**Figura 16** – Ambiente Pesquisa – Cascata



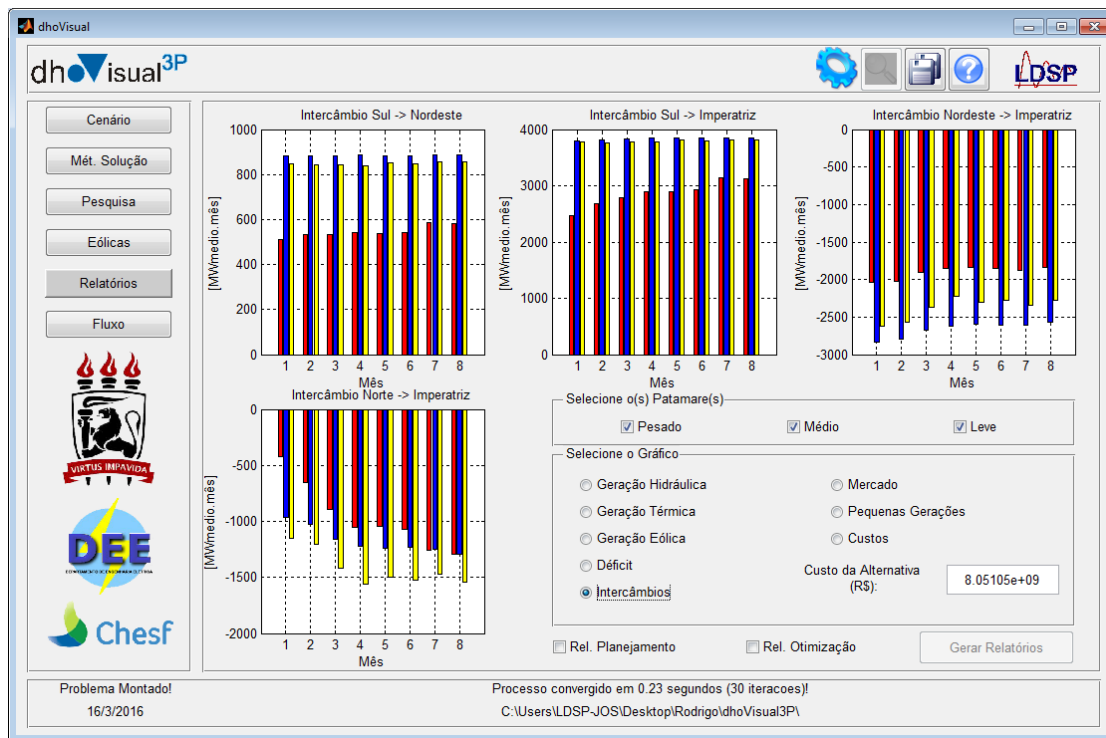
Fonte: próprio autor.

## 5.4 Ambiente Relatórios

No ambiente Relatórios, mostrado na Figura 17, é possível ver a geração hidráulica, térmica, possíveis déficits, intercâmbios entre os subsistemas, o mercado atendido, a pequena

geração considerada, os custos da geração e o custo da alternativa. Também é possível gerar o relatório de otimização e o relatório de planejamento.

**Figura 17 – Ambiente Relatórios**



Fonte: próprio autor.

O relatório de otimização, quando pedido, possui a data e hora que foi gerado, os arquivos de leitura de dados, o nome do caso, o resumo da convergência, com o método, critério de passo, número de iterações, valor final da função objetivo, viabilidade primal e dual e a condição de complementaridade, além dos resumos dos parâmetros utilizados e a dimensão do problema. Já o relatório de planejamento, quando solicitado, possui a data e hora que foi gerado, os arquivos de leitura, nome do caso e as informações, para os três patamares de carga, da geração hidráulica, térmica, déficit, intercambio entre os subsistemas, mercado, pequenas gerações e custos de geração térmica e déficit.

O custo da alternativa, que é mostrado na tela, é dado pela equação (61) a seguir:

$$C_{alt} = \sum_{j=1}^n \frac{c_j}{(1+i)^j} \tag{61}$$

onde:

$C_{alt}$ : Custo da alternativa [R\$];

$c_j$ : Custo de toda geração térmica e possíveis déficits no mês  $j$  [R\$];

$i$ : Taxa de juros, escolhida pelo usuário no ambiente cenário [%];

$n$ : Número de meses da simulação;

$j$ : Mês em questão.

## 5.5 Outras opções

O dhoVisual<sup>3P®</sup> ainda conta com duas opções para o usuário, são elas: Eólicas e Fluxo. Na opção Eólicas é possível carregar três usinas eólicas a partir de arquivos de geração, por distribuição de Weibull ou Curva de Potência. Essa opção não é utilizada neste trabalho, pois a geração eólica já está incluída nas pequenas gerações. Assim, caso seja utilizada, configuraria uma duplicidade de geração. Porém, tal opção poderia ser utilizada no caso de usinas eólicas não previstas no PDE.

Já na opção Fluxo, a partir da resposta do DHO, é possível fazer o redespacho da geração, em todas as barras do Nordeste, considerando seus intercâmbios. Essa função distribui adequadamente a geração e a carga através das respectivas barras, com os dados oriundos do deck do NEWAVE, e roda um fluxo de carga DC. Caso haja violação nos limites elétricos, a geração sofre um redespacho através de outra função de minimização, a fim de que todos os limites sejam respeitados.

# CAPÍTULO 6

## 6 RESULTADOS

---

Com o objetivo de verificar a capacidade da ferramenta computacional desenvolvida, *dhoVisual*<sup>3P</sup><sup>®</sup>, e a eficiência dos métodos de PI mostrados nos capítulos anteriores, foram realizadas diversas simulações para diferentes cenários energéticos brasileiro. Uma análise entre os cenários simulados é mostrada nos tópicos subsequentes.

Este capítulo apresenta os resultados das simulações para um estudo de caso do problema de planejamento da operação energética de sistemas de geração de energia elétrica. Foram simulados períodos de cinco e de dez anos, com hidrologias favoráveis e desfavoráveis, para otimização com os métodos primal-dual e primal-dual preditor-corretor, com passos iguais e distintos, além do LINPROG do próprio *Matlab*<sup>®</sup>. As hidrologias favoráveis correspondem a períodos, da série histórica de vazões, em que as aflúncias apresentam valores acima da média histórica, ou seja, períodos em que ocorreram grandes quantidades de chuva, já nas desfavoráveis temos períodos secos na série histórica. Os testes realizados foram baseados na modelagem, considerações feitas e com os métodos apresentados nos capítulos anteriores e considerando os arquivos de estudos de geração do PDE – 2022.

Os casos simulados contam com 207 hidrelétricas, sendo 102 usinas com reservatórios, 114 termelétricas e a configuração mostrada na Figura 11. Os casos foram simulados utilizando o software *Matlab*<sup>®</sup> versão R2013b, e cujo microcomputador possui a seguinte configuração: Intel<sup>®</sup> Core<sup>™</sup> I3-3770, 3,4GHz, com uma memória instalada de 16GB de RAM. A dimensão do problema para cada um dos casos pode ser vista na Tabela 3.

**Tabela 3 – Dimensão do Problema**

Cenário de Simulação	Número de Usinas		Dimensão do Problema	
	Hidrelétricas	Termelétricas	m	n
Cinco anos	207	114	13140	78378
Dez anos			26280	156858

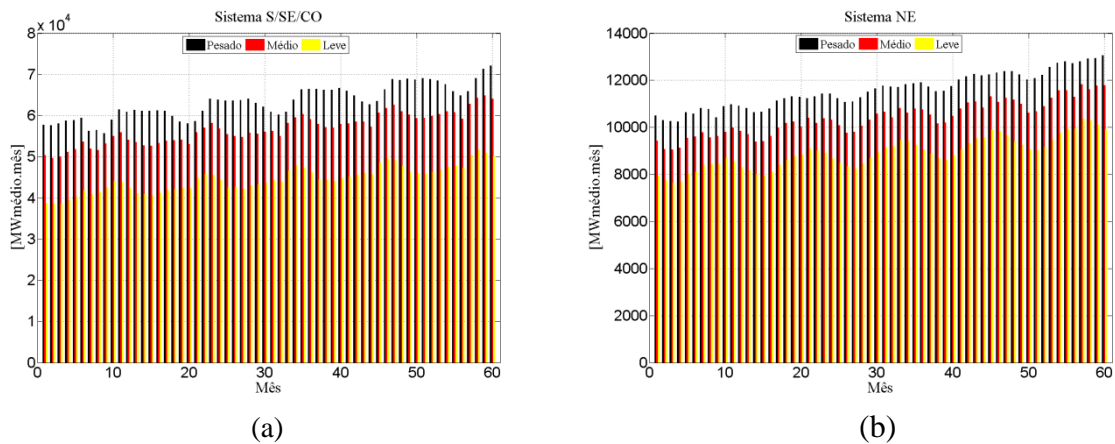
Fonte: próprio autor

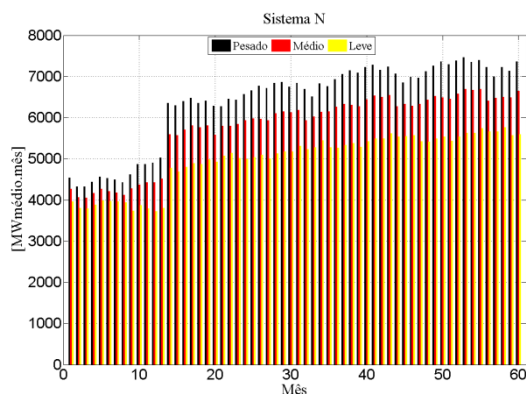
### 6.1 Período de cinco anos

Para cinco anos de simulação a matriz  $A^{m \times n}$  tem a dimensão mostrada na Tabela 3, que significa 78378 variáveis e 13140 restrições lineares de igualdade. Os casos foram simulados considerando um volume útil inicial de 60% e final de 40% para as UHE. As hidrologias simuladas são as de maio de 1970 a abril de 1975 e maio de 1951 a abril de 1956, hidrologia favorável e desfavorável respectivamente. As respostas para cada hidrologia e comparação entre os métodos podem ser vistas nos tópicos subsequentes.

Para os dois casos simulados a demanda a ser atendida em todos os subsistemas é mostrada na Figura 18.

**Figura 18 – Mercado para Cinco anos de Simulação**  
 (a) Região Sul / Sudeste / Centro-Oeste; (b) Região Nordeste; (c) Região Norte



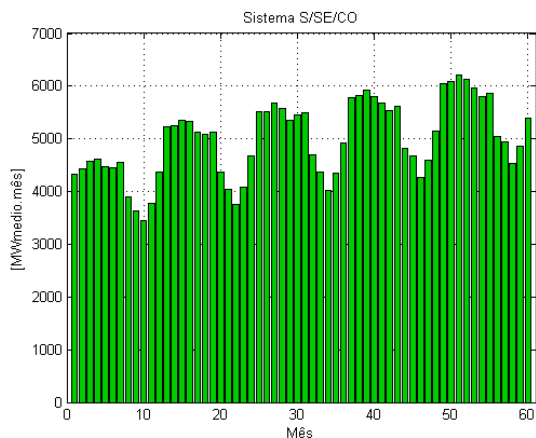


(c)

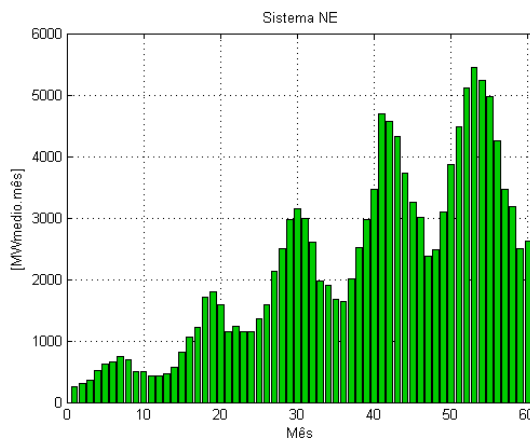
Fonte: próprio autor.

As pequenas gerações, que são oriundas do deck do NEWAVE, e são subtraídas diretamente na carga é mostrada na Figura 19.

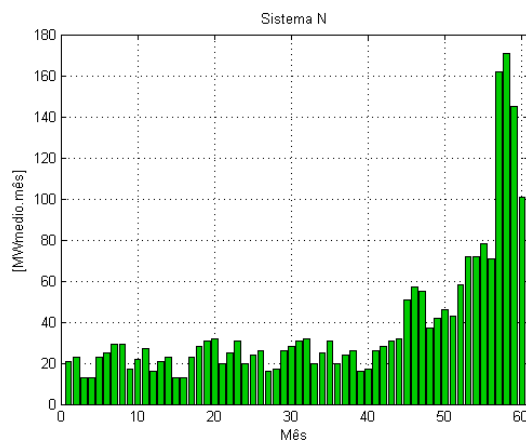
**Figura 19** – Pequenas Gerações para Cinco anos de Simulação  
 (a) Região Sul / Sudeste / Centro-Oeste; (b) Região Nordeste; (c) Região Norte



(a)



(b)



(c)

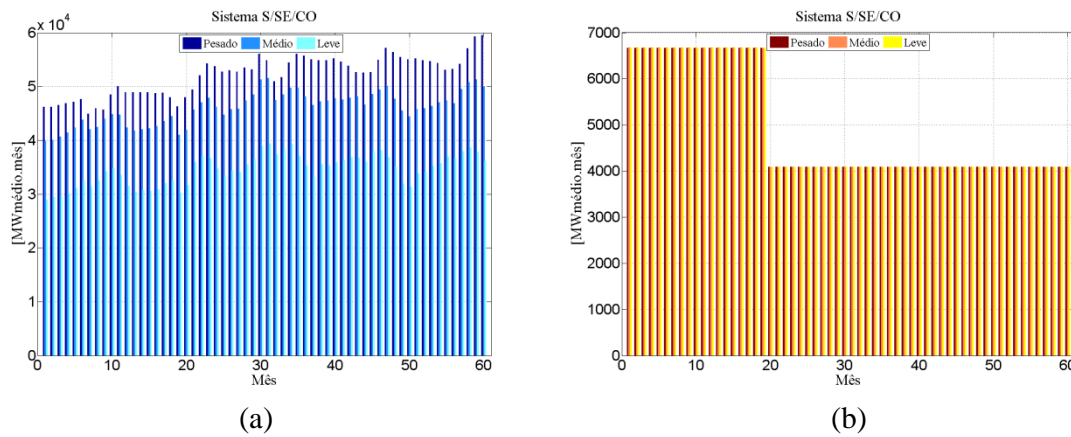
Fonte: próprio autor.

### 6.1.1 Hidrologia 05/1970 a 04/1975

Para o período de cinco anos em questão o problema foi simulado com os métodos de PI implementados no programa dhoVisual<sup>3P</sup>®, primal-dual e primal-dual preditor-corretor, com critérios de passos iguais e distintos para os passos primal e dual. Também foi simulado o caso com a função LINPROG, do próprio *Matlab*®.

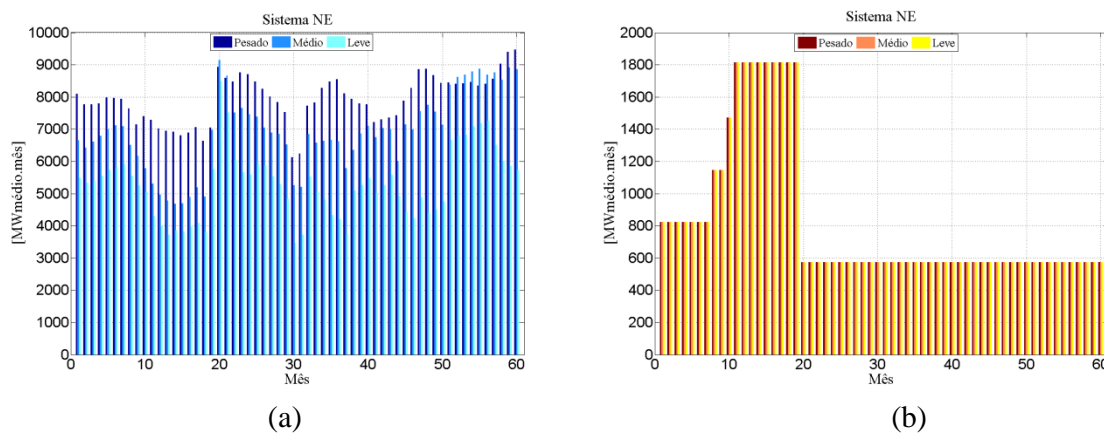
Nas Figuras 20, 21 e 22 é possível ver a geração hidráulica e térmica para os subsistemas Sul / Sudeste / Centro-Oeste, Nordeste e Norte respectivamente. Na Figura 23 é possível ver o intercâmbio entre os subsistemas e, na Figura 24, os custos da geração térmica e, se houver, déficit.

**Figura 20** – Geração para o Subsistema S / SE / CO com a Hidrologia 05/1970 a 04/1975  
(a) Geração Hidráulica (b) Geração Térmica



Fonte: próprio autor.

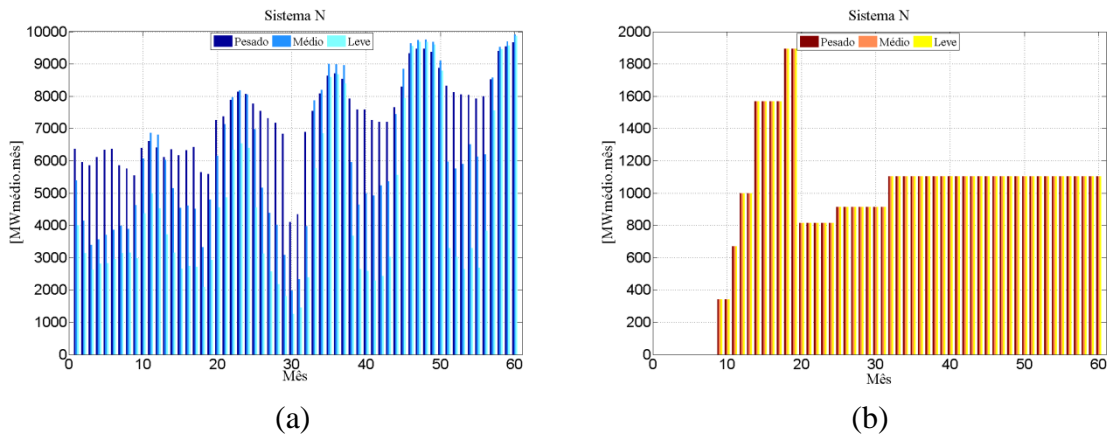
**Figura 21** – Geração para o Subsistema Nordeste com a Hidrologia 05/1970 a 04/1975  
(a) Geração Hidráulica (b) Geração Térmica



Fonte: próprio autor.

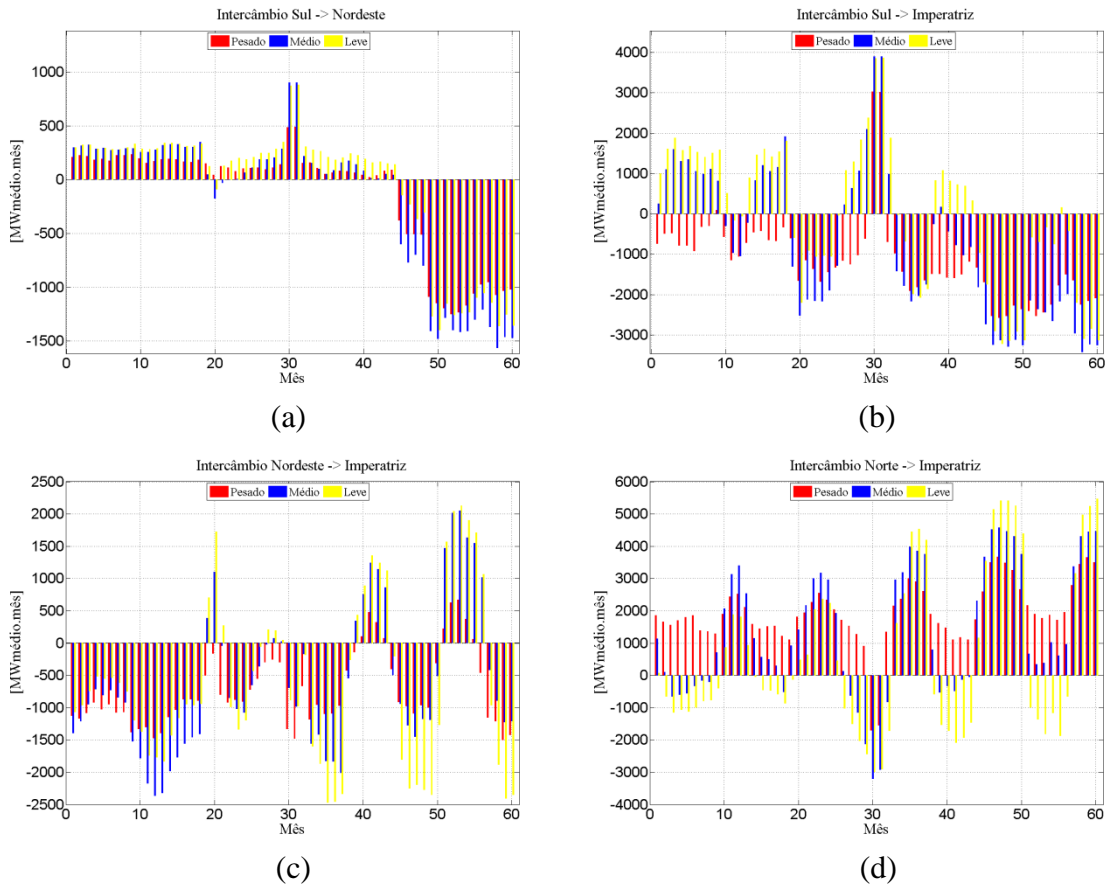


**Figura 22** - Geração para o Subsistema Norte com a Hidrologia 05/1970 a 04/1975  
 (a) Geração Hidráulica (b) Geração Térmica



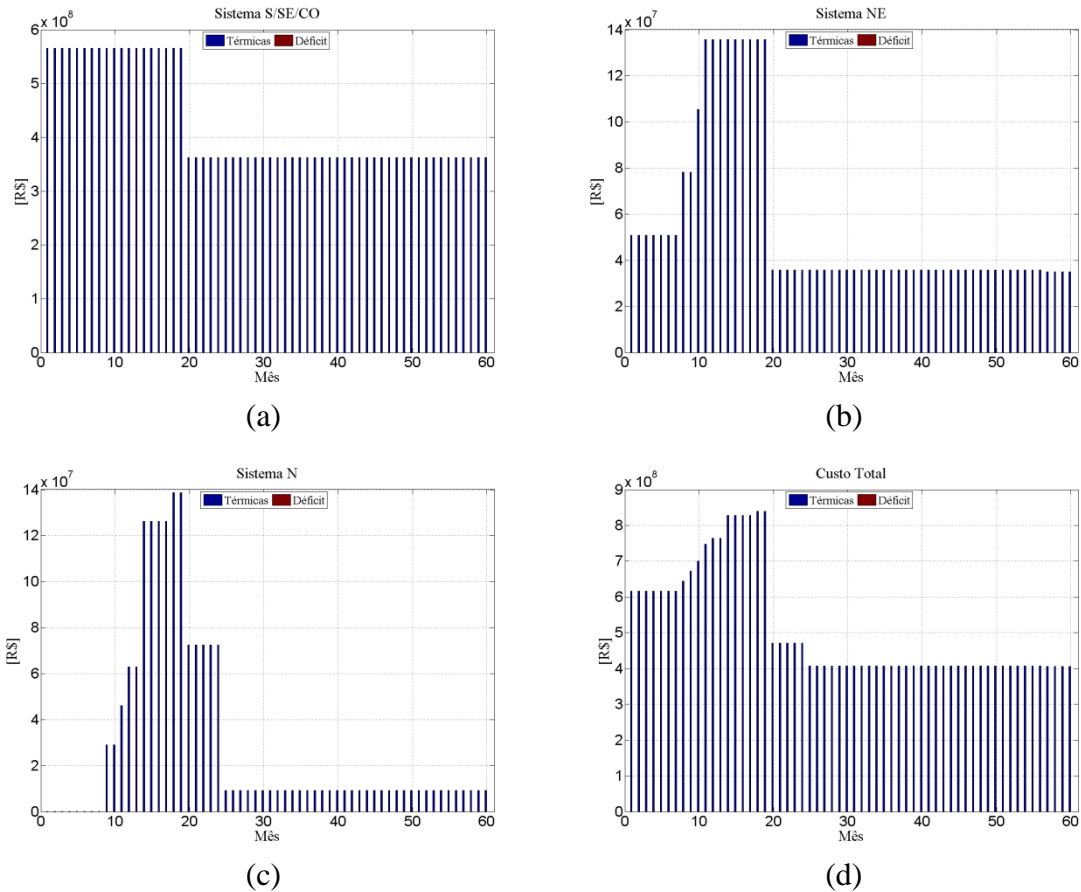
Fonte: próprio autor.

**Figura 23** – Intercâmbio entre os Subsistemas para a Hidrologia 05/1970 a 04/1975  
 (a) S/SE/CO → NE (b) S/SE/CO → IMP (c) NE → IMP (d) N → IMP



Fonte: próprio autor.

**Figura 24** – Custo da Geração Térmica para a Hidrologia 05/1970 a 04/1975  
 (a) Sul / Sudeste / Centro-Oeste (b) Nordeste (c) Norte (d) Custo Total



Fonte: próprio autor.

Este cenário não apresentou valores de déficit para nenhuma das simulações. Ou seja, a geração hidráulica, juntamente com a térmica, conseguiu suprir toda a demanda.

As respostas mostradas acima são para a convergência pelo método primal-dual com passos iguais. Os demais métodos convergiram para respostas muito próximas do mostrado nas figuras acima e todos eles terminaram o processo iterativo quando as viabilidades primal e dual e a condição de complementaridade ficaram abaixo do critério de convergência adotado.

Cada método possui seu tempo de processamento, quantidade de iterações para convergência e custo de alternativa, para o qual foram utilizados juros anual de 12%, que podem ser vistas na Tabela 4.

**Tabela 4** – Otimização para Hidrologia 05/1970 a 04/1975

Método	Critério de Passo	Número de Iterações	Tempo de Processamento (s)	Custo da Alternativa (R\$)
Primal-Dual	Iguais	65	3,81	$2,87497 \times 10^{10}$
	Distintos	59	3,36	$2,87497 \times 10^{10}$
Primal-Dual	Iguais	38	2,78	$2,87497 \times 10^{10}$
Preditor-Corretor	Distintos	39	2,87	$2,87497 \times 10^{10}$
LINPROG	-----	42	7,31	$2,87497 \times 10^{10}$

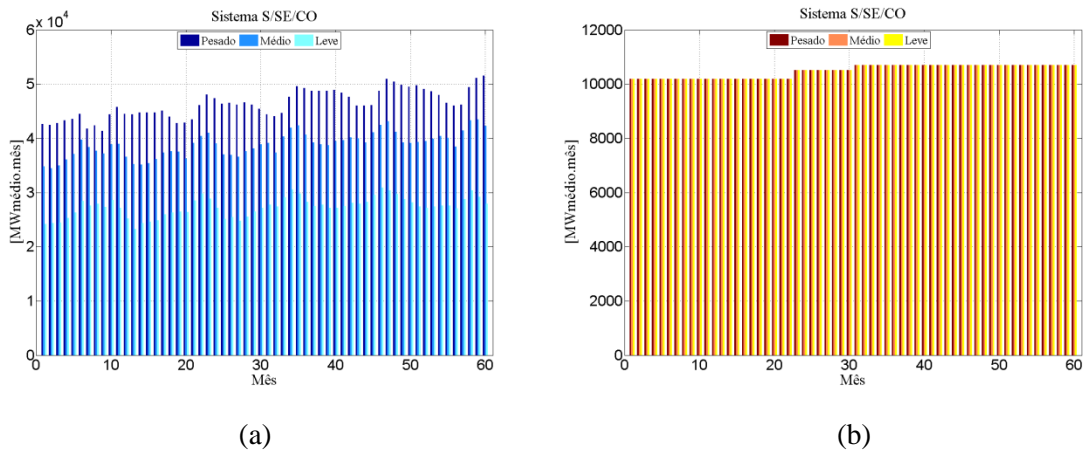
Fonte: próprio autor.

### 6.1.2 Hidrologia 05/1951 a 04/1956

Para o período de cinco anos em questão o problema foi simulado com os métodos de PI implementados no programa dhoVisual<sup>3P®</sup>, primal-dual e primal-dual preditor-corretor, com critérios de passos iguais e distintos para os passos primal e dual. Também foi simulado o caso com a função LINPROG, do próprio *Matlab®*.

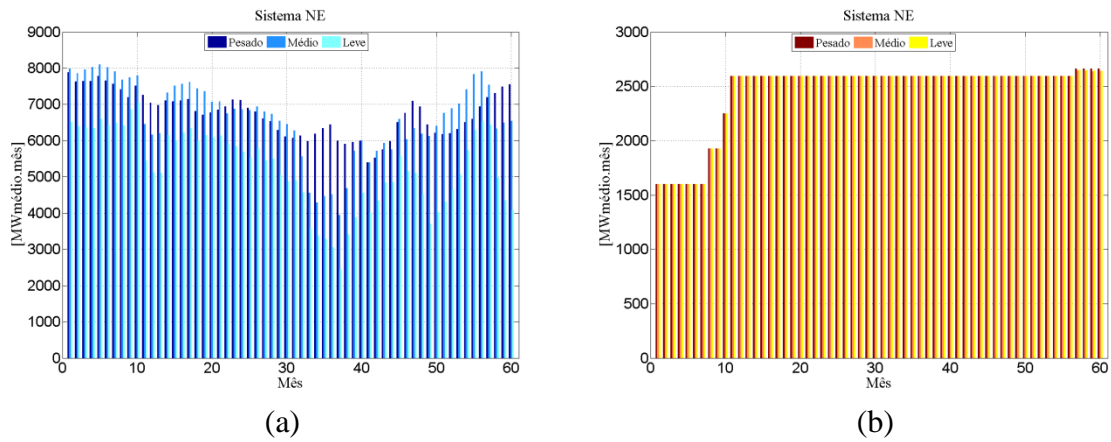
Nas Figuras 25, 26 e 27 é possível ver a geração hidráulica e térmica para os subsistemas Sul / Sudeste / Centro-Oeste, Nordeste e Norte respectivamente. Na Figura 28 é possível ver o intercâmbio entre os subsistemas e, na Figura 29, os custos da geração térmica e, se houver, déficit.

**Figura 25** – Geração para o Subsistema S / SE / CO com a Hidrologia 05/1951 a 04/1956  
(a) Geração Hidráulica (b) Geração Térmica



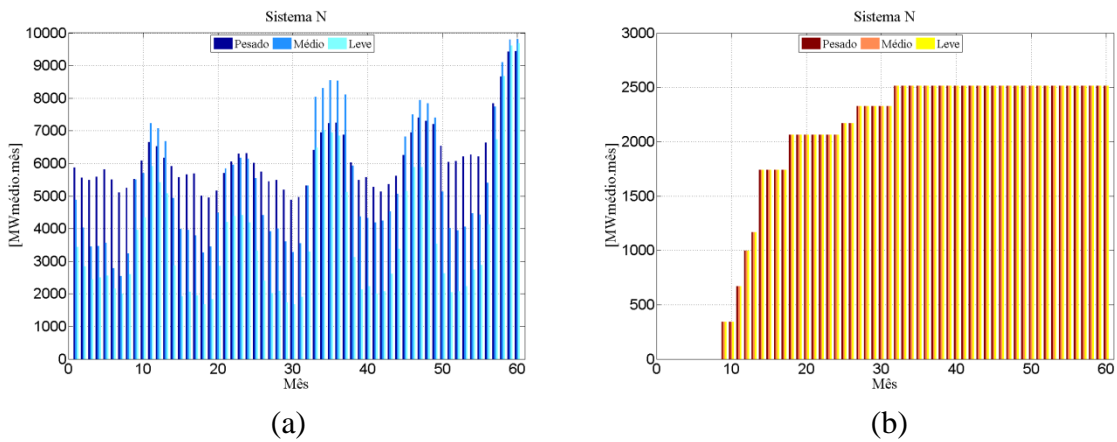
Fonte: próprio autor.

**Figura 26** – Geração para o Subsistema Nordeste com a Hidrologia 05/1951 a 04/1956  
 (a) Geração Hidráulica (b) Geração Térmica



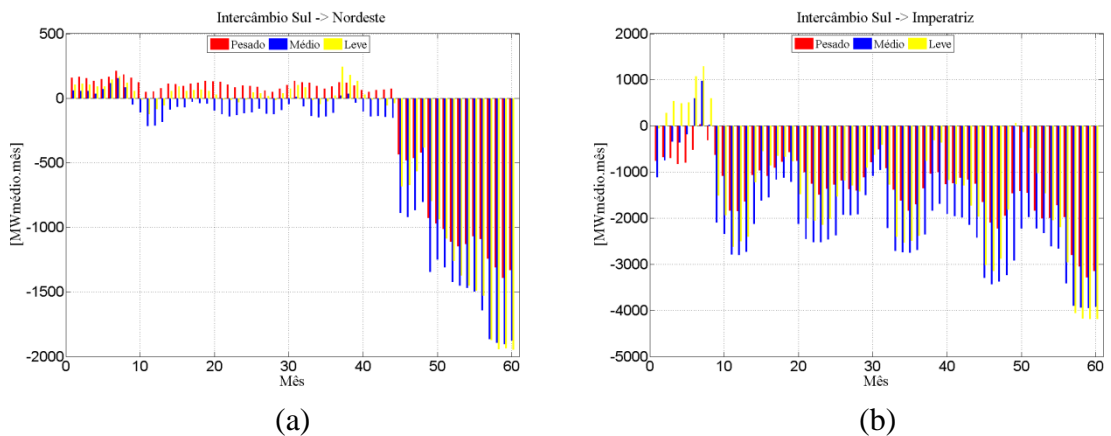
Fonte: próprio autor.

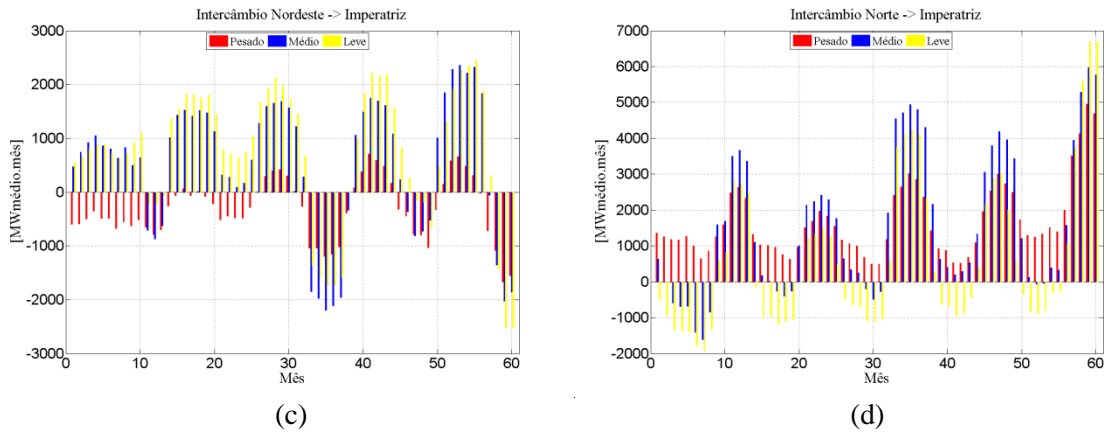
**Figura 27** – Geração para o Subsistema Norte com a Hidrologia 05/1951 a 04/1956  
 (a) Geração Hidráulica (b) Geração Térmica



Fonte: próprio autor.

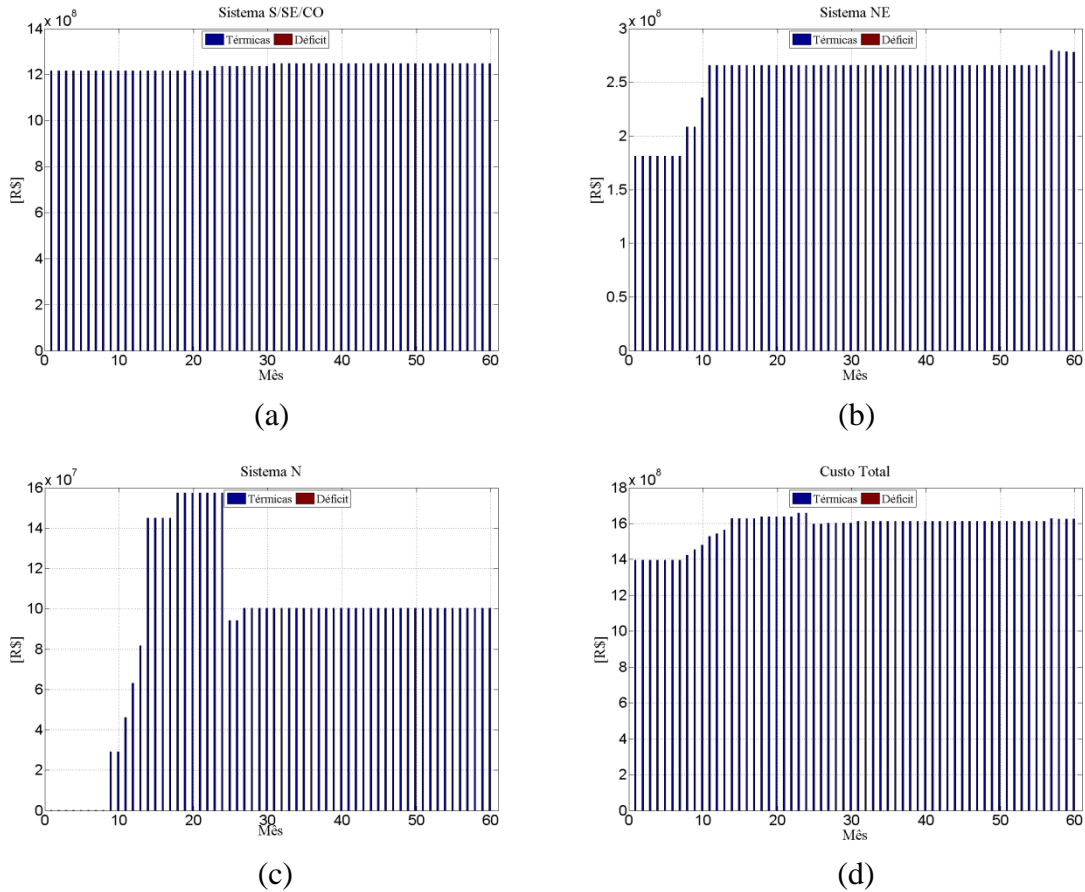
**Figura 28** – Intercâmbio entre os Subsistemas para a Hidrologia 05/1951 a 04/1956  
 (a) S/SE/CO → NE (b) S/SE/CO → IMP (c) NE → IMP (d) N → IMP





Fonte: próprio autor.

**Figura 29** – Custo da Geração Térmica para a Hidrologia 05/1951 a 04/1956  
 (a) Sul / Sudeste / Centro-Oeste (b) Nordeste (c) Norte (d) Custo Total



Fonte: próprio autor.

Este cenário não apresentou valores de déficit para nenhuma das simulações. Ou seja, a geração hidráulica, juntamente com a térmica, conseguiu suprir toda a demanda.

As respostas mostradas acima são para a convergência pelo método primal-dual com passos distintos. Os demais métodos convergiram para respostas muito próximas do mostrado nas figuras acima e todos eles terminaram o processo iterativo quando as viabilidades primal e dual e a condição de complementaridade ficaram abaixo do critério de convergência adotado.

Cada método possui seu tempo de processamento, quantidade de iterações para convergência e custo de alternativa, para o qual foram utilizados juros anual de 12%, que podem ser vistas na Tabela 5.

**Tabela 5** – Otimização para Hidrologia 05/1951 a 04/1956

Método	Critério de Passo	Número de Iterações	Tempo de Processamento (s)	Custo da Alternativa (R\$)
Primal-Dual	Iguais	61	3,42	$8,81708 \times 10^{10}$
	Distintos	51	3,04	$8,81708 \times 10^{10}$
Primal-Dual	Iguais	40	2,95	$8,81708 \times 10^{10}$
Preditor-Corretor	Distintos	38	2,76	$8,81709 \times 10^{10}$
LINPROG	-----	67	13,34	$8,81710 \times 10^{10}$

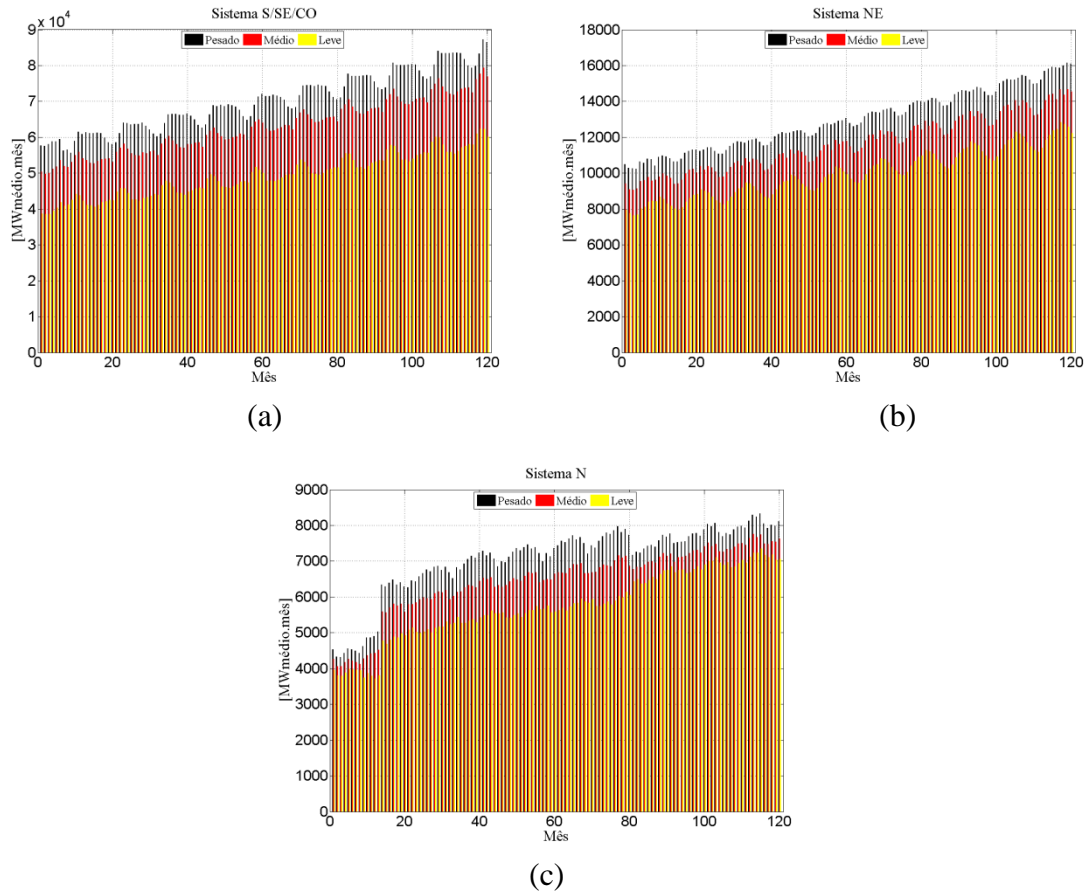
Fonte: próprio autor.

## 6.2 Período de dez anos

Para dez anos de simulação a matriz  $A^{m \times n}$  tem a dimensão mostrada na Tabela 3, que significa 156858 variáveis e 26280 restrições lineares de igualdade. Os casos foram simulados considerando um volume útil inicial de 60% e final de 40% para as UHE. As hidrologias simuladas são as de maio de 1970 a abril de 1980 e maio de 1946 a abril de 1956, menor e maior custo da alternativa respectivamente. As respostas para cada hidrologia e comparação entre os métodos de solução podem ser vistas nos tópicos subsequentes.

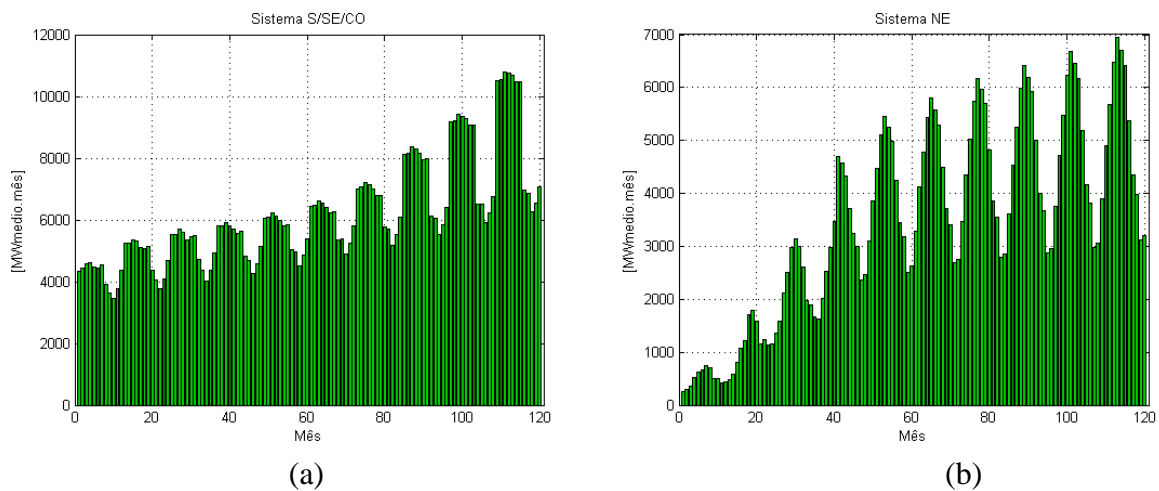
Para os dois casos simulados com dez anos de simulação a demanda a ser atendida em todos os subsistemas é mostrada na Figura 30. As pequenas gerações, que são oriundas do deck do NEWAVE, e são utilizadas diretamente na carga pode ser visualizada na Figura 31.

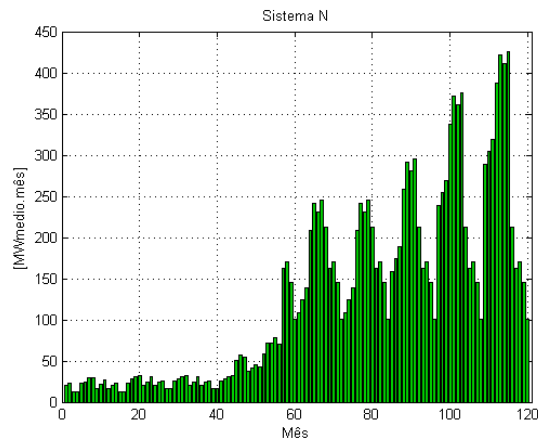
**Figura 30 – Mercado para Dez anos de Simulação**  
 (a) Região Sul / Sudeste / Centro-Oeste; (b) Região Nordeste; (c) Região Norte



Fonte: próprio autor.

**Figura 31 – Pequenas Gerações para Dez anos de Simulação**  
 (a) Região Sul / Sudeste / Centro-Oeste; (b) Região Nordeste; (c) Região Norte





(c)

Fonte: próprio autor

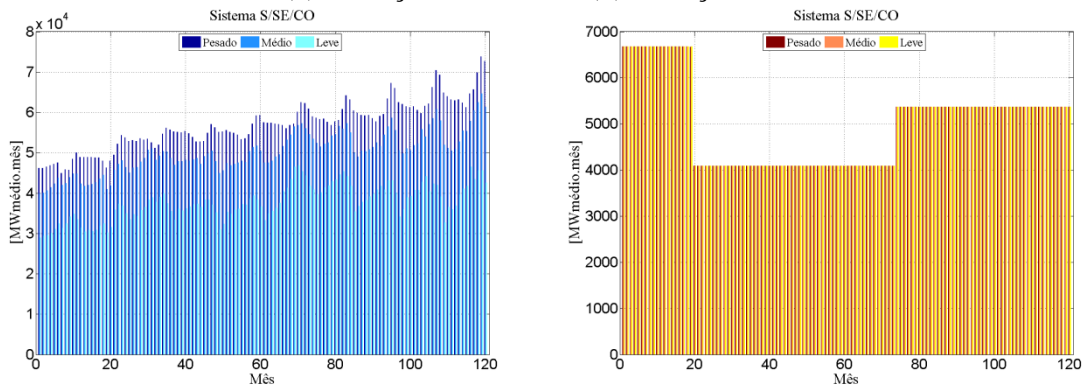
### 6.2.1 Hidrologia 05/1970 a 04/1980

Para o período de dez anos em questão o problema foi simulado com os métodos de PI implementados no programa dhoVisual<sup>3P®</sup>, primal-dual e primal-dual preditor-corretor, com critérios de passos iguais e distintos para os passos primal e dual. Também foi simulado o caso com a função LINPROG, do próprio *Matlab®*.

Nas Figuras 32, 33 e 34 é possível ver a geração hidráulica e térmica para os subsistemas Sul / Sudeste / Centro-Oeste, Nordeste e Norte respectivamente. Na Figura 35 é possível ver o intercâmbio entre os subsistemas e, na Figura 36, os custos da geração térmica e, se houver, déficit.

**Figura 32 – Geração para o Subsistema S / SE / CO com a Hidrologia 05/1970 a 04/1980**

(a) Geração Hidráulica (b) Geração Térmica



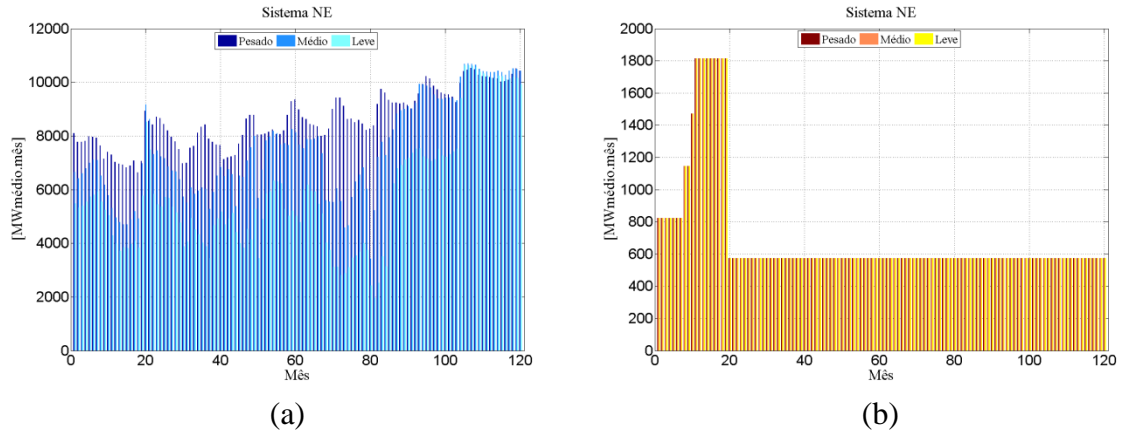
(a)

(b)

Fonte: próprio autor

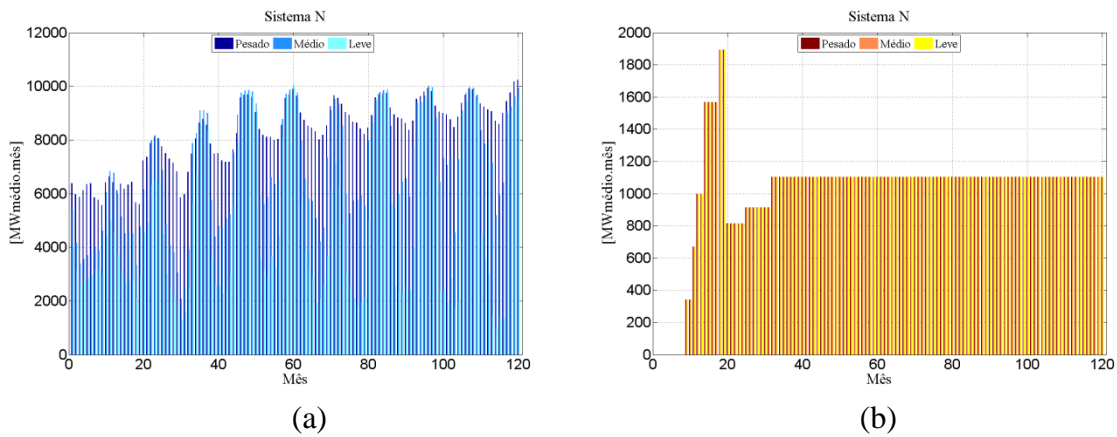


**Figura 33** – Geração para o Subsistema Nordeste com a Hidrologia 05/1970 a 04/1980  
 (a) Geração Hidráulica (b) Geração Térmica



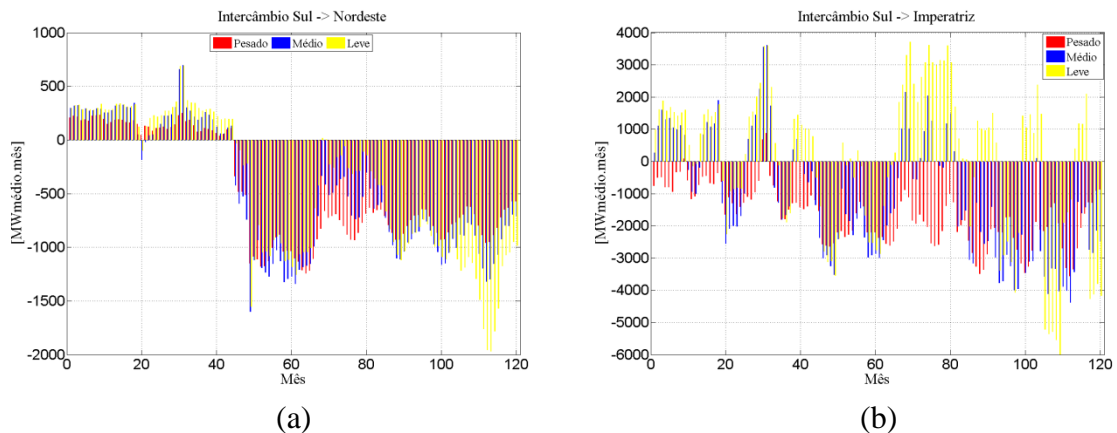
Fonte: próprio autor.

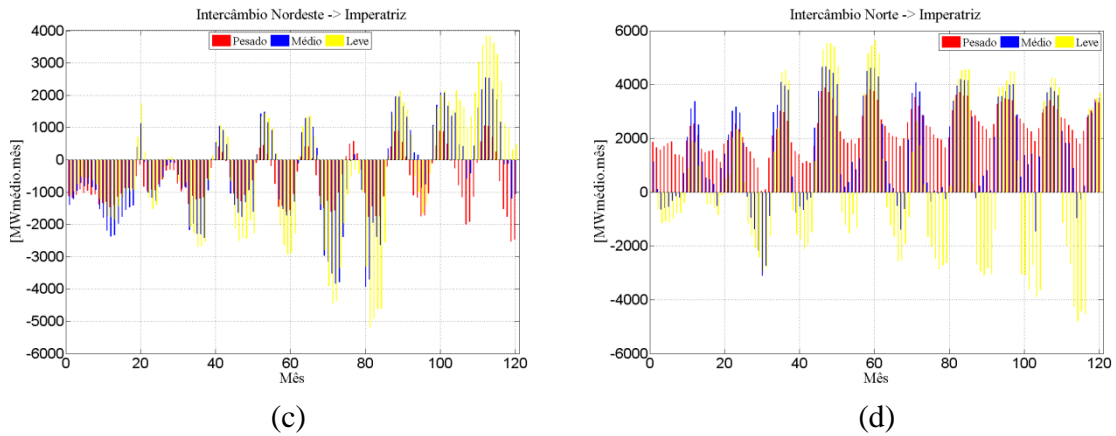
**Figura 34** – Geração para o Subsistema Norte com a Hidrologia 05/1970 a 04/1980  
 (a) Geração Hidráulica (b) Geração Térmica



Fonte: próprio autor.

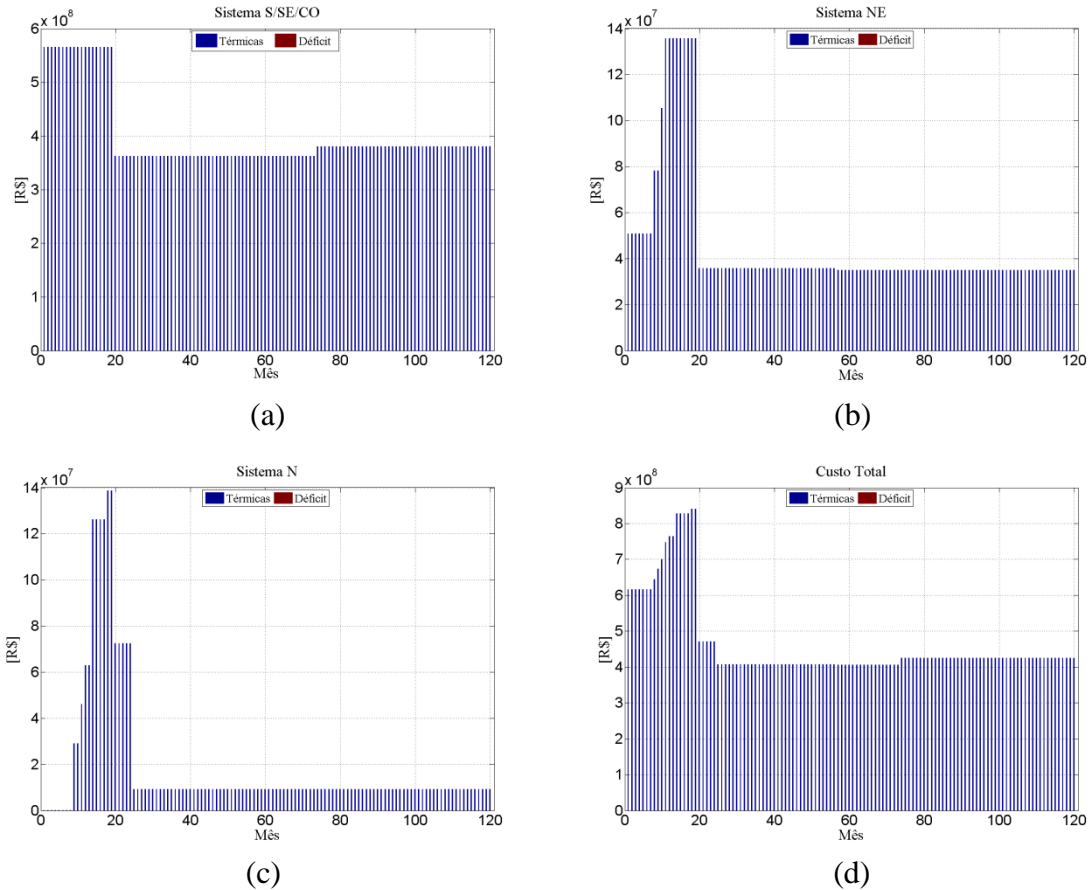
**Figura 35** – Intercâmbio entre os Subsistemas para a Hidrologia 05/1970 a 04/1980  
 (a) S/SE/CO → NE (b) S/SE/CO → IMP (c) NE → IMP (d) N → IMP





Fonte: próprio autor.

**Figura 36** – Custo da Geração Térmica para a Hidrologia 05/1970 a 04/1980  
 (a) Sul / Sudeste / Centro-Oeste (b) Nordeste (c) Norte (d) Custo Total



Fonte: próprio autor.

Este cenário não apresentou valores de déficit para nenhuma das simulações. Ou seja, a geração hidráulica, juntamente com a térmica, conseguiu suprir toda a demanda.

As respostas mostradas acima são para a convergência pelo método primal-dual preditor-corretor com passos iguais. Os demais métodos convergiram para respostas muito próximas do mostrado nas figuras acima e todos eles terminaram o processo iterativo quando as viabilidades primal e dual e a condição de complementaridade ficaram abaixo do critério de convergência adotado.

Cada método possui seu tempo de processamento, quantidade de iterações para convergência e custo de alternativa, para o qual foram utilizados juros anual de 12%, que podem ser vistas na Tabela 6.

**Tabela 6** – Otimização para Hidrologia 05/1970 a 04/1980

Método	Critério de Passo	Número de Iterações	Tempo de Processamento (s)	Custo da Alternativa (R\$)
Primal-Dual	Iguais	75	10,54	$4,91204 \times 10^{10}$
	Distintos	67	9,23	$4,91204 \times 10^{10}$
Primal-Dual Preditor-Corretor	Iguais	42	7,86	$4,91204 \times 10^{10}$
	Distintos	42	7,60	$4,91204 \times 10^{10}$
LINPROG	-----	45	21,52	$4,91204 \times 10^{10}$

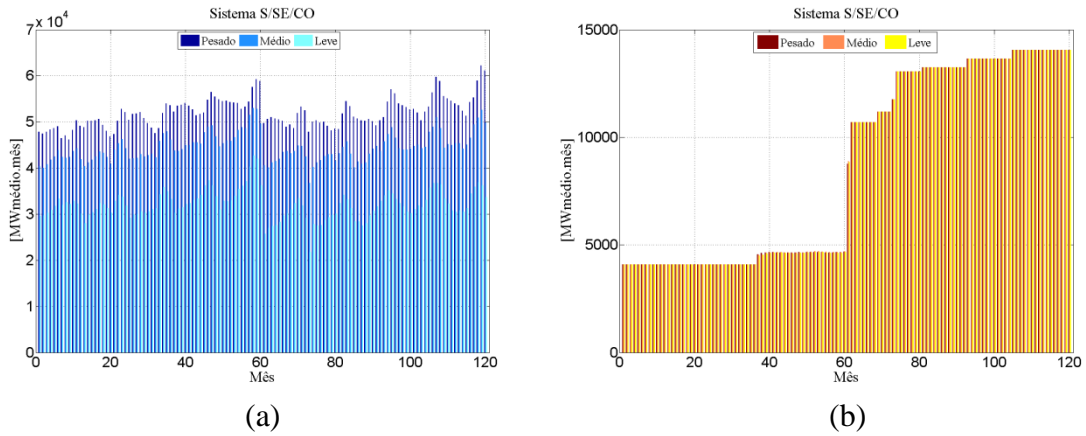
Fonte: próprio autor.

### 6.2.2 Hidrologia 05/1946 a 04/1956

Para o período de dez anos em questão o problema foi simulado com os métodos de PI implementados no programa dhoVisual<sup>3P®</sup>, primal-dual e primal-dual preditor-corretor, com critérios de passos iguais e distintos para os passos primal e dual. Também foi simulado o caso com a função LINPROG, do próprio *Matlab®*.

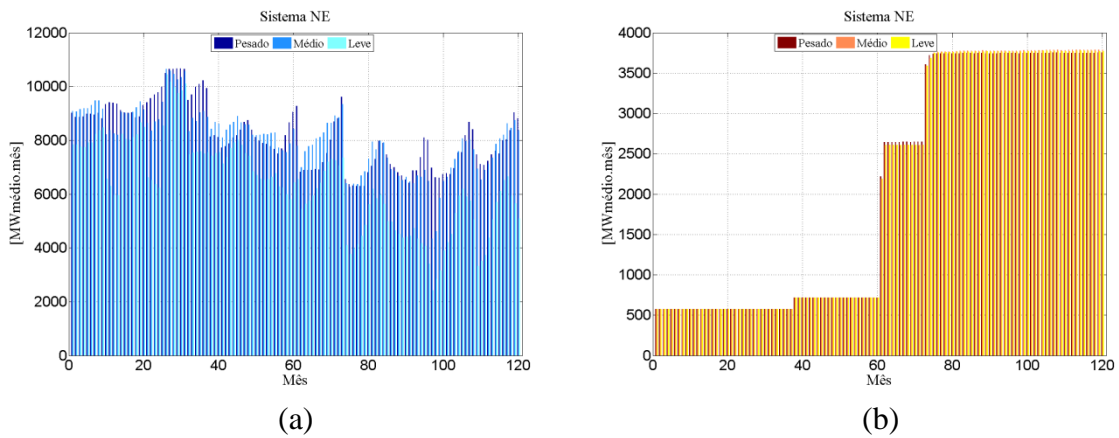
Nas Figuras 37, 38 e 39 é possível ver a geração hidráulica e térmica para os subsistemas Sul / Sudeste / Centro-Oeste, Nordeste e Norte respectivamente. Na Figura 40 é possível ver o intercâmbio entre os subsistemas e, na Figura 41, os custos da geração térmica e, se houver, déficit.

**Figura 37** – Geração para o Subsistema S / SE / CO com a Hidrologia 05/1946 a 04/1956  
 (a) Geração Hidráulica (b) Geração Térmica



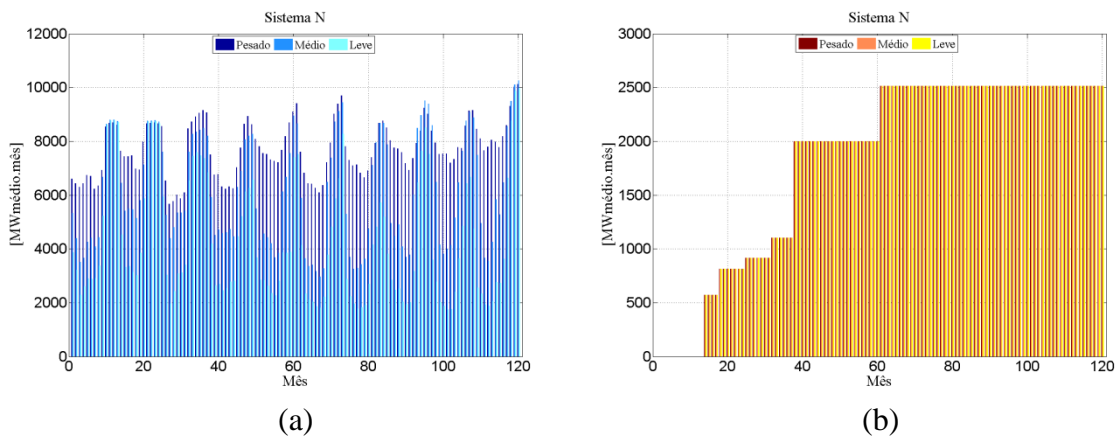
Fonte: próprio autor.

**Figura 38** – Geração para o Subsistema Nordeste com a Hidrologia 05/1946 a 04/1956  
 (a) Geração Hidráulica (b) Geração Térmica



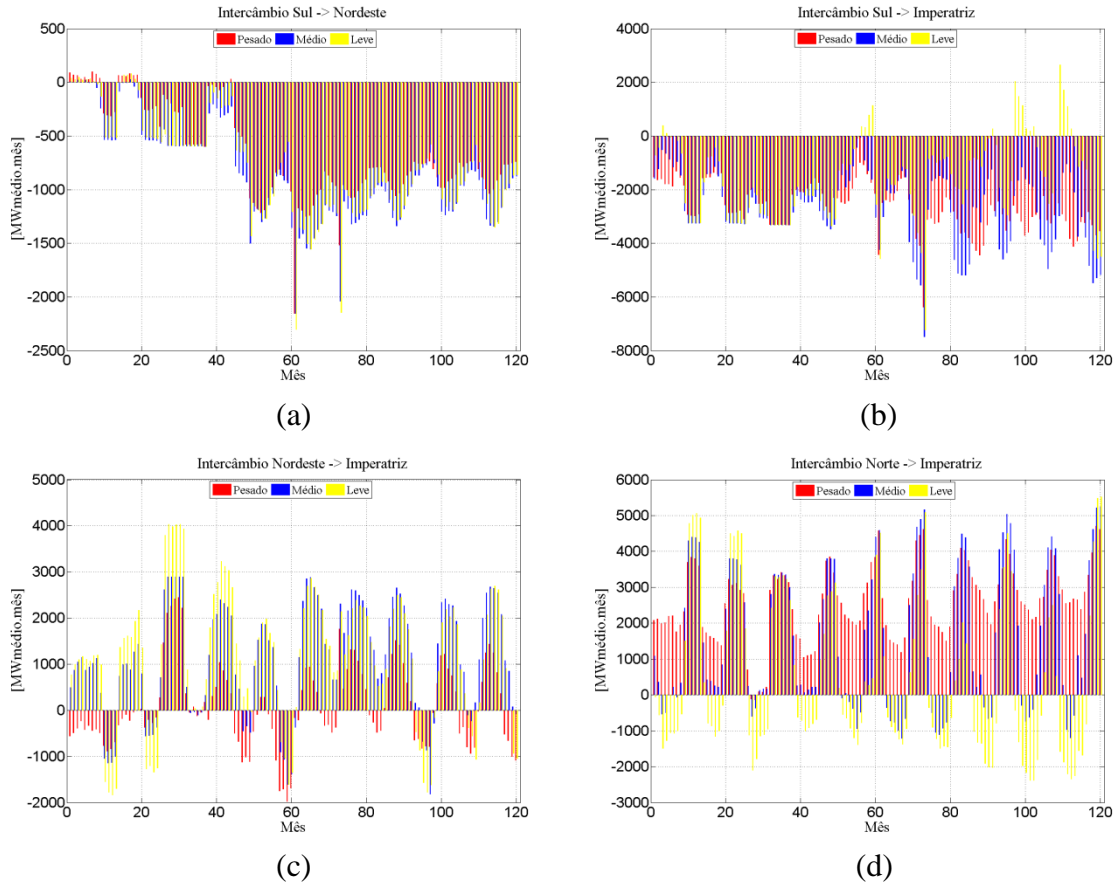
Fonte: próprio autor.

**Figura 39** – Geração para o Subsistema Norte com a Hidrologia 05/1946 a 04/1956  
 (a) Geração Hidráulica (b) Geração Térmica



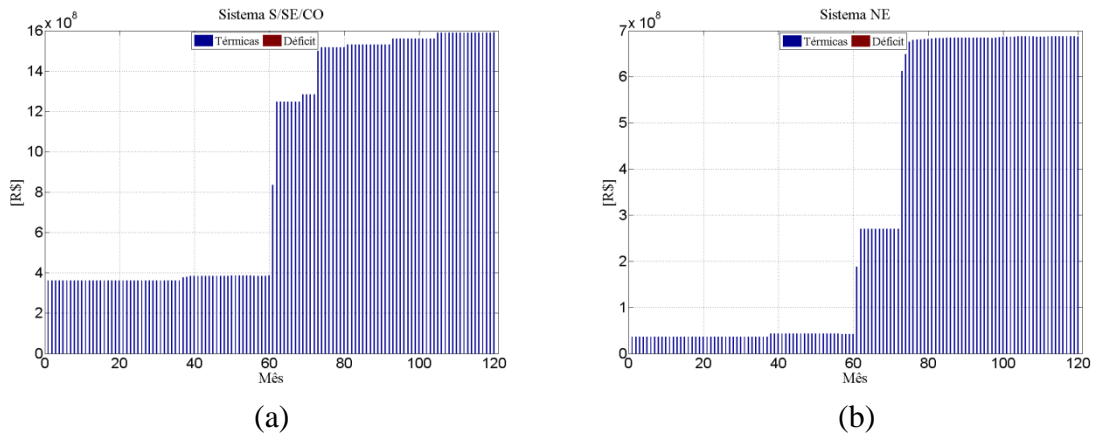
Fonte: próprio autor.

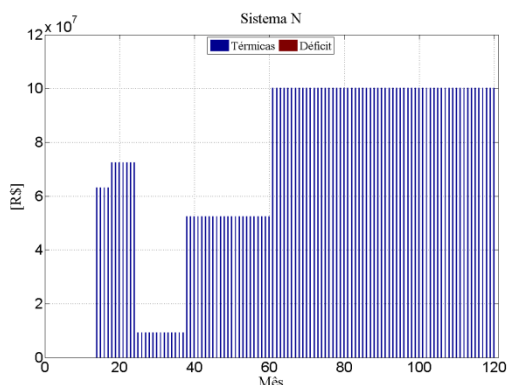
**Figura 40 - Intercâmbio entre os Subistemas para a Hidrologia 05/1946 a 04/1956**  
 (a) S/SE/CO → NE (b) S/SE/CO → IMP (c) NE → IMP (d) N → IMP



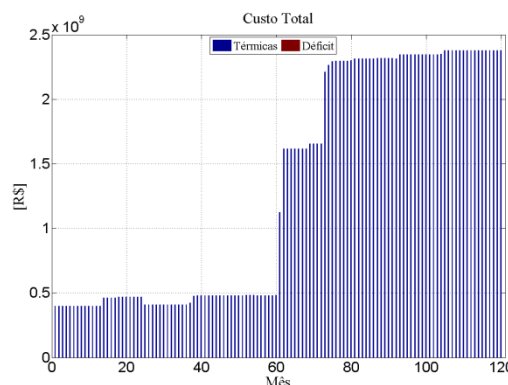
Fonte: próprio autor.

**Figura 41 – Custo da Geração Térmica para a Hidrologia 05/1946 a 04/1956**  
 (a) Sul / Sudeste / Centro-Oeste (b) Nordeste (c) Norte (d) Custo Total





(c)



(d)

Fonte: próprio autor.

Este cenário não apresentou valores de déficit para nenhuma das simulações. Ou seja, a geração hidráulica, juntamente com a térmica, conseguiu suprir toda a demanda.

As respostas mostradas acima são para a convergência pelo método primal-dual preditor-corretor com passos distintos. Os demais métodos convergiram para respostas muito próximas do mostrado nas figuras acima e todos eles terminaram o processo iterativo quando as viabilidades primal e dual e a condição de complementaridade ficaram abaixo do critério de convergência adotado.

Cada método possui seu tempo de processamento, quantidade de iterações para convergência e custo de alternativa, para o qual foram utilizados juros anual de 12%, que podem ser vistas na Tabela 7.

**Tabela 7** – Otimização para Hidrologia 05/1946 a 04/1956

Método	Critério de Passo	Número de Iterações	Tempo de Processamento (s)	Custo da Alternativa (R\$)
Primal-Dual	Iguais	105	15,13	$1,30234 \times 10^{11}$
	Distintos	97	13,37	$1,30233 \times 10^{11}$
Primal-Dual	Iguais	55	10,08	$1,30234 \times 10^{11}$
Preditor-Corretor	Distintos	53	9,65	$1,30234 \times 10^{11}$
LINPROG	-----	99	47,23	$1,30235 \times 10^{11}$

Fonte: próprio autor.

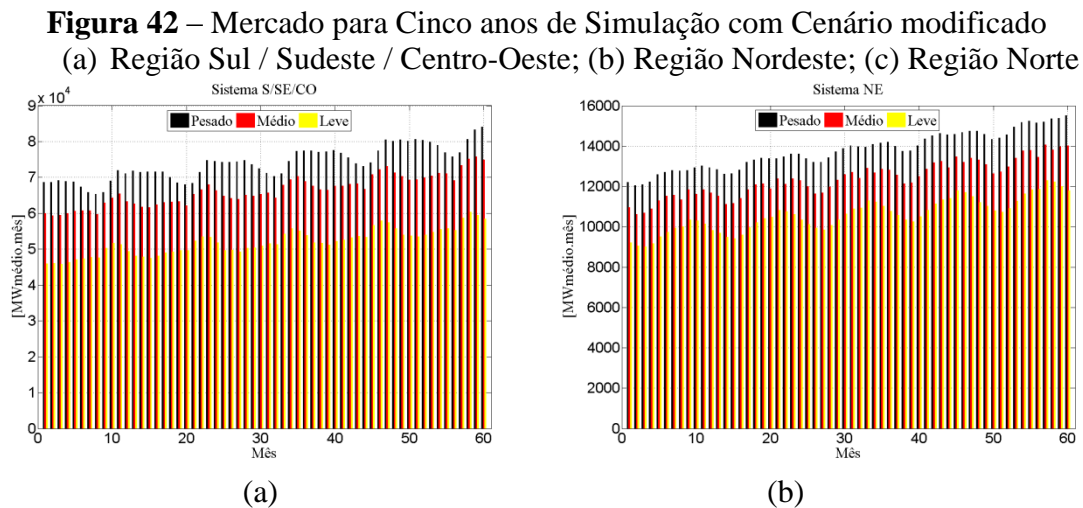
### 6.3 Cenário Modificado

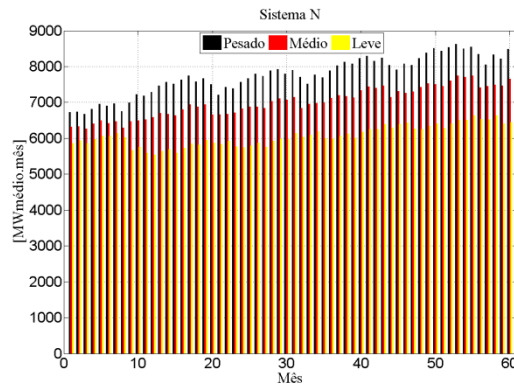
Em todas as simulações anteriores a demanda dos subsistemas Norte, Nordeste, Sul/Sudeste/Centro-Oeste foram atendidas pela geração hidráulica e térmica. Com o intuito de se obter déficit de energia, foi simulado, para horizonte de cinco e dez anos de planejamento, uma demanda adiantada três anos em relação aos casos anteriores. Para tais simulações foram utilizadas as hidrologias desfavoráveis, ou seja, 05/1951 a 04/1956 e 05/1946 a 04/1956.

#### 6.3.1 Hidrologia 05/1951 a 04/1956 com Cenário modificado

Para cinco anos de simulação a matriz  $A^{m \times n}$  tem a dimensão mostrada na Tabela 3, que significa 78378 variáveis e 13140 restrições lineares de igualdade. Os casos foram simulados considerando um volume útil inicial de 40% e final de 40% para as UHE. A hidrologia simulada é de maio de 1951 a abril de 1956. As respostas para cada hidrologia e comparação entre os métodos podem ser vistas nos tópicos subsequentes.

Para o período em questão as Pequenas Gerações consideradas é a mostrada na Figura 19 e o mercado a ser atendido é mostrado na figura 42 a seguir.





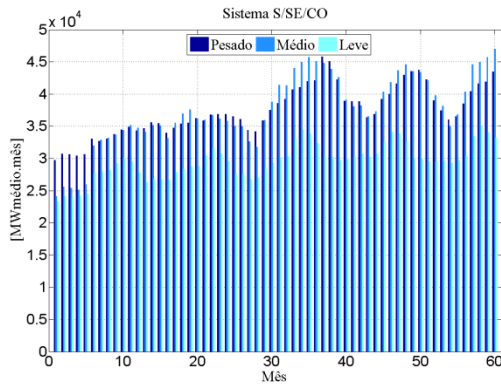
(c)

Fonte: próprio autor.

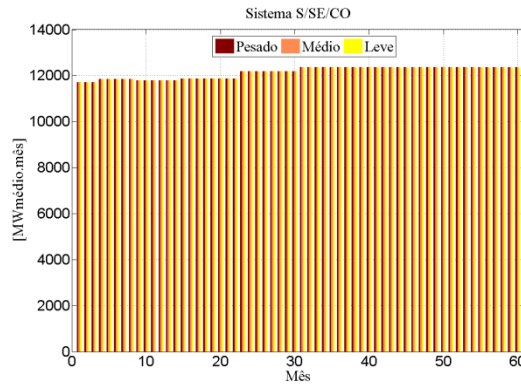
Nas Figuras 43, 44 e 45 é possível ver a geração hidráulica e térmica para os subsistemas Sul / Sudeste / Centro-Oeste, Nordeste e Norte respectivamente. Na Figura 46 é possível ver o intercâmbio entre os subsistemas. Já na Figura 47 é possível ver o valor dos déficits obtido para os três subsistemas e, na Figura 48, os custos da geração térmica e do déficit obtido.

**Figura 43** – Geração para o Subsistema S / SE/ CO com a Hidrologia 05/1951 a 04/1956 e Cenário modificado

(a) Geração Hidráulica (b) Geração Térmica



(a)



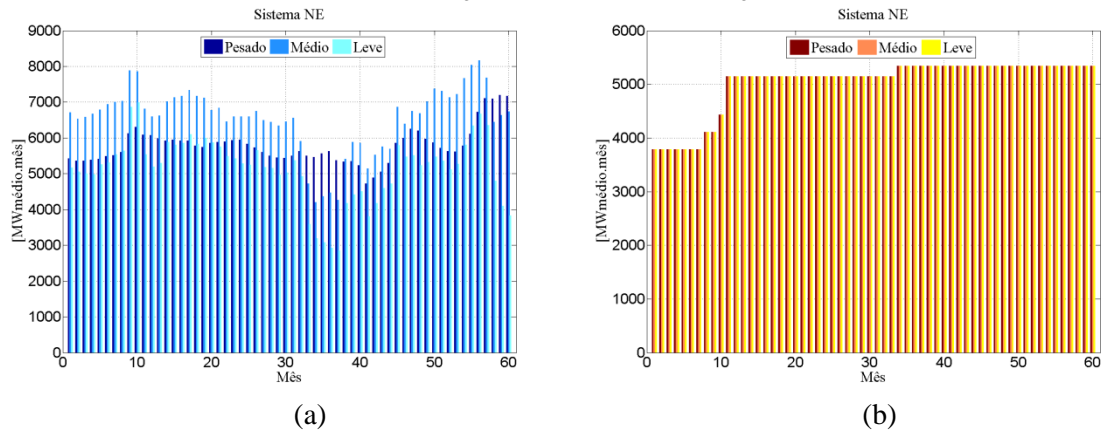
(b)

Fonte: próprio autor.



**Figura 44** – Geração para o Subsistema Nordeste com a Hidrologia 05/1951 a 04/1956 e Cenário modificado

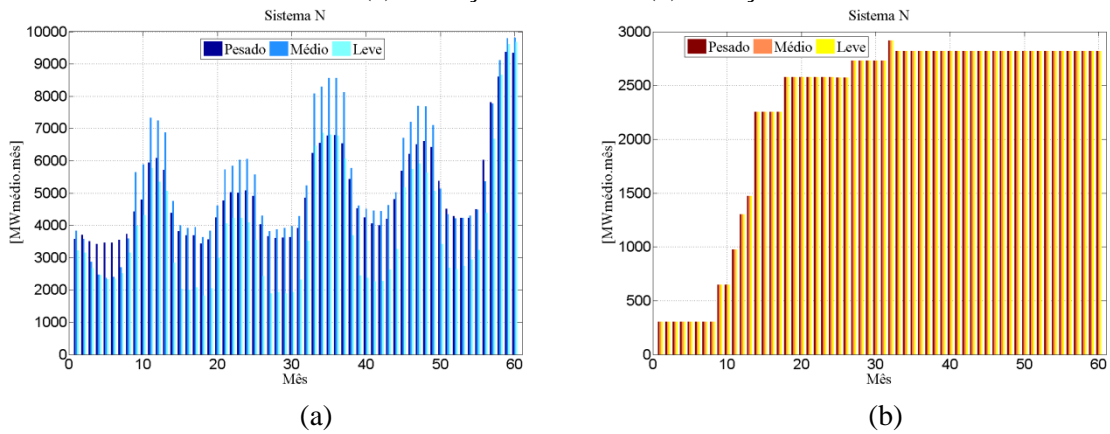
(a) Geração Hidráulica (b) Geração Térmica



Fonte: próprio autor.

**Figura 45** – Geração para o Subsistema Norte com a Hidrologia 05/1951 a 04/1956 e Cenário modificado

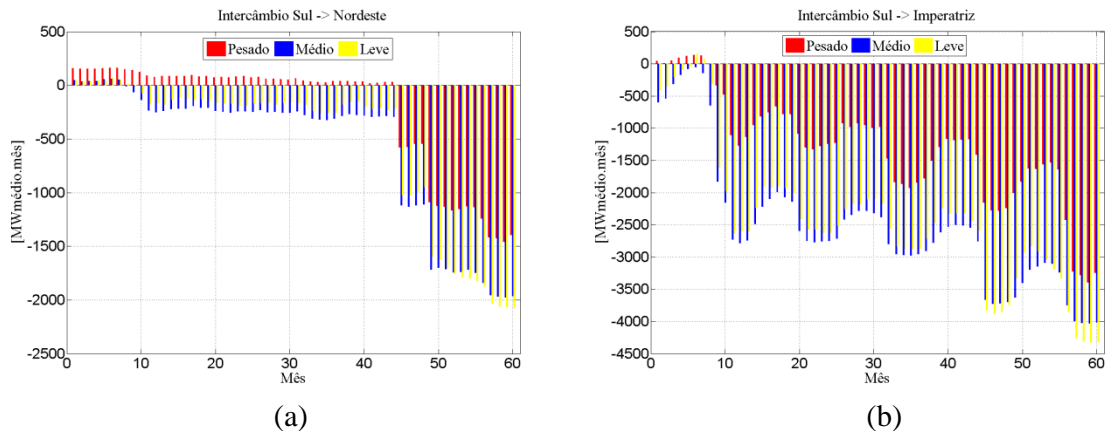
(a) Geração Hidráulica (b) Geração Térmica

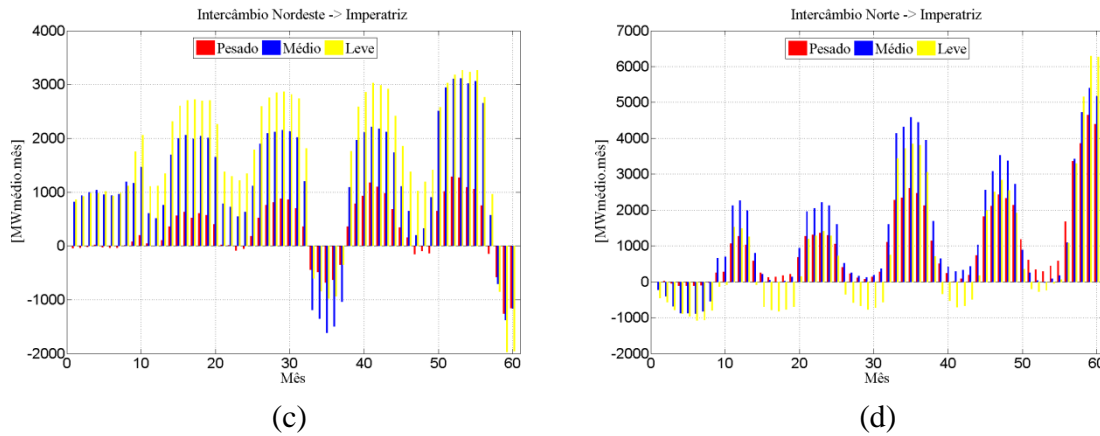


Fonte: próprio autor.

**Figura 46** – Intercâmbio entre os Subsistemas para a Hidrologia 05/1951 a 04/1956 e Cenário modificado

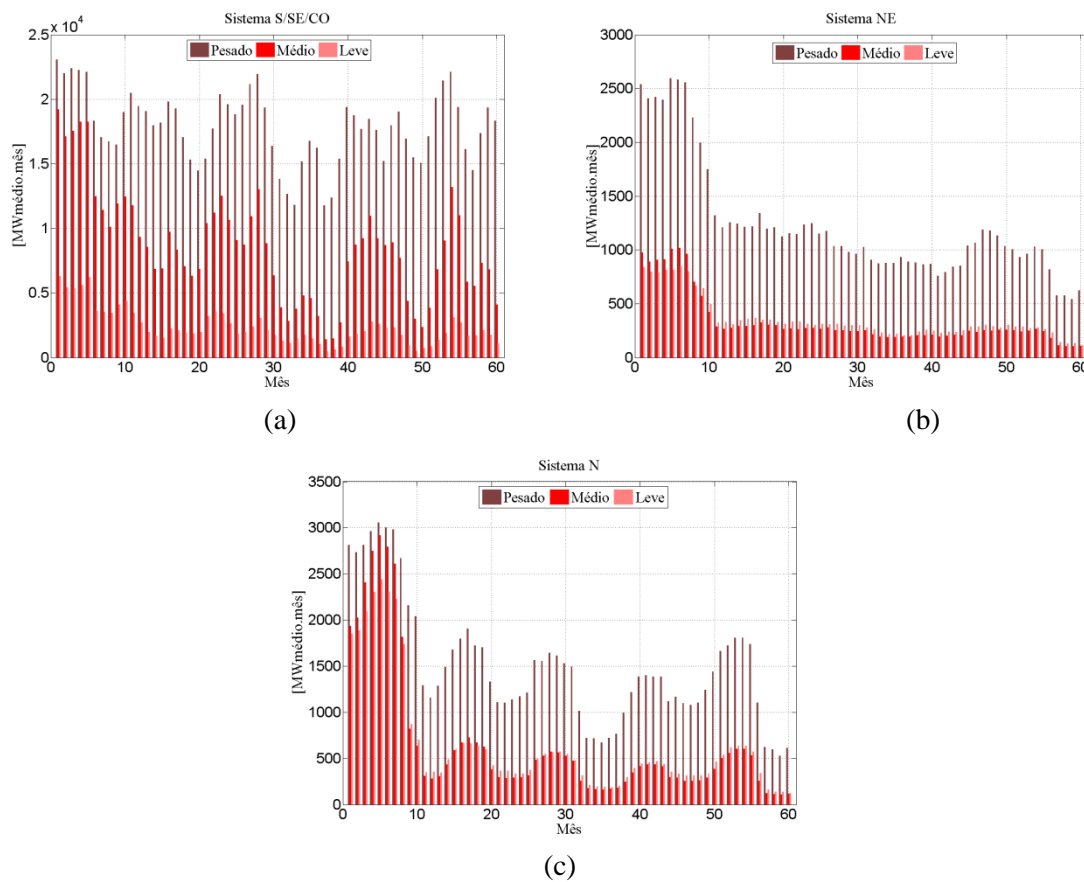
(a) S/SE/CO → NE (b) S/SE/CO → IMP (c) NE → IMP (d) N → IMP





Fonte: próprio autor.

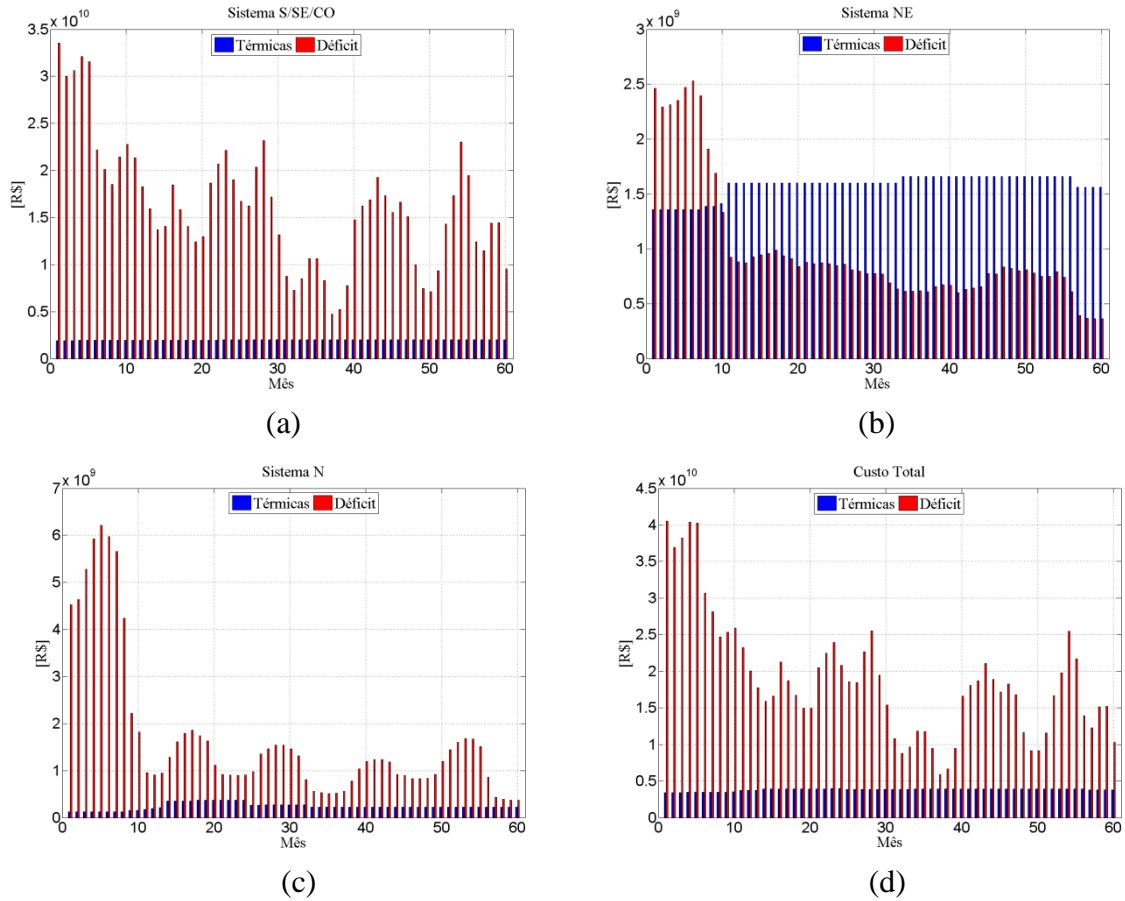
**Figura 47** – Déficit de Energia com a Hidrologia 05/1951 a 04/1956 e Cenário modificado (a) Região Sul / Sudeste / Centro-Oeste; (b) Região Nordeste; (c) Região Norte



Fonte: próprio autor.

**Figura 48** – Custo da Geração Térmica e Déficit para a Hidrologia 05/1951 a 04/1956 e Cenário modificado

(a) Sul / Sudeste / Centro-Oeste (b) Nordeste (c) Norte (d) Custo Total



Fonte: próprio autor.

As respostas mostradas acima são para a convergência pelo método primal-dual com critério de passos distintos. Os demais métodos convergiram para respostas muito próximas do mostrado nas figuras acima e todos eles terminaram o processo iterativo quando as viabilidades primal e dual e a condição de complementaridade ficaram abaixo do critério de convergência adotado.

Cada método possui seu tempo de processamento, quantidade de iterações para convergência e custo de alternativa, para o qual foram utilizados juros anual de 12%, que podem ser vistas na Tabela 8.

**Tabela 8** - Otimização para Hidrologia 05/1951 a 04/1956 com Cenário modificado

Método	Critério de Passo	Número de Iterações	Tempo de Processamento (s)	Custo da Alternativa (R\$)
Primal-Dual	Iguais	51	2,93	$1,28648 \times 10^{12}$
	Distintos	40	2,59	$1,28657 \times 10^{12}$
Primal-Dual	Iguais	25	1,88	$1,28653 \times 10^{12}$
Preditor-Corretor	Distintos	23	1,65	$1,28639 \times 10^{12}$
LINPROG	-----	56	9,68	$1,28731 \times 10^{12}$

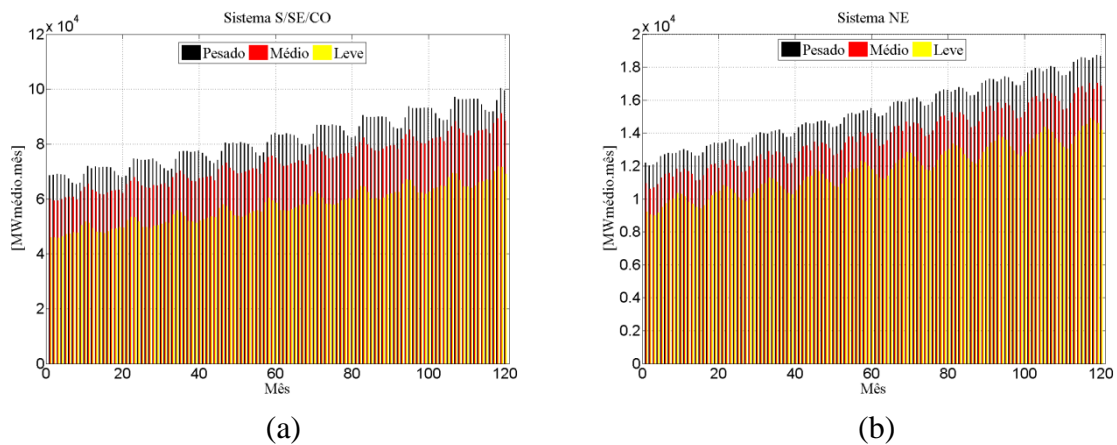
Fonte: próprio autor.

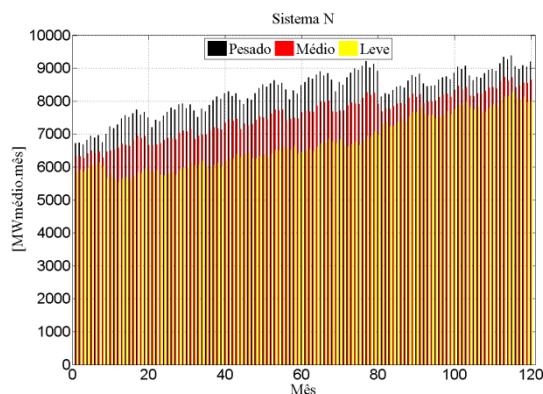
### 6.3.2 Hidrologia 05/1946 a 04/1956 com Cenário modificado

Para cinco anos de simulação a matriz  $A^{m \times n}$  tem a dimensão mostrada na Tabela 3, que significa 156858 variáveis e 26280 restrições lineares de igualdade. Os casos foram simulados considerando um volume útil inicial de 40% e final de 40% para as UHE. A hidrologia simulada é de maio de 1946 a abril de 1956. As respostas para cada hidrologia e comparação entre os métodos podem ser vistas nos tópicos subsequentes.

Para o período em questão as Pequenas Gerações consideradas é a mostrada na Figura 31 e o mercado, adiantado em três anos, a ser atendido é mostrado na figura 49 a seguir.

**Figura 49** – Mercado para Cinco anos de Simulação com Cenário modificado  
 (a) Região Sul / Sudeste / Centro-Oeste; (b) Região Nordeste; (c) Região Norte





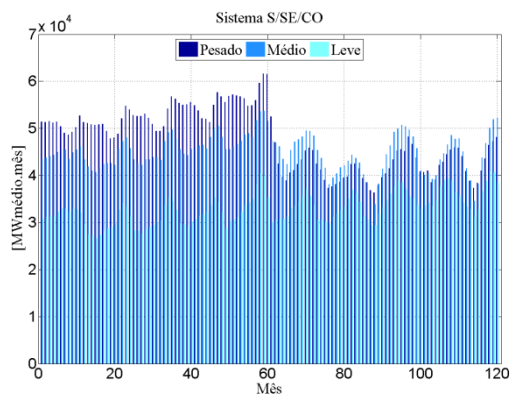
(c)

Fonte: próprio autor.

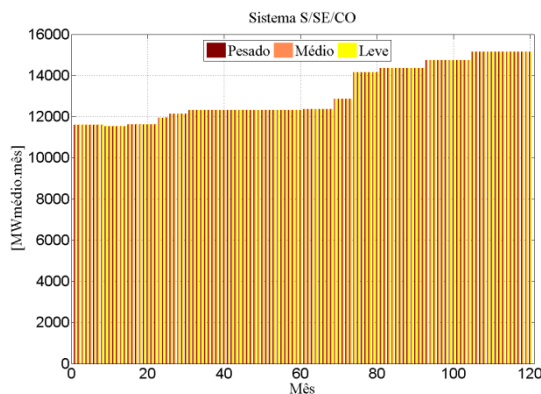
Nas Figuras 50, 51 e 52 é possível ver a geração hidráulica e térmica para os subsistemas Sul / Sudeste / Centro-Oeste, Nordeste e Norte respectivamente. Na Figura 53 é possível ver o intercâmbio entre os subsistemas. Já na Figura 54 é possível ver o valor dos déficits obtido para os três subsistemas e, na Figura 55, os custos da geração térmica e do déficit obtido.

**Figura 50** – Geração para o Subsistema S / SE / CO com a Hidrologia 05/1946 a 04/1956 e Cenário modificado

(a) Geração Hidráulica (b) Geração Térmica



(a)

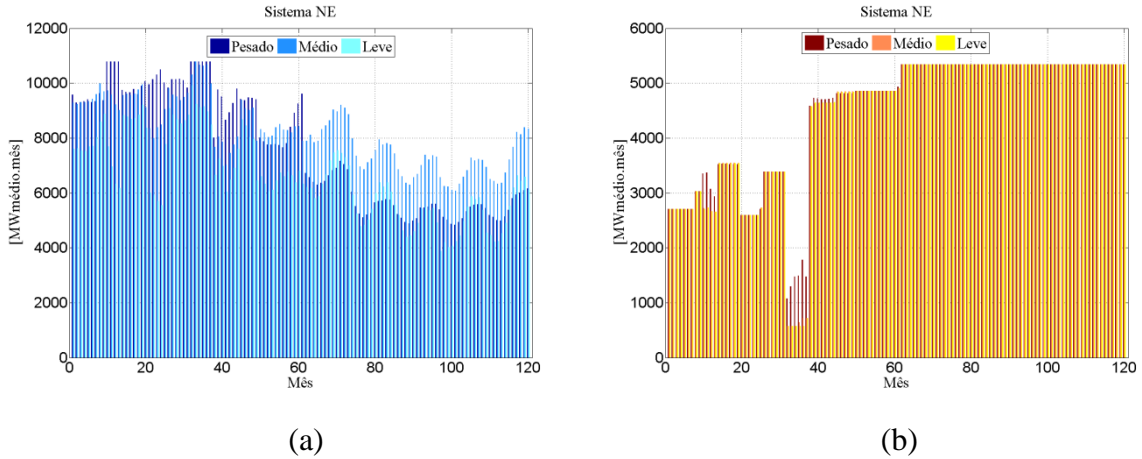


(b)

Fonte: próprio autor.

**Figura 51** – Geração para o Subsistema Nordeste com a Hidrologia 05/1946 a 04/1956 e Cenário modificado

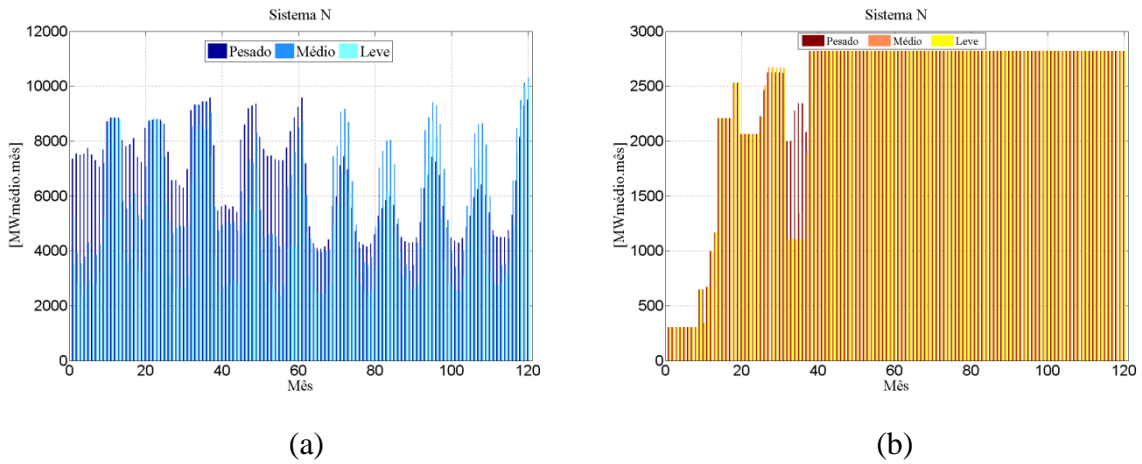
(a) Geração Hidráulica (b) Geração Térmica



Fonte: próprio autor.

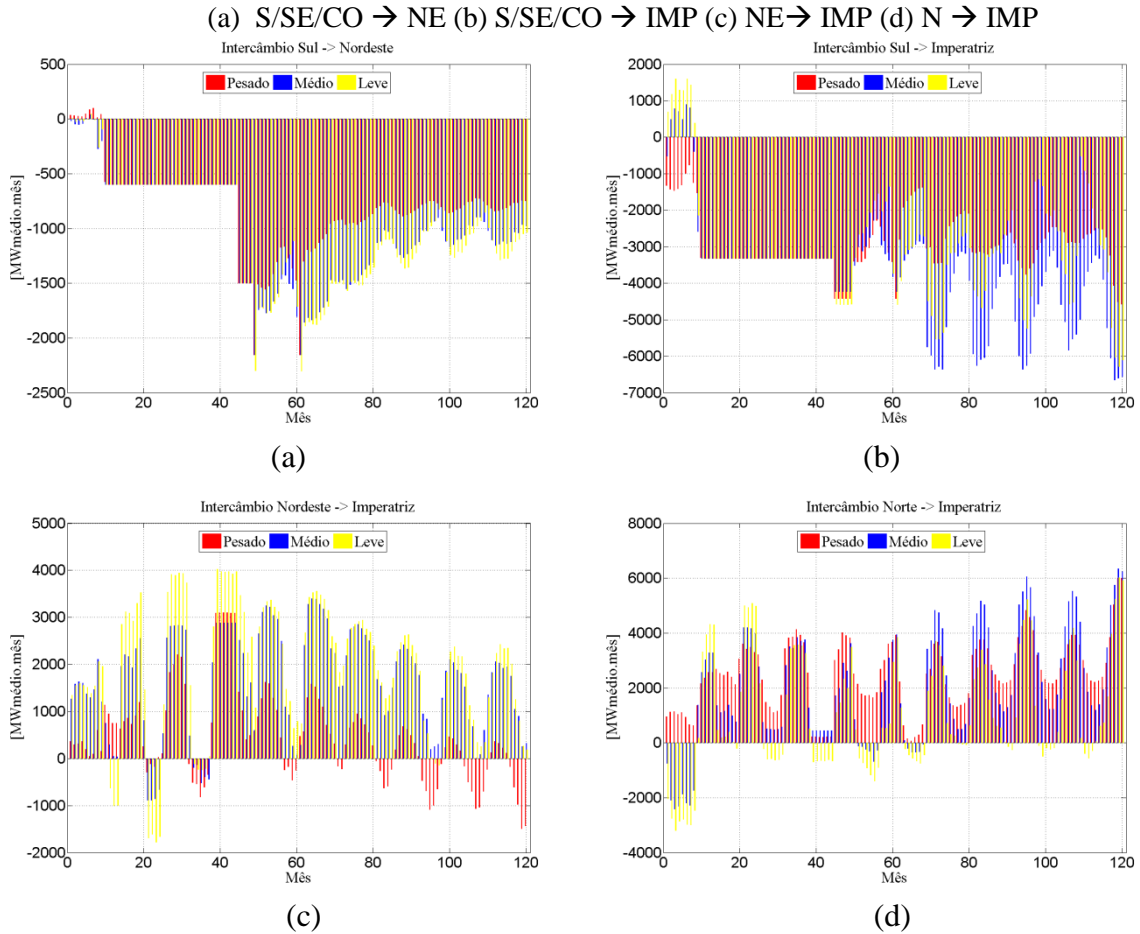
**Figura 52** – Geração para o Subsistema Norte com a Hidrologia 05/1946 a 04/1956 e Cenário modificado

(a) Geração Hidráulica (b) Geração Térmica



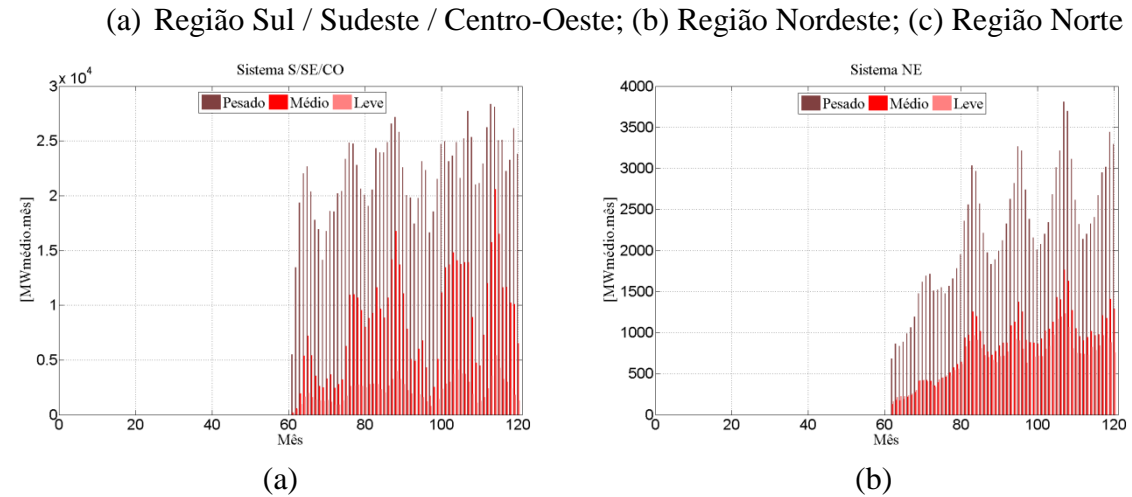
Fonte: próprio autor.

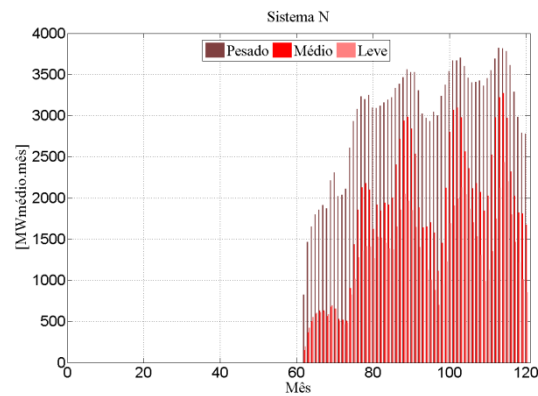
**Figura 53** – Intercâmbio entre os Subsistemas para a Hidrologia 05/1946 a 04/1956 e Cenário modificado



Fonte: próprio autor.

**Figura 54** – Déficit de Energia com a Hidrologia 05/1946 a 04/1956 e Cenário modificado



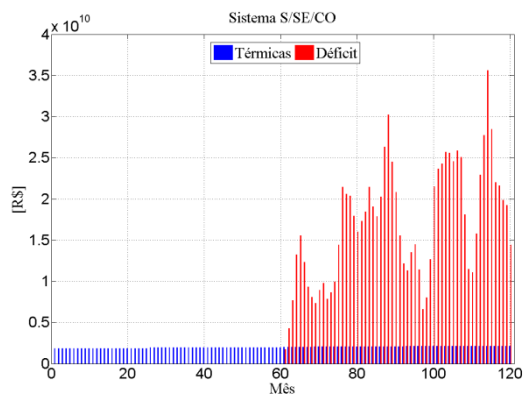


(c)

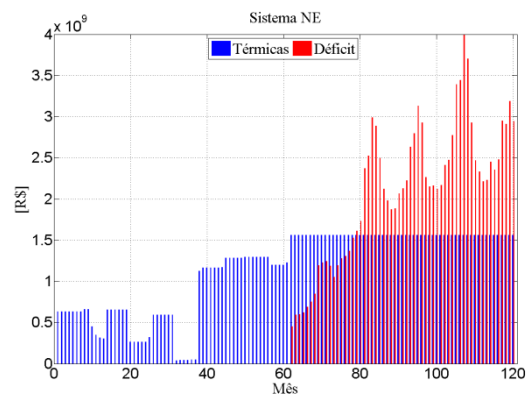
Fonte: próprio autor.

**Figura 55** – Custo da Geração Térmica e Déficit para a Hidrologia 05/1951 a 04/1956 e Cenário modificado

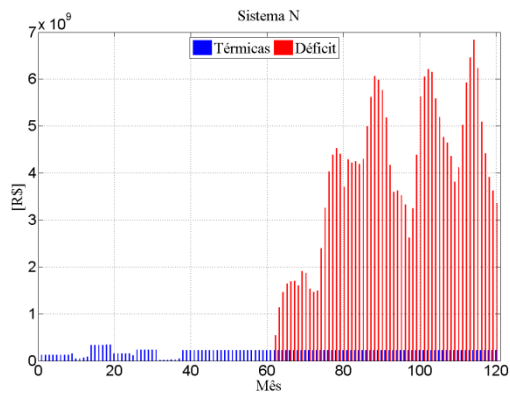
(a) Sul / Sudeste / Centro-Oeste (b) Nordeste (c) Norte (d) Custo Total



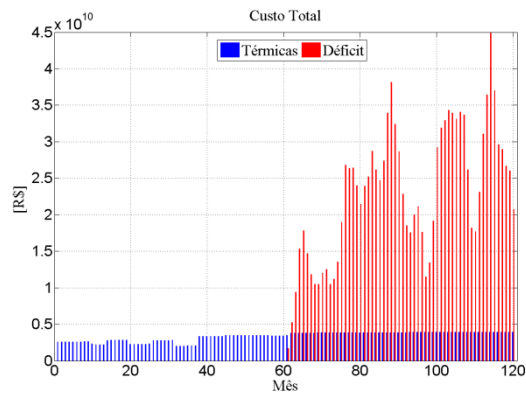
(a)



(b)



(c)



(d)

Fonte: próprio autor.



As respostas mostradas acima são para a convergência pelo método primal-dual preditor-corretor com passos distintos. Os demais métodos convergiram para respostas muito próximas do mostrado nas figuras acima e todos eles terminaram o processo iterativo quando as viabilidades primal e dual e a condição de complementaridade ficaram abaixo do critério de convergência adotado. Cada método possui seu tempo de processamento, quantidade de iterações para convergência e custo de alternativa, para o qual foram utilizados juros anual de 12%, que podem ser vistas na Tabela 9.

**Tabela 9** - Otimização para Hidrologia 05/1946 a 04/1956 com Cenário modificado

Método	Critério de Passo	Número de Iterações	Tempo de Processamento (s)	Custo da Alternativa (R\$)
Primal-Dual	Iguais	114	15,87	$1,44882 \times 10^{12}$
	Distintos	108	15,11	$1,44875 \times 10^{12}$
Primal-Dual	Iguais	56	10,25	$1,44863 \times 10^{12}$
Preditor-Corretor	Distintos	70	12,88	$1,44862 \times 10^{12}$
LINPROG	-----	83	42,11	$1,44819 \times 10^{12}$

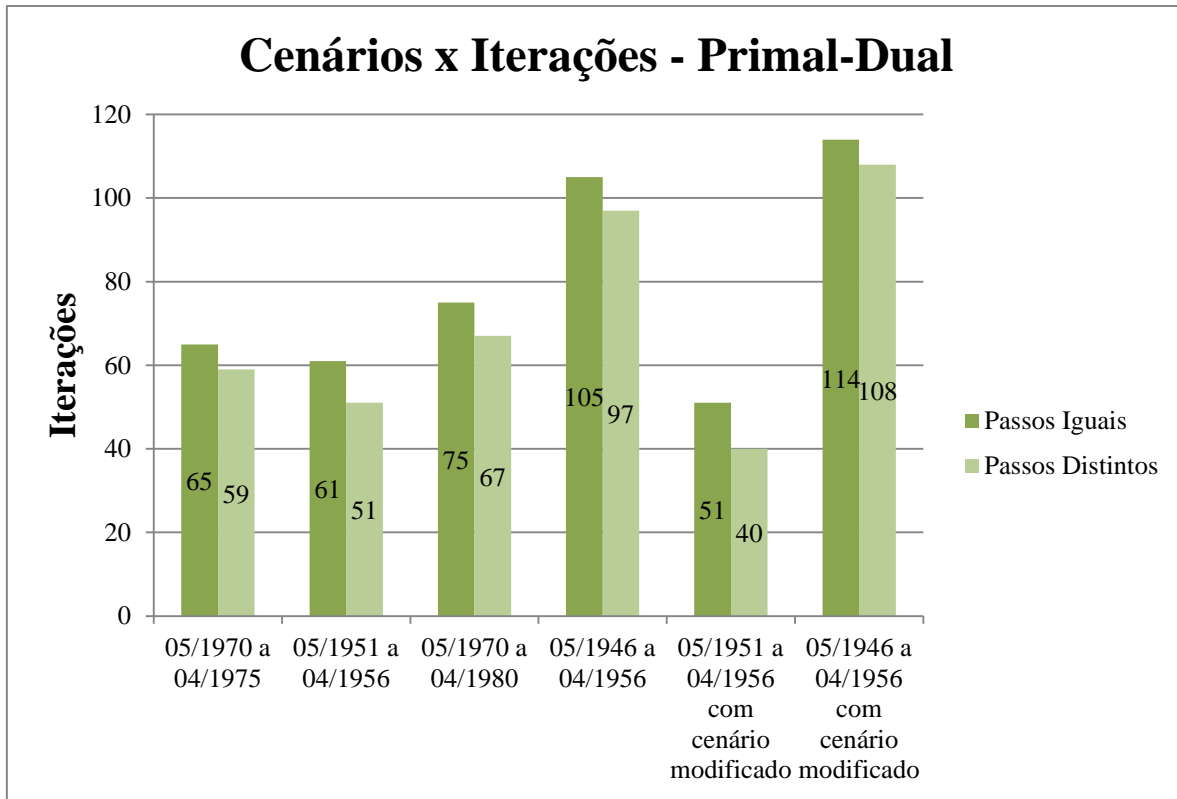
Fonte: próprio autor.

## 6.4 Análise dos Resultados

Este tópico apresenta uma análise da eficiência dos métodos de PI utilizados para resolução do problema de DHO em três patamares de carga. As Figuras 56 e 57 abaixo apresentam o comportamento de cada método utilizado para resolução do problema de DHO, de acordo com o cenário em estudo. É realizada uma relação com o número de iterações que foram necessárias para se chegar ao ponto ótimo.

Como dito no capítulo 4, o uso de passos distintos em problemas de PL implica na redução do tempo de processamento por meio do menor número de iterações requerido para se obter a convergência. Esse fato pode ser visualizado na Figura 56, que mostra o número de iterações para os diversos cenários e resolução pelo método Primal-Dual com passos iguais e distintos.

**Figura 56 – Cenários x Iterações – Primal-Dual**

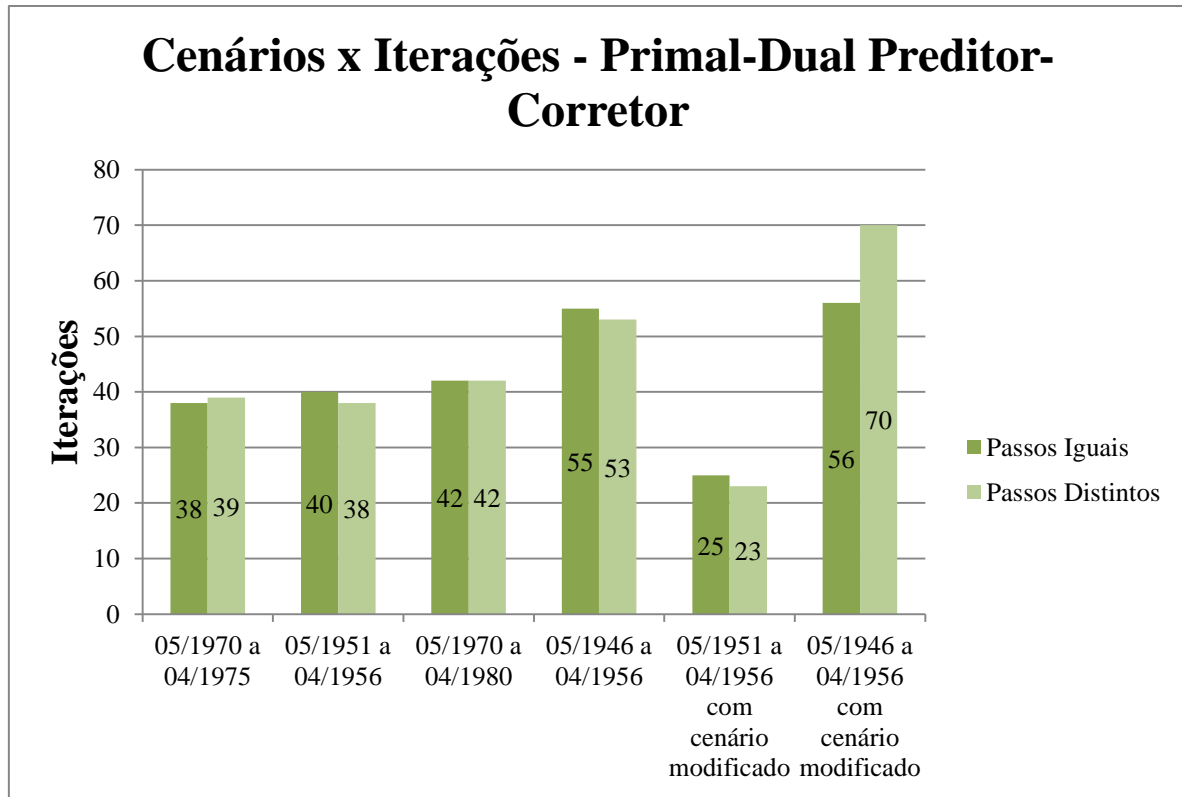


Fonte: próprio autor.

Da análise da Figura 56 é possível ver que em todos os cenários simulados, hidrologias favoráveis, hidrologias desfavoráveis e para o Cenário modificado a fim de se obter déficit, o método Primal-Dual com critério de passos distintos tem um ganho no número de iterações quando comparado ao mesmo método com critério de passos iguais. Com esse ganho, o tempo computacional para convergência do processo iterativo também é reduzido.

A Figura 57 apresenta o número de iterações requerido para os diversos cenários de simulação pela resolução pelo método Primal-Dual Preditor-Corretor para passos iguais e distintos.

Figura 57 – Cenários x Iterações – Primal-Dual Preditor-Corretor



Fonte: próprio autor.

A partir da análise da Figura 57 é possível ver que o método Primal-Dual Preditor-Corretor com critério de passos distintos tem um ganho no número de iterações quando comparado ao mesmo método com critério de passos iguais, com exceção das hidrologias de 05/1970 a 04/1975 e 05/1946 a 04/1956 com cenário modificado. Com esse ganho, o tempo computacional para convergência do processo iterativo também é reduzido. A exceção se dá pois, ao adotar critério de passos distintos, a direção de busca é distorcida para as variáveis primais e duais. Caso as variáveis sejam acopladas entre si, o uso de passos iguais leva vantagem em relação a passos distintos.

A partir dos resultados obtidos com as simulações de diversos cenários, é possível verificar a eficiência de cada método à medida que o problema torna-se mais oneroso. As Tabelas 10 e 11 abaixo apresentam um resumo dos resultados obtidos com as simulações, a fim de facilitar a análise. Também é feita uma análise entre os métodos implementados e o

LINPROG. Para isto, os mesmos cenários aqui utilizados com os métodos de PI foram resolvidos utilizando o método presente no software *Matlab*<sup>®</sup>.

A Tabela 10 apresenta os resultados com critério de passos iguais e o método LINPROG, que utiliza critério de passos iguais, enquanto que a Tabela 11 apresenta os resultados com critério de passos distintos.

**Tabela 10** – Análise dos Métodos de Pontos Interiores com Critério de Passos Iguais

Cenário	Dimensão do problema		Iterações			Tempo de processamento(s)		
	m	n	PD	PDC	LPG	PD	PDC	LPG
<i>Hidrologia 05/1970 a 04/1975</i>	13140	78378	65	<b>38</b>	42	3,81	<b>2,78</b>	7,31
<i>Hidrologia 05/1951 a 04/1956</i>	13140	78378	61	<b>40</b>	67	3,42	<b>2,95</b>	13,34
<i>Hidrologia 05/1970 a 04/1980</i>	26280	156858	75	<b>42</b>	45	10,54	<b>7,86</b>	21,52
<i>Hidrologia 05/1946 a 04/1956</i>	26280	156858	105	<b>55</b>	99	15,13	<b>10,08</b>	47,23
<i>Hidrologia 05/1951 a 04/1956 com cenário modificado</i>	13140	78378	51	<b>25</b>	56	2,93	<b>1,88</b>	9,68
<i>Hidrologia 05/1946 a 04/1956 com cenário modificado</i>	26280	156858	114	<b>56</b>	83	15,87	<b>10,25</b>	42,11

Legenda:  
m: número de restrições lineares      PD: Primal-Dual      LPG: LINPROG  
n: número de variáveis                  PDC: Primal-Dual Preditor-Corretor

Fonte: próprio autor.

**Tabela 11** – Análise dos Métodos de Pontos Interiores com Critério de Passos Diferentes

Cenário	Dimensão do problema		Iterações		Tempo de processamento(s)	
	m	n	PD	PDC	PD	PDC
<i>Hidrologia 05/1970 a 04/1975</i>	13140	78378	59	<b>39</b>	3,36	<b>2,87</b>
<i>Hidrologia 05/1951 a 04/1956</i>	13140	78378	51	<b>38</b>	3,04	<b>2,76</b>
<i>Hidrologia 05/1970 a 04/1980</i>	26280	156858	67	<b>42</b>	9,23	<b>7,6</b>
<i>Hidrologia 05/1946 a 04/1956</i>	26280	156858	97	<b>53</b>	13,37	<b>9,65</b>
<i>Hidrologia 05/1951 a 04/1956 com cenário modificado</i>	13140	78378	40	<b>23</b>	2,59	<b>1,65</b>
<i>Hidrologia 05/1946 a 04/1956 com cenário modificado</i>	26280	156858	108	<b>70</b>	15,11	<b>12,88</b>

Legenda:  
m: número de restrições lineares      PD: Primal-Dual  
n: número de variáveis                  PDC: Primal-Dual Preditor-Corretor

Fonte: próprio autor.

Como pode ser visualizado nas Tabelas 10 e 11, tanto para análise com passos iguais, quanto para análise com passos distintos o método primal-dual preditor-corretor converge com menos iterações quando comparado aos demais métodos. Com relação ao tempo de processamento o método primal-dual preditor-corretor também é o que converge mais rápido. Quando comparados ao LINPROG, do próprio *Matlab*<sup>®</sup>, a eficiência do método primal-dual preditor-corretor prático implementado é superior, já o primal-dual apresenta desempenho aquém ao LINPROG.

Com relação aos custos, podemos ver nas Tabelas 4 a 9 que todos os métodos convergiram para a mesma resposta, com pequenas variações na quarta e quinta casa decimal. Também é possível ver que a hidrologia 05/1951 a 04/1956 apresenta um aumento de aproximadamente 200% em relação a hidrologia 05/1970 a 04/1975, já a hidrologia 05/1946 a 04/1956 um aumento de 165% em relação a hidrologia 05/1970 a 04/1980. Quando comparados aos Cenários modificados, o aumento do custo da alternativa chega a ser de mais de 1000%.

# CAPÍTULO 7

## 7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

---

### 7.1 Conclusões

Esta dissertação concentrou-se na análise de métodos de PI para solucionar o problema de despacho hidrotérmico em três patamares de carga. O problema foi proposto como um problema de PL e os métodos Primal-Dual e Primal-Dual Preditor-Corretor, com comprimentos de passos iguais e distintos, foram os métodos de PI discutidos. No intuito de verificar a eficiência dos métodos implementados foi realizada uma análise comparativa com o método LINPROG, que é uma rotina de solução de problemas de PL do *Matlab*<sup>®</sup>.

A base de dados utilizada foi extraída do Plano Decenal de Expansão de Energia 2022. Foi utilizado um programa de DHO em três patamares de carga, *dhoVisual*<sup>3P</sup><sup>®</sup>, para avaliar possíveis cenários energéticos do Brasil e suas interligações. Considerando um conjunto de UHE e reservatórios, conjunto de UTE e intercâmbios operados para geração e atendimento a demandas de energia elétrica.

As simulações foram divididas em dois grupos utilizando os dados do PDE e a série histórica de vazões. Um cenário de cinco anos de simulação e outro com dez anos de simulação. Para cada cenário foi considerada uma hidrologia com vazão acima da média histórica, 05/1970 a 04/1975 e 05/1970 a 04/1980, e uma hidrologia com vazão abaixo da média histórica, 05/1951 a 04/1956 e 05/1946 a 04/1956. Também foi simulado, para as hidrologias desfavoráveis, cenários com o mercado modificado a fim de se obter déficit de energia.

A comparação entre os métodos mostrou que o método Primal-Dual Preditor-Corretor com critério de passos distintos apresenta desempenho superior em relação aos demais. Todos os métodos chegaram a respostas muito próximas entre si, com variação máxima de apenas 0,07% no custo da alternativa.

Os métodos implementados no software *dhoVisual*<sup>3P</sup>®, desenvolvido pelo LDSP da UFPE, apresentaram resultados semelhantes ao do LINPROG. Porém, o desempenho do método Primal-Dual Preditor-Corretor implementado foi superior, enquanto que o Primal-Dual foi inferior ao apresentado pelo LINPROG, do *Matlab*®. Por fim, foi mostrado que todos os métodos convergiram para o mesmo custo de alternativa, com pequenas variações na quarta e quinta casa decimal, e que para cenários com hidrologia favorável a redução no custo, quando comparado a um desfavorável, chega a ser de cerca de 200%.

A partir da análise dos Resultados é possível concluir que o planejamento da operação de um sistema hidrotérmico é de grande importância. Se essa operação não for bem planejada, pode-se chegar a situações indesejadas no futuro, seja ele por um grande volume de água armazenada nos reservatórios e necessidade de vertimento, ocasionando desperdício, ou corte de carga devido a níveis de água baixo nos reservatórios e falta de térmicas para complementar a geração, como o caso de racionamento de energia ocorrido em 2001 devido a um mau planejamento do setor elétrico.

Esta dissertação de é de grande valia para planejamento da operação do sistema, pois considera, para longos intervalos de planejamento, operação individualizada dos reservatórios diferentemente do modelo NEWAVE. O modelo implementado também simula a operação para diferentes patamares de carga, em todo o horizonte de estudo, com subsistemas interligados e restrições operativas para seus intercâmbios. Além de limites máximos e mínimos para operação das UTE e UHE.

## 7.2 Trabalhos futuros

Para realização de trabalhos futuros na área de DHO em três patamares de carga utilizando métodos de PI é proposto o que se segue:

- 
- Implementar e desenvolver estudos de caso com opção de escala variável de tempo, ao invés de mensais;
  - Implementação do método com PNL, considerando a produtividade das UHE variável em função do nível do reservatório;
  - Considerar a mesma geração térmica para os três patamares de carga, resultando numa diminuição no número de variáveis.
  - Comparação dos resultados com o modelo NEWAVE e DECOMP.



## REFERÊNCIAS

ALMEIDA, K. C.; GALIANA, F. D.; 1996. Critical Cases in the Optimal Power Flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 3 (Aug.), p. 1509 – 1518.

ANDRIOLO, R., FERNANDES; T. S. P., BESSA, M.; BLOOT, M. L.; 2015. Electric and Energy Coupling for Medium-Term Operation Considering Transmission Restrictions, *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 26, no. 6 (Dec.), p. 686 – 700.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; 2005. *Cadernos Temáticos – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos para Geração de Energia Elétrica*. Brasil. Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em 14 mar. 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; 2016. *BIG – Banco de Informações de Geração*. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em 14 mar. 2016.

AQUINO, R. R. B.; 2001. *Redes Neurais Artificiais Recorrentes: Uma aplicação à Otimização da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Geração*. Campina Grande. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal da Paraíba.

AQUINO, R. R. B.; CARVALHO Jr., M. A.; SOUZA, B. A.; 1998. The Water Resources Multiple Use Impact in the Operation Planning of Hydrothermal Generation Systems. In: VI SEPOPE – SYMPOSIUM OF SPECIALIST IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING (May 1998: Salvador – Bahia).

BENDERS, J. F.; 1962. Partitioning Procedures for Solving Mixed-Variables Programming Problems. *Numerische Mathematik*, vol. 4, p. 238 – 252.

CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica; 2001. *Modelo DECOMP Manual de Referência*. Versão – Outubro/2011. Brasil. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/arquivos/pdf/Manual\\_Referencia\\_DECOMP.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/arquivos/pdf/Manual_Referencia_DECOMP.pdf)>. Acesso em 17 mar. 2016.

CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica; 2013. *Projeto NEWAVE: Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes. Manual do usuário*. Versão 17.5.3. Brasil. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/086/documento/manualusuario.pdf>>. Acesso em 17 mar. 2016.

CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica; 2013a. *Modelo DECOMP: Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo. Manual do usuário*. Versão 18.3. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/086/documento/manualusuariodecompv18.3.pdf>>. Acesso em 17 mar. 2016.

CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica; 2016. Disponível em: <<http://www.cepel.br>>. Acesso em 17 mar. 2016.

CHANG, S.-K; MARKS, G. E.; KATO, K.; 1990. Optimal Real-Time Voltage Control. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 3 (Aug.), p. 750 – 758.

CORDEIRO, L. F. A.; 2015. *Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro com Foco na Emissão de CO<sub>2</sub>*. Recife. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Pernambuco.

DING, Q.; LI, N.; WANG, X.; 2000. Implementation of Interior Point Method Based Voltage/Reactive Power Optimization, *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*, vol. 2, p 1197 – 1201.

DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F.; 1968. Optimal Power Flow Solution, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-87 (Oct.), no. 10, p. 1866 – 1876.

FLETCHER, R. *Practical Methods of Optimization*. Reading: John Willey & Sons, Inc, 1987.

FORTUNATO, L. A. M.; NETO, T. A. A.; ALBUQUERQUE, J. C. R.; e PEREIRA, M. V. F. *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro: Editora da Universidade Federal Fluminense, Brasil, 1990.

JUNIOR, S. N. C.; 2012. *Pré-Despacho Hidrotérmico Baseado na Maximização Dos Lucros Dos Agentes Geradores Via Otimização Por Enxame de Partículas*. São Luís. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Maranhão.

KARMARKAR, N.; 1984. A New Polynomial - Time Algorithm for Linear Programming. *Combinatorica* 4, no. 4, p. 373 – 395.

KHACHIYAN, L. G.; 1979. A Polynomial Algorithm in Linear Programming. *Doklady Akademii Nauk SSSR*, vol. 244, p. 1093 – 1096.

KLEINA, M.; 2012. *O Método de Pontos Interiores Aplicado ao Problema do Despacho Hidrotérmico*, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

KLEINA, M.; MATIOLI, L. C.; MARCILIO, D. C.; OENING, A. P.; O Método de Pontos Interiores Aplicado ao Problema do Despacho Hidrotérmico. In: XXXIV CNMAC – CONGRESSO NACIONAL DE MATEMÁTICA APLICADA E COMPUTACIONAL (Sep. 2012: Águas de Lindóia, São Paulo p. 81 – 87).

LEITE, P. T.; 2006. Aplicação de Algoritmos Genéticos na Determinação da Operação Ótima de Sistemas Hidrotérmicos de Potência, *Revista Controle & Automação*, vol. 17 (fev. e mar.), no. 1, p. 81 – 88.

LOPES, J. E. G.; 2007. *Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica*, Tese (Doutorado em Engenharia) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

MACEIRA, M. E. P.; TERRY, L. A.; DINIZ, A. S. L.; SOUZA, L. C. F.; COSTA, F. S.; ROMERO, S. P.; BINATO, S.; AMADO, S. M.; VILLASBOAS, C. E.; VILANOVA, R.; 2000. Despacho de Geração Horária com Representação Detalhada de Restrições Hidráulicas. IN: VII SEPOPE – SYMPOSIUM OF SPECIALIST IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING (May 2000: Curitiba, Paraná).

MEGIDDO, N.; 1989. *Pathways to the optimal set in linear programming*, in Progress in Mathematical Programming. New York: Springer-Verlag, Inc., 1989, p. 131 – 158.

MEHROTRA, S.; 1992. On the Implementation of a Primal-Dual Interior Point Method. *SIAM Journal on Optimization*, vol. 2 (Nov.), no. 4, pp. 575 – 601.

MME – Ministério de Minas e Energia; EPE – Empresa de Pesquisa Energética; 2013. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2022*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202022.pdf>>. Acesso em 15 fev. 2016.

NÓBREGA NETO, O.; 2010. *Sistemas Inteligentes Híbridos Baseados em Redes Neurais Recorrentes e Regras Heurísticas Aplicado ao Despacho Ótimo de Geração*, Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Pernambuco.

NOCEDAL, J.; WRIGHT, S. J. *Numerical Optimization*, New York: Springer-Verlag, Inc., 1999.

NUMERIANO, S.; ALMEIDA, G. J.; AQUINO, R. R. B.; TORRES, G. L.; LIRA, M. M. S.; MARINHO, M. H. N.; SIMONI, V. R.; SILVA, J. B.; GOUVEIA, H. T. V.; NÓBREGA NETO, O.; 2012. Aplicação de Métodos de Pontos Interiores ao Despacho Hidrotérmico-Eólico Ótimo. IN: IV SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (2012: Goiânia, Goiás).

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico; 2016. *O que é o SIN – Sistema Interligado Nacional*. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/o\\_que\\_e\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx)>. Acesso em 17 mar. 2016.

PEREIRA, M. V. F.; 1989. Optimal Stochastic Operations Scheduling of Large Hydroelectric Systems. *International Journal of Electric Power and Energy Systems*, vol. 11 (July), no. 3, p. 161 – 169, 1989.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G.; 1985. Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach. *Water Resources Research*, vol. 21 (June), no.6, p. 779 – 792.

PINTO, R. J.; BORGES, C. L. A.; MACEIRA, M. E. P.; 2013. An Efficient Parallel Algorithm for Large Scale Hydrothermal System Operation Planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28 (Nov.), no. 4, p. 4888 – 4896.

QUINTANA, V. H.; TORRES, G. L.; PALOMO, J. M.; 2000. Interior-Point Methods and Their Applications to Power Systems: A Classification of Publications and Software Codes. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, p. 170 – 176.

RAMOS, T. P.; 2011. *Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas Baseados em Técnicas de Programação Não Linear Integrado com o Modelo de Decisão Estratégica*, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Juiz de Fora.

SINGH, S. N.; SRIVASTAVA, S. C. S.; 1995. Corrective Action Planning to Achieve a Feasible Optimal Power Flow Solution. *IEE Proc-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 142 (Nov.), no. 6, p. 576 – 582.

SOARES F., S.; 1987. Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. *Revista SBA – Controle e Automação*, vol. 1, no. 2, p. 122 – 131.

TERRY, L. A.; PEREIRA, M. V. F.; NETO, T. A. A.; SILVA, L. F. A.; SALES, P. R. H.; 1986. Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System. *Interfaces*, vol. 16 (Feb.), no. 1, p. 16 – 38.

UFRN – Universidade Federal do Rio Grande do Norte; 2013. *Vestibular 2013*. Disponível em < <http://www.comperve.ufrn.br/conteudo/provas/2013/dia1Ingles.pdf>>. Acesso em 15 de fev. de 2016.

WRIGHT, S. J. *Primal - Dual Interior-Point Methods*. Philadelphia: SIAM Publications, 1997.

WRIGHT, M. H.; 2004. The Interior-Point Revolution in Optimization: History, Recent Developments, and Lasting Consequences. *Bulletin of the American Mathematical Society*, vol. 42 (Sep.), no. 1, p. 39 – 56.

WURBS, R. A.; 1993. Reservoir–System Simulation and Optimization Models. *Journal of Water Resources Planning and Management*, vol. 119, no. 4, p 455 – 472.

YEH, W. W-G.; 1985. Reservoir Management and Operation Models: A State of Art Review. *Water Resources Research*, vol. 21 (Dec.), no. 12, p 1797 – 1818.

ZAMBELLI, M.; TOSCANO, A. E.; SOARES FILHO, S.; SANTOS, E.; SILVA FILHO, D.; 2011. Newave Versus Odin: Comparison of Stochastic and Deterministic Models for

the Long Term Hydropower Scheduling of the Interconnected Brazilian System. *Revista Controle & Automação*, vol. 22 (Nov. e Dec.), no. 6, p. 598 – 609.

ZAMBON, R. C.; 2008. *Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Grande Porte*, Tese (Doutorado em Engenharia), Universidade de São Paulo.

ZHANG, Y.; 1996. Solving Large-Scale Linear Programs by Interior-Point Methods Under MATLAB environment. *Optimization Methods and Software*, Technical Report TR96-01 (Feb), University of Maryland, Baltimore.

ZHANG, Y.; 1999. User's Guide to LIPSOL - Linear Programming Interior Point Solvers v0.4. *Optimization Methods and Software*, vol. 11&12, p. 385 – 396.