Campus de São Carlos

**ESTUDO DO ACOPLAMENTO ELÉTRICO-ENERGÉTICO NO
PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE CURTO-CURTÍSSIMO
PRAZO UTILIZANDO FPOCA**

Autor: Luiz Giovani Lopes Rodrigues

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

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

**ESCOLA DE ENGENHARIA
DE SÃO CARLOS**

Serviço de Pós-Graduação EESC/USP

EXEMPLAR REVISADO

Data de entrada no Serviço: 19.1.02.04

Ass.: Leandro Corubli

Luiz Giovani Lopes Rodrigues

ESTUDO DO ACOPLAMENTO ELÉTRICO- ENERGÉTICO NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE CURTO-CURTÍSSIMO PRAZO UTILIZANDO FPOCA

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

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

DEDALUS - Acervo - EESC

31100047241

São Carlos

2003

Class.	TESE - EESC
Cutt.	4922
Tombo	T084/04
Sysno	1360574

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento da
Informação do Serviço de Biblioteca - EESC/USP

R696ep

Rodrigues, Luiz Giovani Lopes

Estudo do acoplamento elétrico-energético no planejamento da operação de curto-curtíssimo prazo utilizando FPOCA / Luiz Giovani Lopes Rodrigues. -- São Carlos, 2003.

Dissertação (Mestrado) -- Escola de Engenharia de São Carlos-Universidade de São Paulo, 2003.

Área : Engenharia Elétrica.

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

1. Acoplamento elétrico-energético. 2. Planejamento da operação de curto-curtíssimo prazo. 3. Fluxo de potência ótimo. 4. Otimização. 5. Perdas na transmissão. 6. Custo da geração. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **LUIZ GIOVANI LOPES RODRIGUES**

Dissertação defendida e julgada em 15-12-2003 perante a Comissão Julgadora:

Prof. Dr. **ADRIANO ALBER DE FRANÇA MENDES CARNEIRO** (Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP)

APROVADO

Prof. Assoc. **GERALDO ROBERTO MARTINS DA COSTA**
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP)

APROVADO

Eng. **SERGIO NIERI BARILLARI**
(Companhia Energética de São Paulo/CESP)

APROVADO

P/ Prof. Assoc. **MURILO ARAUJO ROMERO**
Coordenador do Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica

Prof. Assoc. **MARIA DO CARMO CALDIURI**
Presidente da Comissão de Pós-Graduação

*Dedico este trabalho aos meus queridos pais
José Pedro e Terezinha, e a minha querida irmã
Daniela.*

AGRADECIMENTOS

Sobretudo ao Verdadeiro Deus, que me dá força e sabedoria.

Ao Prof. Dr. Adriano Alber de França Mendes Carneiro pela orientação, dedicação e por acreditar em nosso trabalho.

Ao Prof. Dr. Geraldo Roberto Martins da Costa pela co-orientação, dedicação e incentivo.

Aos amigos de todas as horas, em especial aos amigos do “LSEE – O Lab” que me acompanharam e participaram de alguma forma no desenvolvimento deste trabalho.

À Erika pelo amor, compreensão, companheirismo e incentivo.

Aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da EESC/USP que de alguma forma contribuíram para o andamento deste trabalho, em especial, às secretárias Denise e Marisa pela dedicação e presteza.

À Companhia Energética de São Paulo – CESP pelos dados fornecidos para os testes realizados.

À Coordenadoria de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES pela bolsa de estudos concedida.

RESUMO

RODRIGUES, L. G. L. (2003). *Estudo do Acoplamento Elétrico-Energético no Planejamento da Operação de Curto-Curtíssimo Prazo Utilizando FPOCA*. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2003.

Este trabalho traz um estudo inicial do acoplamento elétrico-energético no planejamento da operação de curto-curtíssimo prazo utilizando Fluxo de Potência Ótimo em Corrente Alternada (FPOCA) com o objetivo de averiguar possíveis desvios entre o planejamento energético e o planejamento elétrico. É feita uma análise da influência dos aspectos elétricos do sistema de transmissão no planejamento energético de curto prazo utilizando-se um FPOCA, juntamente com a minimização do custo da geração e das perdas na transmissão. A minimização do custo da geração é feita através de uma otimização do sistema hidrotérmico utilizando-se um Programa de Otimização de Sistema Hidrotérmico (POSH) baseado em um algoritmo simplex convexo e na aplicação da teoria de fluxo em rede, enquanto que a minimização das perdas na transmissão é feita utilizando-se um FPOCA baseado no método Dual-Newton. Estas ferramentas permitem analisar a necessidade de ajustes para compatibilizar a otimização energética e a otimização elétrica de um sistema eletroenergético, e buscar um planejamento “ótimo” que atenda os planejamentos energético e elétrico. Dessa forma, a interface elétrico-energética se torna mais “forte”, pois as metas de geração obtidas pelo planejamento de curto prazo que serão passadas para o planejamento de curtíssimo prazo, já incluem o efeito dos aspectos elétricos do sistema. Isto proporciona um controle dos desvios da trajetória “ótima” do sistema, o que contribui para melhorar a otimização global do planejamento da operação eletroenergética.

Palavras-chave: planejamento da operação de curto-curtíssimo prazo, acoplamento elétrico-energético, fluxo de potência ótimo, custo da geração, perdas do sistema de transmissão, otimização.

ABSTRACT

RODRIGUES, L. G. L. (2003). *The Study of Electric-Energetic Coupling in the Short-Shortest Term Operation Planning Using FPOCA*. M.Sc. Dissertation – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2003.

This work brings a beginning study of the electric-energetic coupling in the short-shortest term operation planning using Optimal Power Flow in Alternate Current (OPFAC) aiming to inquire possible mismatches between the energetic planning and the electric planning. It is made an analysis of the electrical aspects influence in the short term energetic planning using OPFAC together with the minimization of generation cost and the transmission losses. The generation cost minimization is made for the hydrothermal system optimization using a Hydrothermal System Optimization Program (POSH) based on a convex simplex algorithm and the application of the network flow theory, while the transmission losses minimization is made using an OPFAC based on the Dual-Newton method. These tools allow to analyze the necessity of adjustments to make compatible the energetic optimization and the electric optimization of the power system, and to search an “optimal” planning that attends both the energetic planning and electric planning. Like this, the electric-energetic interface becomes strongest, therefore the generation goals gotten by the short-term planning, that will be passed to the shortest-term planning, already includes the effect of the electric system aspects. These one provide the mismatches control in the optimal trajectory of the system and it contributes to improve the global optimization of power system operation planning. The analyzed system is the 440 kV Equivalent System of CESP (Energetic Company of São Paulo), with 53 bus, being 7 generation bus, 85 transmission lines and 48 transformers.

Keywords: short-shortest term operation planning, electric-energetic coupling, optimal power flow, generation cost, transmission losses, optimization.

Lista de Figuras

FIGURA 1 – O Sistema Sudeste: com 39 usinas hidroelétricas.	5
FIGURA 2 – O Sistema Interligado Nacional.	6
FIGURA 3 – Diagrama esquemático de um sistema hidrotérmico de energia elétrica. ..	9
FIGURA 4 – Representação esquemática de uma cadeia de procedimentos para operação de sistema hidrotérmico.	11
FIGURA 5 – Sistema de reservatórios com estrutura topológica de arborescência.	29
FIGURA 6 – Representação por arborescência temporalmente expandida da Figura 5....	30
FIGURA 7 – Modelo equivalente π de uma linha de transmissão.....	35
FIGURA 8 – Modelo de transformadores: em fase, $t = a$; defasador puro, $t = e^{j\varphi}$; e defasador, $t = ae^{j\varphi}$	36
FIGURA 9 – Transformador em-fase.	36
FIGURA 10– Circuito equivalente π para transformadores em-fase: $A=ay_{km}$; $B=a(a-$ $1)y_{km}$; e $C=(1-a)y_{km}$	37
FIGURA 11– Defasador puro ($t=e^{j\varphi}$).	38
FIGURA 12– Convenção de sinais para fluxos e injeções de corrente, potência ativa e potência reativa.....	42
FIGURA 13– Diagrama de blocos do Método Dual-Newton.....	55
FIGURA 14– Diagrama do acoplamento elétrico-energético proposto.....	58
FIGURA 15– Sistema 24 barras IEEE modificado.....	59
FIGURA 16– Afluências médias semanais no horizonte 1954-1955.	60
FIGURA 17– Comportamento da vazão turbinada no horizonte 1954-1955.	61
FIGURA 18– Comportamento do volume no horizonte 1954-1955.....	61
FIGURA 19– Energia armazenada no horizonte 1954-1955.	62
FIGURA 20– Afluências médias semanais no horizonte 2001-2002.	63
FIGURA 21– Comportamento da vazão turbinada no horizonte 2001-2002.	63
FIGURA 22– Comportamento do volume no horizonte 2001-2002.....	64
FIGURA 23– Energia armazenada no horizonte 2001-2002.	64
FIGURA 24– Gerações no horizonte 1954-1955.....	65
FIGURA 25– Gerações no horizonte 2001-2002.....	66
FIGURA 26– Perdas na transmissão no horizonte 1954-1955.	71

FIGURA 27– Perdas na transmissão no horizonte 2001-2002.	71
FIGURA 28– Rede CESP 440 kV Equivalente.	73
FIGURA 29– Afluências médias semanais no horizonte 1952-1953.	74
FIGURA 30– Comportamento da vazão turbinada no horizonte 1952-1953.	74
FIGURA 31– Comportamento do volume no horizonte 1952-1953.....	75
FIGURA 32– Energia armazenada no horizonte 1952-1953.	75
FIGURA 33– Afluências médias semanais no horizonte 1959-1960.	76
FIGURA 34– Comportamento da vazão turbinada no horizonte 1959-1960.	77
FIGURA 35– Comportamento do volume no horizonte 1959-1960.....	77
FIGURA 36– Energia armazenada no horizonte 1959-1960.	78
FIGURA 37– Afluências médias semanais no horizonte 1985-1986.	79
FIGURA 38– Comportamento da vazão turbinada no horizonte 1985-1986.	79
FIGURA 39– Comportamento do volume no horizonte 1985-1986.....	80
FIGURA 40– Energia armazenada no horizonte 1985-1986.	80
FIGURA 41– Gerações no horizonte 1952-1953.....	81
FIGURA 42– Gerações no horizonte 1959-1960.....	82
FIGURA 43– Gerações no horizonte 1985-1986.....	82
FIGURA 44– Gerações da Usina de Água Vermelha no horizonte 1952-1953.	83
FIGURA 45– Gerações da Usina de Ilha Solteira (<i>slack</i>) no horizonte 1952-1953.	84
FIGURA 46– Gerações da Usina de Três Irmãos no horizonte 1952-1953.....	84
FIGURA 47– Gerações da Usina de Jupia no horizonte 1952-1953.	84
FIGURA 48– Gerações da Usina de Porto Primavera no horizonte 1952-1953.....	85
FIGURA 49– Gerações da Usina de Capivara no horizonte 1952-1953.	85
FIGURA 50– Gerações da Usina de Taquaruçu no horizonte 1952-1953.....	85
FIGURA 51– Gerações da Usina de Água Vermelha no horizonte 1959-1960.	88
FIGURA 52– Gerações da Usina de Ilha Solteira (<i>slack</i>) no horizonte 1959-1960.	88
FIGURA 53– Gerações da Usina de Três Irmãos no horizonte 1959-1960.....	89
FIGURA 54– Gerações da Usina de Jupia no horizonte 1959-1960.	89
FIGURA 55– Gerações da Usina de Porto Primavera no horizonte 1959-1960.....	89
FIGURA 56– Gerações da Usina de Capivara no horizonte 1959-1960.	90
FIGURA 57– Gerações da Usina de Taquaruçu no horizonte 1959-1960.....	90
FIGURA 58– Gerações da Usina de Água Vermelha no horizonte 1985-1986.	93
FIGURA 59– Gerações da Usina de Ilha Solteira (<i>slack</i>) no horizonte 1985-1986.	93
FIGURA 60– Gerações da Usina de Três Irmãos no horizonte 1985-1986.....	93

FIGURA 61– Gerações da Usina de Jupia no horizonte 1985-1986.	94
FIGURA 62– Gerações da Usina de Porto Primavera no horizonte 1985-1986.....	94
FIGURA 63– Gerações da Usina de Capivara no horizonte 1985-1986.	94
FIGURA 64– Gerações da Usina de Taquaruçu no horizonte 1985-1986.....	95
FIGURA 65– Perdas na transmissão no horizonte 1952-1953.	97
FIGURA 66– Perdas na transmissão no horizonte 1959-1960.	97
FIGURA 67– Perdas na transmissão no horizonte 1985-1986.	97
FIGURA 68– Complementação térmica referente à barra “ <i>slack</i> ” no horizonte 1952- 1953.	100
FIGURA 69– Complementação térmica referente à barra “ <i>slack</i> ” no horizonte 1959- 1960.	100
FIGURA 70– Complementação térmica referente à barra “ <i>slack</i> ” no horizonte 1985- 1986.	101
FIGURA 71– Geração de Ilha Solteira referente à barra <i>slack</i> no horizonte 1952-1953.	102
FIGURA 72– Geração de Ilha Solteira referente à barra <i>slack</i> no horizonte 1959-1960.	103
FIGURA 73– Geração de Ilha Solteira referente à barra <i>slack</i> no horizonte 1985-1986.	103

Lista de Tabelas

TABELA 1 – Evolução da Potência Instalada em MW no Brasil.	7
TABELA 2 – Efeito das restrições elétricas e das perdas sobre o “ótimo” energético no horizonte 1954-1955.....	67
TABELA 3 – Efeito das restrições elétricas e das perdas sobre o “ótimo” energético no horizonte 2001-2002.....	67
TABELA 4 – Tensões de barra: 18ª semana (maior demanda).	69
TABELA 5 – Fluxo de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão.....	70
TABELA 6 – Efeito das restrições elétricas e das perdas sobre o “ótimo” energético na 44ª semana.....	86
TABELA 7 – Tensões de barra: horizonte 1952-1953.....	87
TABELA 8 – Fluxos de potência ativa e reativa.....	87
TABELA 9 – Efeito das restrições elétricas e das perdas sobre o “ótimo” energético na 44ª semana.....	91
TABELA 10 – Tensões de barra: horizonte 1959-1960.....	91
TABELA 11 – Fluxos de potência ativa e reativa.....	92
TABELA 12 – Efeito das restrições elétricas e das perdas sobre o “ótimo” energético na 44ª semana.....	95
TABELA 13 – Tensões de barra: horizonte 1985-1986.....	96
TABELA 14 – Fluxos de potência ativa e reativa.....	96
TABELA 14 – Diminuição de perdas na transmissão efetuada pelo FPOCA.	98
TABELA 15 – Comportamento dos custos da complementação térmica.	101
TABELA 16 – Balanço da energia ganha ou perdida entre a minimização de perdas e a variação da complementação térmica (ΔCT).....	102

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANAREDE[®] – Programa de Análise de Redes
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CA – Corrente alternada
CC – Corrente contínua
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CESP – Companhia Energética de São Paulo
CT – Complementação Térmica
FPOCA – Fluxo de Potência Ótimo em Corrente Alternada
GW – Gigawatt
IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc
km – quilômetro
kV – kilovolt
MVar – Mega Volt-Amperé Reativo
MW – Megawatt
MWh – Megawatt-hora
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
POSH – Programa de Otimização de Sistemas Hidrotérmicos
PPT – Programa Prioritário de Termoeletricidade
pu – por unidade
R\$ – Real (unidade monetária)
SDDP – Stochastic Dual Dynamic Programming
SIN – Sistema Interligado Nacional
UHE – Usina Hidroelétrica
UTE – Usina Termoelétrica
[\$] – unidade monetária

SUMÁRIO

RESUMO	i
ABSTRACT	ii
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 O Setor Elétrico Brasileiro	1
1.2 A Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro	4
1.3 Disposição do Trabalho.....	8
2. O ESTADO DA ARTE.....	9
3. PROPOSTA DO TRABALHO	24
4. MODELAGEM DE SISTEMAS ELETROENERGÉTICOS.....	27
4.1 A Modelagem Energética de Sistemas Eletroenergéticos	27
4.1.1 Otimização do Planejamento Energético.....	29
4.2 A Modelagem Elétrica de Sistemas Eletroenergéticos.....	34
4.2.1 Modelagem de linhas e transformadores	34
4.2.1.1 Linhas de Transmissão	34
4.2.1.2 Transformadores Em-Fase.....	35
4.2.1.3 Transformadores Defasadores	38
4.3 O Fluxo de Potência	40
4.3.1 Fluxos de Potência Ativa e Reativa.....	43
4.3.1.1 Linha de Transmissão	43
4.3.1.2 Transformadores Em-Fase.....	44
4.3.1.3 Transformadores Defasadores	44
4.3.1.4 Equações gerais dos fluxos de potência ativa e reativa	44
4.3.2 Fluxo de Potência Não-Linear: Método de Newton	46
4.4 O Fluxo de Potência Ótimo.....	49
4.4.1 O Modelo de Fluxo de Potência Ótimo.....	50
4.4.2 O Método Dual-Newton	51
4.5 Estudo do Acoplamento Elétrico-Energético – Uma Contribuição para o Planejamento de Curto Prazo	56
5. ESTUDO DE CASO.....	59

5.1	Sistema 24 barras IEEE modificado.....	59
5.2	Rede CESP 440 kV Equivalente.....	73
	COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES	104
6.	REFERÊNCIA BIBLIOGRAFIA.....	106
	ANEXO A – Banco de Dados dos Sistemas Elétricos Utilizados	112
	ANEXO B – Bancos de Dados dos Sistemas de Usinas Utilizados.....	116

1. INTRODUÇÃO

Nesse capítulo são apresentados uma visão geral do Setor Elétrico Brasileiro e seu processo de reestruturação. Posteriormente são apresentadas a proposta de trabalho desta dissertação, e sua contribuição no estudo de curto e curtíssimo prazo do planejamento da operação de sistemas eletroenergéticos. Finalmente, é mostrada a organização dos assuntos tratados neste estudo.

1.1 O Setor Elétrico Brasileiro

A eletricidade representa atualmente cerca de 40% do consumo total de energia do Brasil. Este percentual representava em 1975, antes da “segunda crise do petróleo” menos de 22%. A participação da hidroeletricidade na matriz energética brasileira é mais de cinco vezes superior à média internacional, respondendo por 35,4% do total, enquanto a média mundial está em torno de 6,5%. No mundo, o petróleo é o principal insumo para a geração de energia, com participação de 38,5%, seguido do carvão (24,7%), gás natural (23,7%), energia nuclear (6,6%) e hidroeletricidade (6,5%). Nos EUA, o petróleo representa 40%, o gás natural e o carvão ficam empatados com 24,8%, a energia nuclear responde por 8,2%, enquanto a hidroeletricidade fica com 2,2% do maior mercado mundial, que corresponde por 24,5% de toda a energia consumida no planeta. Entre os 10 países que mais consomem energia no mundo, apenas o Canadá tem grande presença da hidroeletricidade, com uma fatia de 27,3%. Os demais insumos têm grande participação, com o petróleo respondendo por 32,0%; gás natural, 23,8%; o carvão, 10,5%; e a energia nuclear, 6,3% (SOUZA, 2002).

A geração de energia no Brasil passou por várias fases distintas: até o término da Segunda Guerra Mundial, a geração de energia elétrica decorria de investimentos da iniciativa privada. A partir das décadas de 1950 e 1960, o crescimento da geração passou a ser promovido por empresas estaduais e federais. A partir de meados da década de 1990 o setor elétrico brasileiro voltou a receber investimentos da iniciativa privada, resultado da privatização de algumas empresas do setor ou de parcerias entre empresas estatais e privadas. A exemplo de outros países, como numa tendência quase mundial, o setor de energia elétrica no Brasil, passou, então, por um processo de reestruturação.

Em 1996, o Ministério das Minas e Energia contratou o consórcio liderado pela consultoria Coopers & Lybrand que, com a participação de profissionais do setor, apresentou proposta para uma ampla reforma do setor elétrico, que foi iniciada sua implementação desde então. Este novo modelo proposto baseava-se:

- no regime de concorrência entre as empresas;
- na garantia ao livre acesso a rede;
- na instituição de entidades especializadas, que zelariam pelo bom funcionamento do sistema; e
- na reestruturação da participação do governo, que exerceria o papel de indutor dos investimentos e de gerenciador e regulador da operação do setor.

A reestruturação sustentava-se na Constituição Federal de 1988 e passou a ser implementada no ano de 1993, quando as principais regras de funcionamento passaram por modificações importantes.

A partir de 1995, com a edição das Leis de Concessões e a aprovação do Programa Nacional de Desestatização (PND), e sua extensão para os Programas Estaduais de Desestatização (PEDs), o processo foi acelerado e hoje, na maioria dos Estados, a distribuição de energia é realizada por empresas privadas.

Pela Lei 9427, de 26 de dezembro de 1996, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e teve início a consolidação de uma nova postura do Estado, que passou a ser o formulador, regulador e fiscalizador das políticas do setor.

Constituiu-se o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidades privadas destinadas, respectivamente, à comercialização de energia elétrica e, à coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, zelando pela sua otimização. Em razão da crise de suprimento de energia elétrica vivida pelo País no ano de 2001, a

Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, com a missão de encaminhar propostas para corrigir não-funcionalidades e propor aperfeiçoamentos no modelo (MPOG, 2002).

Em julho de 2003, o Ministério das Minas e Energia apresenta a Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico (MME, 2003) que propõe um processo de reformulação no que diz respeito às privatizações, comercialização de energia elétrica e, órgãos reguladores, fiscalizadores e coordenadores do setor. Dessa forma, o princípio básico do arranjo institucional é a prevalência do conceito de serviço público, isto é, a produção de energia deve ser realizada, prioritariamente, por concessionário de serviço público, principalmente aquela destinada aos consumidores cativos.

Com a nova proposta, os principais agentes e suas respectivas funções são:

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE: homologação da política energética, em articulação com as demais políticas públicas.

Ministério de Minas e Energia – MME: formulação de políticas para o setor energético; implementação dessas políticas energéticas; exercício do Poder Concedente.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do sistema elétrico, envolvendo cumprimento das normas do marco regulatório em geral e das obrigações dispostas nos atos de outorga (contratos de concessão, autorização ou permissão) dos serviços de geração, transmissão e distribuição.

Fundação de Estudos e Planejamento Energético – FEPE: execução dos estudos de planejamento energético.

Administrador dos Contratos de Energia Elétrica – ACEE: administração da contratação das instalações de geração; liquidação das diferenças contratuais de todos os agentes do sistema (geradores de serviço público, produtores independentes, distribuidores, comercializadores e consumidores livres), em substituição ao MAE.

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS: operação integrada e centralizada do sistema elétrico interligado; administração da contratação das instalações de transmissão.

Operador dos Sistemas Elétricos Isolados – OSI: coordenação da operação dos sistemas elétricos isolados.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE: monitoramento das condições de atendimento, no horizonte de cinco anos, com o objetivo de assegurar a implementação de providências com vistas a garantir a normalidade do suprimento de

energia elétrica (coordenação do MME, com apoio da FEPE, do ACEE, da ANEEL e do ONS).

ELETROBRÁS: financiamento, em caráter suplementar, da expansão do setor elétrico; exercício da função de holding das empresas estatais federais; administração de encargos e fundos setoriais; comercialização da energia de ITAIPU e de fontes alternativas contempladas pelo PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica); coordenação do OSI.

De forma geral, no que tange à organização das atividades setoriais, a distribuição deverá estar segregada empresarialmente da geração e da transmissão. As duas últimas poderão estar verticalmente integradas, desde que a contabilização e a apropriação dos custos dessas atividades sejam inteiramente separadas.

Deve-se ressaltar que o modelo atual do Setor Elétrico Brasileiro não está totalmente definido, pois o “Novo Modelo” como vem sendo chamada a “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico” (MME, 2003), ainda passa por um processo de discussão entre o Governo e as empresas e entidades do setor, podendo sofrer modificações em sua estrutura.

1.2 A Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

A geração de energia elétrica no Brasil é predominantemente hidroelétrica. De fato, com um grande potencial hidroelétrico, reservas insuficientes de petróleo e reservas de carvão concentradas na região Sul e de baixo teor calorífico, o País investiu pesadamente na geração hidroelétrica. Mas atualmente este panorama vem sofrendo modificações, principalmente com a crise recente no fornecimento de energia elétrica aliada ao menor custo de instalação e ao menor tempo de construção das usinas termoelétricas em relação às usinas hidroelétricas. Também, deve-se levar em consideração o virtual esgotamento dos recursos hídricos em um futuro próximo, pelo menos em algumas regiões. A FIGURA 1 apresenta parte do principal sistema de geração de energia elétrica brasileiro: o Sistema Sudeste com uma potência instalada de aproximadamente 32 GW (não contabilizando Itaipu)..

FIGURA 1 – O Sistema Sudeste: com 39 usinas hidroelétricas.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) conta hoje com quatro subsistemas distintos: o Sistema Sul, o Sistema Sudeste/Centro-Oeste, Sistema Nordeste e o Sistema Norte, quase todos interligados. Esta interligação é feita com aproximadamente 185 mil km de linhas de transmissão (linhas iguais ou superiores 230 kV) e sub-transmissão (iguais a superiores a 69 kV e inferiores a 230 kV), na grande maioria de propriedade de empresas estatais. Deste total, 42 mil km interligam parques geradores com as concessionárias de distribuição e os grandes consumidores de energia no território brasileiro. O sistema de distribuição conta ainda com 165 subestações de extra-alta e alta tensão espalhadas pelo País (MPOG, 2002). A FIGURA 2 apresenta o Sistema Interligado Nacional, com suas principais interligações.

FIGURA 2 – O Sistema Interligado Nacional.

A TABELA 1 apresenta a evolução do SIN e de seus quatro subsistemas prevista para os próximos cinco anos. Em dezembro de 2002, a potência instalada do SIN totalizava 73962 MW. Deste montante, 86% é proveniente das usinas hidroelétricas, sendo incluídos os 6300 MW relativos à participação do Brasil na UHE* Itaipu.

* UHE: Usina Hidroelétrica.

TABELA 1 – Evolução da Potência Instalada em MW no Brasil.

REGIÃO	TIPO	2002	2003	2004	2005	2006	2007
SUDESTE + C. OESTE	Hidráulica	32031	32808	33180	33664	33784	33854
	Térmica	4097	6610	7018	6962	6712	6712
	Nuclear	2007	2007	2007	2007	2007	2007
	<i>Total</i>	38135	41425	42205	42633	42503	42573
SUL	Hidráulica	11004	11124	11124	11473	12813	12813
	Térmica	2115	2744	2744	2744	2744	2744
	<i>Total</i>	13119	13868	13868	14217	15557	15557
NORDESTE	Hidráulica	10134	10584	10584	10584	10584	10584
	Térmica	2004	2514	3546	2792	2117	2117
	<i>Total</i>	12138	13098	14130	13376	12701	12701
NORTE	Hidráulica	4270	5395	6520	7645	8395	8395
	Térmica	0	0	0	0	0	0
	<i>Total</i>	4270	5395	6520	7645	8395	8395
BRASIL	Hidráulica	57439	59911	61408	63366	65576	65646
	Térmica	8216	11868	13398	12498	11573	11573
	Nuclear	2007	2007	2007	2007	2007	2007
	<i>Total</i>	67662	73786	76813	77871	79156	79226
ITAIPU/BRASIL	(50% do Total)	6300	6300	7000	7000	7000	7000
BRASIL	Recursos	73962	80086	83813	84871	86156	86226
Argentina	Importação	2178	2178	2178	2178	2178	2178
Paraguai	Compras Itaipu	5587	5900	6229	6198	6166	6132
BRASIL	<i>Total</i>	81727	88164	92220	93247	94500	94536

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Na tabela anterior, observa-se a predominância de geração hidroelétrica no Brasil. Este fato se deve às suas características hidrográficas favoráveis e suas fontes de combustíveis fósseis não se mostrarem abundantes. Por essa razão, a presença de usinas termoeletricas no parque gerador brasileiro ficou por muito tempo, notoriamente, em segundo plano, sendo destinadas à complementação da geração de energia elétrica. Porém, como pode ser visto pela TABELA 1, este panorama vem sofrendo modificações. Espera-se um aumento da ordem de 44% na geração termoeletrica entre o final de 2002 e o final de 2003. Observa-se ainda um aumento da geração termoeletrica até o ano de 2004 e uma diminuição nos anos seguintes. Esta diminuição se deve ao término da contratação de energia de UTE[†] Emergenciais.

[†] UTE: Usina Termoeletrica.

Cabe ressaltar que a participação das termoeletricas, que no final de 2002 estava em 11,1 % passa a 14,8 % em 2003, e a expectativa até o final de 2004 é que este número esteja na ordem de 16 %, mas tende a retroceder para a casa dos 13,0 % devido ao término da contratação de energia emergencial e o aumento da geração hidroelétrica. Esse aumento da geração termoeletrica se deve principalmente à entrada em operação de algumas usinas que constantes no Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) (ONS, 2003)

O desenvolvimento de novas tecnologias para o aproveitamento de fontes de energias não-renováveis (gás natural, carvão mineral, derivados de petróleo, etc) e a possibilidade que as termoeletricas têm de serem instaladas próximas aos grandes centros consumidores, poderão favorecer um aumento substancial do parque gerador termoeletrico brasileiro nos próximos anos. Este fato torna mais importante ainda o planejamento da operação da geração hidrotérmica cujo objetivo econômico é usufruir, de maneira ótima, dos recursos hidroelétricos disponíveis, procurando substituir na medida do possível, e de forma racional, o uso da geração termoeletrica, e evitar ao máximo os vertimentos de água.

Também é importante ressaltar que a insuficiência de potencial hidroelétrico nas regiões de maior consumo de energia leva a instalação de usinas hidroelétricas em regiões mais distantes (verificar FIGURA 2), salientando a importância de estudos mais detalhados da transmissão de energia, principalmente no que diz respeito à redução de perdas na transmissão de energia que podem chegar na casa de milhões de dólares anuais (MARIA e FINDLAY, 1987).

1.3 Disposição do Trabalho

O Capítulo 1 apresentou os principais aspectos do Setor Elétrico Brasileiro. No Capítulo 2 tem-se o estado da arte que apresenta as publicações mais significativas para o desenvolvimento deste trabalho e alguns comentários sobre seus conteúdos. A apresentação da proposta deste trabalho é feita no Capítulo 3. A modelagem e as técnicas de resolução de sistemas eletroenergéticos de potência é tratada no Capítulo 4. Em seguida, no Capítulo 5, é feita a apresentação dos testes realizados. O capítulo 6 refere-se às próximas etapas, comentários parciais. O capítulo final apresenta a bibliografia.

2. O ESTADO DA ARTE

Os sistemas hidrotérmicos de geração de energia elétrica são compostos de usinas hidroelétricas e usinas termoeletricas convencionais (óleo combustível, carvão, gás natural, etc) ou nucleares, ligadas aos centros de carga através de um sistema de transmissão.

FIGURA 3 – Diagrama esquemático de um sistema hidrotérmico de energia elétrica.

O objetivo da operação do sistema hidrotérmico é de determinar uma estratégia de geração em cada usina que minimize o valor dos custos operativos no horizonte de

planejamento. São incluídos nestes custos os gastos com combustíveis das usinas termoeletricas, eventuais compras de energia de sistemas vizinhos e os eventuais custos de não atendimento à carga.

O limite na disponibilidade de energia hidráulica, na forma do volume d'água armazenado nos reservatórios das usinas, faz com que o problema de gestão destas reservas torne-se complexo, pois há uma relação entre as decisões operativas tomadas num estágio qualquer e suas conseqüências futuras.

A impossibilidade de se ter um conhecimento exato das afluências futuras dos aproveitamentos hidráulicos e, da curva de carga do sistema, torna sua operação um problema probabilístico. Essa incerteza afeta a capacidade de geração, visto que esta depende das alturas de queda nos reservatórios (efeito cota), que por sua vez depende do nível de armazenamento de água. Uma complicação adicional vem da necessidade de atendimento às restrições hidráulicas decorrentes do uso múltiplo de água (navegação, irrigação, saneamento, lazer, etc), além das regras de segurança para o controle de cheias nas bacias hidrográficas.

A existência de várias bacias interligadas e a necessidade de avaliação das conseqüências do uso das reservas de água nos anos futuros caracteriza o planejamento da operação como um problema de grande porte. Além disso, é um problema não-linear devido às não-linearidades existentes nas funções de custos térmicos e de geração das usinas hidroelétricas. Outra característica importante é que as variáveis envolvidas são não-separáveis, pois os benefícios de geração de uma usina hidroelétrica não podem ser medidos diretamente como função da usina isolada, mas sim levando em conta o seu acoplamento hidráulico com as outras usinas da bacia hidrográfica a que pertence.

Então, o planejamento da operação de um sistema hidrotérmico tem que levar em conta um amplo espectro de atividades e características do sistema, abrangendo desde a otimização plurianual dos reservatórios até o despacho das usinas levando em conta suas restrições operativas.

Os diferentes horizontes de estudo correspondem a diferentes tipos de análise do desempenho do sistema, tais como efeitos de médio prazo[†] (possibilidade de déficits

[†] O planejamento de médio prazo, segundo a nomenclatura atual da ANEEL e ONS, se refere ao antigo planejamento de longo prazo da operação eletroenergética. O termo longo prazo é usado atualmente para o planejamento da expansão de sistemas elétricos.

futuros, valor esperado de gerações térmicas no futuro, etc), efeitos de curto[§] prazo (contratos anuais para suprimento de energia e demanda entre empresas do sistema, programa de manutenções, etc) e efeitos de curtíssimo^{**} prazo (controle de cheias, restrições de segurança, etc) (FORTUNATO et al., 1990).

A FIGURA 4 apresenta uma cadeia esquemática da decomposição do planejamento da operação. Pode-se notar que o grau de detalhamento cresce à medida que se reduz o horizonte de decisões. A informação de cada nível afeta além do seu horizonte de influência e os seus resultados são passados para o nível subsequente. Além disso, uma interação do nível inferior e superior pode ser usada para ajudar a assegurar a otimização global do planejamento (PEREIRA, 1985).

FIGURA 4 – Representação esquemática de uma cadeia de procedimentos para operação de sistema hidrotérmico.

[§] O planejamento de curto prazo se refere ao antigo planejamento de médio prazo.

^{**} O planejamento de curtíssimo prazo se refere ao antigo planejamento de curto prazo.

Nos modelos convencionais a interação entre o planejamento de curto e curtíssimo prazo é caracterizada somente pelo repasse para o curtíssimo prazo das metas semanais de geração ou defluências ótimas (de cada usina hidroelétrica) obtidas no curto prazo. No curtíssimo prazo estas metas são desagregadas em bases horárias, respeitando as restrições operativas, hidráulicas e elétricas do sistema, num cenário de afluições de demandas determinísticos. Observa-se, então, que os aspectos elétricos do sistema são considerados somente a partir do planejamento de curtíssimo prazo (FORTUNATO et al., 1990; OHISHI, 1990; PEREIRA, 1985; PEREIRA et al., 1988; PINTO et al., 1988; SOARES, 1987).

Por se tratar de um problema de planejamento para um horizonte muito próximo da operação em tempo real, o planejamento de curtíssimo prazo compatibiliza a operação elétrica com a operação energética (OHISHI, 1990). A complexidade do problema de planejamento de curtíssimo prazo resulta da necessidade de se levar em conta simultaneamente aspectos energéticos, hidráulicos e elétricos do sistema hidrotérmico (SOARES, 1987).

Os estudos de curtíssimo prazo tiveram maior abordagem a partir das décadas de 1950 e 1960. Durante este período tais estudos foram feitos extensivamente por Kirchmayer (1958, 1959, 1964), e Bernholtz e Graham (1960, 1962, 1963). Seus estudos baseiam-se em problemas constituídos de um subsistema hidroelétrico, rede elétrica e usinas termoelétricas, cuja resolução é feita de maneira integrada. A rede elétrica é descrita por uma fórmula de perdas.

Kirchmayer (1958) apresentou um método para obter o planejamento econômico “ótimo” de curtíssimo prazo de um sistema hidrotérmico. Propôs que se for assumido que o nível de operação dos reservatórios das usinas hidroelétricas é essencialmente constante durante um período de tempo considerado, então as equações de coordenação que representam o problema são as seguintes:

$F_T = \sum_n F_n$, custo total de operação do sistema hidrotérmico em unidade monetária por hora, e

$$P_L = \sum_{n=1}^{\alpha} \sum_{m=1}^{\alpha} P_{Sn} B_{nm} P_{Sm} + \sum_{j=\alpha+1}^{\beta} \sum_{k=\alpha+1}^{\beta} P_{Hj} B_{jk} P_{Hk} + 2 \sum_{n=1}^{\alpha} \sum_{j=\alpha+1}^{\beta} P_{Sn} B_{nj} P_{Hj} \quad (2.1)$$

Onde:

P_L – representa as perdas totais da transmissão em MW

B_{nj}, B_{jk}, B_{mn} – são os coeficientes da fórmula de perdas da transmissão;

P_H e P_S – são as gerações hidroelétricas e termoeletricas, respectivamente;

α – número de usinas termoeletricas;

$\beta - \alpha$ – número de usinas hidroelétricas.

Assim, deseja-se minimizar o custo total de operação do sistema para uma determinada quantidade de água utilizada pelo sistema hidroelétrico em um determinado período de tempo.

O planejamento “ótimo”, então, é obtido pela solução das seguintes equações de coordenação:

$$\frac{dF_n}{dP_{Sn}} + \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_{Sn}} = \lambda \quad n = 1, 2, \dots, \alpha \quad (2.2)$$

$$\gamma_j \frac{dW_j}{dP_{Hj}} + \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_{Hj}} = \lambda \quad j = \alpha + 1, \alpha + 2, \dots, \beta \quad (2.3)$$

Onde:

$\frac{dF_n}{dP_{Sn}}$ – custo incremental em relação à usina termoeletrica n em unidade monetária por MWh;

$\frac{\partial P_L}{\partial P_{Sn}}$ – perda incremental da transmissão em relação à usina termoeletrica n ;

$\frac{dW_j}{dP_{Hj}}$ – custo incremental da água da usina hidroelétrica j em $m^3/s/MW$;

$\frac{\partial P_L}{\partial P_{Hj}}$ – perda incremental da transmissão em relação à usina hidroelétrica j ;

λ – custo incremental da potência gerada em unidade monetária por MWh;

γ_j – constantes que convertem o custo incremental da água em custo incremental equivalente da usina.

Os coeficientes γ determinam o volume de água utilizado por cada usina hidroelétrica, e o aumento de γ reduz o volume de água utilizado, ou vice-versa. Quando o efeito cota é desconsiderado, os coeficientes γ são constantes ao longo do período considerado, e quando o efeito cota é significativo, os coeficientes de conversão da água

tornam-se uma função do tempo. O efeito da variável γ mantém a cota do reservatório no ponto mais alto possível, consistente com os fatores de balanço econômico entre o custo incremental da água e o custo incremental de produção. A rede elétrica é representada pela fórmula de perdas dada pela eq.(2.1), desenvolvida por Kirchmayer (1958).

Um dos primeiros e mais completo modelo foi apresentado por Bonaert, et al. (1972), que incorpora tanto o efeito cota, usinas em cascata e o tempo de atraso das afluências, como, também, o vertimento. A rede de transmissão é descrita por equações elétricas, e o modelo também inclui restrições tais como limites do equipamento e condições de operação. Técnicas de perturbação são utilizadas para determinar o planejamento “ótimo” do sistema hidroelétrico. Em sua proposta o sistema é decomposto em dois subsistemas constituindo de (i) usinas termoeletricas e rede elétrica, e (ii) o subsistema hidroelétrico. As soluções para cada subsistema são calculadas separadamente e melhoradas nas iterações sucessivas, até que o planejamento “ótimo” para todo o sistema seja obtido. A formulação matemática deste problema é apresentada a seguir:

$$\text{Min} \sum_{k \in M} \left(\sum_{i \in N} C_i(P_{T_{i,k}}) - \sum_{j \in J} \phi_j(R_{j,k}; \langle V_{j,k} \rangle) \right) \quad (2.4)$$

Onde:

i – índice da barra $i \in N$;

k – índice do período $k \in M$;

J – conjunto dos reservatórios das usinas hidroelétricas;

$C_i(P_{T_{i,k}})$ – custo de geração de $P_{T_{i,k}}$;

$P_{T_{i,k}}$ – potência ativa gerada pela usina termoeletrica pertencente à barra i , no período k ;

$\phi_j(R_{j,k}; \langle V_{j,k} \rangle)$ – rendimento hidráulico do reservatório j durante o período k para navegação e irrigação;

$R_{j,k}$ – defluência total do reservatório j durante o período k ;

$\langle V_{j,k} \rangle = \frac{1}{2}(V_{j,k-1} + V_{j,k})$: volume médio do reservatório j durante o período k .

Equações da rede elétrica:

$$P_{i,k} - P_{D_{i,k}} = P_i(\theta_k, E_k) \quad (2.5)$$

$$Q_{i,k} - Q_{D_{i,k}} = Q_i(\theta_k, E_k) \quad (2.6)$$

Onde:

$P_{i,k}$ – potência ativa gerada na barra i no período k ;

$P_{D_{i,k}}$ – demanda de potência ativa na barra i no período k ;

$P_i(\theta_k, E_k)$ – potência ativa injetada na barra i no período k ;

$Q_{i,k}$ – potência reativa gerada na barra i no período k ;

$Q_{D_{i,k}}$ – demanda de potência reativa na barra i no período k ;

$Q_i(\theta_k, E_k)$ – potência reativa injetada na barra i no período k ;

$E_{i,k}$ – magnitude da tensão na barra i no período k .

Limites dos equipamentos e condições de operação dos geradores e rede elétrica:

$$\underline{X}_i \leq X_{i,k} \leq \overline{X}_i \quad (2.7)$$

$$|\theta_{i,k} - \theta_{a,k}| \leq \overline{\theta}_{ia} \quad (2.8)$$

Onde:

$(P_T, P_H, Q_T, Q_H, Q_C, E) \in X$;

Q_C – potência reativa gerada somente por barras de geração de reativos;

$\theta_{i,k}$ – ângulo da tensão da barra i em relação à barra *slack* no período k ;

$\overline{\theta}_{ia}$ – limite superior das diferenças entre os ângulos de fase da tensão da barra i e a barra vizinha a .

Regra de segurança para a rede elétrica:

$$F_k(P_k, Q_k, E_k, \theta_k) \leq 0 \quad (2.9)$$

Características das usinas hidroelétricas:

$$P_{H_{i,k}} = P_{H_i}(D_{j,k}; \langle V_{j,k} \rangle; \langle V_{j^o,k} \rangle) \quad (2.10)$$

Onde:

$P_{Hi,k}$ – potência ativa gerada pela usina hidroelétrica pertencente à barra i , no período k ;

$D_{j,k}$ – defluência do reservatório j que gera potência para barra i no período k ;

$V_{j,k}$ – volume do reservatório j que gera potência para a barra i no período k ;

$V_{j^o,k}$ – volume do reservatório j^o que é a primeira usina à jusante da usina j , cujo

$$\tau_j=0;$$

τ_j – tempo de atraso da água.

Equações da rede hidráulica:

$$V_{j,k} = \min[V_{j,k}^o; \bar{V}_j] \quad (2.11)$$

$$S_{j,k} = (V_{j,k}^o - \bar{V}_j), \text{step}(V_{j,k}^o - \bar{V}_j) \quad (2.12)$$

$$V_{j,k}^o = V_{j,k-1} + \xi_{j,k} + \sum_j R_{j,k-\tau_j} - (D_{j,k} + D_{j,k}^o) \quad (2.13)$$

$$R_{j,k} = D_{j,k} + D_{j,k}^o + S_{j,k} \quad (2.14)$$

Onde:

$V_{j,k}^o$ – volume do reservatório j no final do período k quando o limite superior $\bar{V}_j$ é assumido infinito;

$\xi_{j,k}$ – afluência incremental do reservatório j no período k ;

$R_{j,k}$ – defluência total do reservatório j durante o período k ;

$D_{j,k}^o$ – defluência de desvio do reservatório j no período k ;

$S_{j,k}$ – vertimento do reservatório j no período k .

Limites de defluências e volumes dos reservatórios. $D_{j,k}$ pode assumir os seguintes valores:

$$\begin{aligned} (i) \quad & D_{j,k} = 0 \\ (ii) \quad & 0 < \underline{D}_j \leq D_{j,k} \leq \bar{D}_j \\ (iii) \quad & \underline{D}_j \leq D_{j,k} \leq \bar{D}_j < 0 \\ & 0 \leq D_{j,k}^o \leq \bar{D}_j^o \\ & \underline{V}_j \leq V_j \leq \bar{V}_j \\ (iv) \quad & R_{j,k} \geq W_{j,k} \end{aligned} \quad (2.15)$$

Onde:

$W_{j,k}$: defluência mínima do reservatório j durante o período k para navegação e irrigação.

O planejamento “ótimo” do sistema hidrotérmico é obtido determinando a solução para o problema especificado pelas equações (2.4)-(2.15). O sistema considerado é separável, pois o conjunto de variáveis (P_k, Q_k, E_k, θ_k) não possui termos cruzados para os diferentes valores de k , como também na função-objetivo, eq.(2.4), e nas restrições, equações (2.5)-(2.15). Algo similar acontece com as variáveis hidráulicas (V, D, D^o, S). Assim, o sistema pode ser decomposto nos seguintes subsistemas: (i) subsistema elétrico-térmico descrito pelas equações (2.4)-(2.9), e (ii) subsistema hidroelétrico descrito pelas equações (2.10)-(2.15). Esta decomposição é justamente natural, desde que o sistema seja dividido em (i) m subsistemas estáticos, um para cada período de tempo; e (ii) um subsistema dinâmico. A solução é iniciada com valores factíveis que satisfaçam as equações (2.10)-(2.15). São resolvidos m fluxos de carga “ótimos”, utilizando as potências ativas determinadas para o subsistema hidroelétrico. Então, o custo incremental é obtido para cada barra de geração hidroelétrica. Os custos incrementais representam as variáveis duais. Utilizando as variáveis duais obtém-se um novo planejamento hidráulico que pode ser calculado tal que uma melhoria incremental seja obtida na função de recursão do sistema hidroelétrico dada pela eq.(2.13). As iterações param quando uma diminuição na função-objetivo torna-se “suficientemente” pequena, ou a função-objetivo está “suficientemente” próxima do seu limite inferior. Em cada ciclo, uma solução factível para todo o sistema é obtida após m fluxos de carga. A solução ótima obtida pode representar somente um mínimo local.

Nanda e Bijwe (1981) apresentaram uma aplicação do “Progressive Optimality Algorithm” (POA) no problema de planejamento hidrotérmico “ótimo” de curtíssimo prazo em um sistema de potência constituído de usinas em cascata com tempo de atraso. O efeito cota e as restrições impostas devido aos limites dos equipamentos e das condições de operação dos subsistemas hidroelétrico e termoeletrico também são considerados. O subsistema elétrico é representado em detalhes através de um Fluxo de Potência AC.

Bertsekas, et al. (1983) apresentaram um método de solução do problema de despacho “ótimo” de usinas em sistemas de potência de grande porte, para minimizar o custo total de geração. Este método baseia-se em uma transformação de dualidade do

problema original e na solução ótima do problema dual associado (não-diferenciável), e em técnicas de relaxamento de Lagrange. O algoritmo apresentado é aplicável em planejamento de sistemas de potência que envolva unidades térmicas e hidráulicas. Nesta proposta, uma fase de otimização preliminar é necessária para determinar uma programação ótima da geração hidráulica que é então usada para determinar o perfil de demanda efetiva para as unidades térmicas.

Habibollahzadeh e Bubenko (1986) apresentaram um modelo realístico do planejamento da operação de curtíssimo prazo para sistemas hidrotérmicos de grande porte com um grande acoplamento hidráulico. Este problema pode ser resolvido por uma programação inteira mista de grande porte. O método de Bender é empregado para decompor o problema em relação a variáveis inteiras e contínuas. O problema apresenta um problema principal e um subproblema. O problema principal contém somente variáveis inteiras e considera o despacho (*unit commitment*) das unidades térmicas. O subproblema inclui somente variáveis contínuas e considera o problema do despacho econômico. O subproblema é decomposto em sistemas hidráulico e térmico. Assim, é possível aplicar o algoritmo de fluxo em redes para explorar a estrutura em rede do grande número de restrições envolvidas.

Brännlund, et al. (1986, 1988) apresentaram uma discussão sobre os conceitos de fluxo em redes como uma forma de modelar o planejamento da geração de curtíssimo prazo de um sistema multireservatórios de grande porte com usinas hidroelétricas em cascata e com restrições de segurança. A dinâmica dos reservatórios é descrita pelas equações de balanço de fluxo em redes. As características de geração das usinas hidroelétricas e o efeito cota são representados por uma modelagem não-linear. O modelo do sistema reconhece as restrições de segurança na forma das limitações de capacidade de transmissão inter-regional que são obtidas através de um Fluxo de Potência Ótimo CC (FPOCC). O problema da programação matemática em grande escala é resolvido pelo uso do algoritmo especializado de gradiente reduzido para explorar a estrutura de rede do sistema hidroelétrico. Restrições de segurança adicionais são manuseadas empregando um esquema de projeção de gradiente baseado nas estimativas dos multiplicadores de Lagrange associados com restrições de fronteira. As estimativas dos multiplicadores são determinadas pela resolução de um problema de minimização quadrática.

Luo, et al. (1989) apresentaram uma abordagem de despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo considerando os efeitos de acoplamento hidráulico de reservatórios em

cascata, tempo de atraso das afluições, efeito cota, fluxo de potência e outras restrições devido à segurança e considerações ambientais. O problema é decomposto em um subproblema hidroelétrico e um termoeletrico, os quais são resolvidos iterativamente. A programação em fluxo em redes é utilizada para a solução do subproblema hidroelétrico. Um ajuste efetivo é proposto para levar em conta a relação não-linear entre os dois subproblemas para acelerar a convergência do processo iterativo. Neste ajuste, assim como na solução do subproblema termoeletrico, as equações de coordenação e FPOCC são combinadas para melhorar a eficiência computacional. Este ajuste é feito utilizando uma busca de Fibonacci.

Johannesen, et al. (1991) propuseram um método para o planejamento de curtíssimo prazo em sistemas essencialmente hidroelétricos cuja técnica de solução é baseada no algoritmo de fluxo em redes iterativo, que coordena os subproblemas hidráulico e elétrico, e em técnicas heurísticas. Esta abordagem procura um planejamento “ótimo” considerando os recursos hidroelétricos disponíveis e as opções de “*spot market*” para o próximo dia e semana. As afluições são assumidas conhecidas, pois o problema é determinístico. O método manuseia as restrições de segurança que se devem aos ramos simples e contingências múltiplas especificadas. As capacidades de reprogramação pós-contingência do sistema elétrico são modeladas explicitamente em um modelo de fluxo de potência ótimo CC. As capacidades de reprogramação melhoram a utilização da rede de transmissão.

Ohishi (1990), Ohishi et al. (1991), e Soares e Ohishi (1995) apresentaram um problema de planejamento hidrotérmico de curtíssimo prazo para um sistema de potência com predominância hidroelétrica. O problema aborda o planejamento da geração hidroelétrica e termoeletrica para um dia ou semana à frente com base horária, satisfazendo simultaneamente as restrições operacionais hidráulica, térmica e elétrica, otimizando um critério de desempenho. As metas energéticas obtidas pelos modelos de planejamento da operação de curto e médio prazo também são consideradas. O método utiliza uma otimização-simulação híbrida que faz uma simulação horária do sistema hidroelétrico, e as decisões de despacho são baseadas no Fluxo de Potência Ótimo CC que é resolvido através de um algoritmo de fluxo em rede. As metas energéticas são cumpridas através de um método de penalidade dual de Lagrange que fixa os custos marginais da geração hidroelétrica. Um estudo de caso foi feito usando parte do sistema CESP 440 kV. A formulação matemática é mostrada a seguir:

$$\min F = \sum_{t \in T} z(t) \quad (2.16)$$

Onde:

$$z(t) = \sum_{i \in I} c_i(g_i(t)) + \omega_t \sum_{k \in K} r_k f_k^2(t) \quad (2.17)$$

$z(t)$ – função-objetivo parcial;

F – função-objetivo total;

$g_i(t)$ – potência ativa injetada na barra i no período t ;

ω_t – fator de peso no tempo t ;

r_k – resistência da linha k ;

$f_k(t)$ – fluxo de potência ativa na linha k .

Restrições elétricas:

$$A(t)f(t) = g(t) - l(t) \quad (2.18)$$

$$X(t)f(t) = 0 \quad (2.19)$$

$$g_l(t) \leq g(t) \leq g_u(t) \quad (2.20)$$

$$|f(t)| \leq f_u \quad (2.21)$$

Onde:

$A(t)$ – matriz incidência da rede elétrica no período t ;

$l(t)$ – carga da barra no período t ;

$X(t)$ – matriz de reatâncias da rede elétrica no período t ;

Restrições hidráulicas:

$$v_j(t) = v_j(t-1) + y_j(t) + \sum_{m \in H_j} u_m(t - \theta_m) - u_j(t) \quad (2.22)$$

$$v_l \leq v(t) \leq v_u \quad (2.23)$$

$$u_l \leq u(t) \leq u_u \quad (2.24)$$

$$\{v(t), u(t)\} \in \Gamma \quad (2.25)$$

$$g_j = \phi_j(v_j, u_j) \quad (2.26)$$

$$\sum_{t \in T} u_j(t) = \mu_j \quad (2.27)$$

Onde:

$v_j(t)$ – volume do reservatório j no período t ;

$y_j(t)$ – afluência do reservatório j no período t ;

$u_j(t)$ – defluência do reservatório j no período t ;

H_j – índice do conjunto de reservatórios imediatamente a montante;

θ_m – tempo de atraso da água do reservatório m em relação ao seu vizinho;

$\phi_j(v_j, u_j)$ – função de produção da usina hidroelétrica j ;

μ_j – meta de defluência do reservatório j .

Dualizando as metas de restrição de água, resulta na seguinte função lagrangiana:

$$L = F + \sum_{j \in J} \lambda_j \left(\sum_{t \in T} u_j(t) - \mu_j \right) \quad (2.28)$$

Expressando a eq. (2.28) na forma de uma função aditivamente separável:

$$L = \sum_{t \in T} L_t - \sum_{j \in J} \lambda_j \mu_j \quad (2.29)$$

Onde:

$$L_t = z(t) + \sum_{j \in J} \lambda_j \mu_j(t) \quad (2.30)$$

λ_j – multiplicador de Lagrange relacionado ao reservatório j .

A solução do problema lagrangiano envolve minimizar a eq.(2.28) ou eq.(2.29), sujeito às equações (2.18)-(2.27) para um dado vetor de multiplicadores de Lagrange. O desempenho do método dual depende da eficiência da resolução do problema lagrangiano. Isto é, portanto, uma tarefa difícil devido às restrições hidráulicas que estabelecem a interdependência temporal destas variáveis. Para superar esta dificuldade, a otimização global do problema lagrangiano é substituída por uma solução aproximada obtida por um método híbrido de simulação-otimização. Este método é baseado na simulação hidráulica, que determina as condições de operação do sistema hidroelétrico, e na otimização elétrica, que é responsável pela minimização da eq.(2.30) sujeita às equações (2.18)-(2.21), e também pelos limites de geração de cada usina e, conseqüentemente, por suas defluências.

Nilsson e Sjelvgren (1996) apresentaram um modelo de programação inteira-mista para o planejamento de curtíssimo prazo de sistemas hidroelétricos. Este modelo

apresenta somente planos que incluem pontos com boa eficiência. O planejamento é decomposto em subproblema para cada usina hidroelétrica. Para conseguir um planejamento mais detalhado o modelo inclui os custos de “*start-up*” para as usinas agregadas. Os principais métodos matemáticos utilizados são: relaxamento de Lagrange, programação dinâmica e programação em rede.

Nepomuceno, et al. (2000, 2002) propuseram uma nova formulação para o problema de Pré-Despacho (PD) que visa incorporar no problema restrições associadas à parte reativa do sistema de transmissão. O modelo PD é subdividido nos submodelos de Pré-Despacho Ativo (PDA) e Reativo (PDR). No PDA, procura-se estabelecer uma geração ativa inicial através de um modelo de PD tradicional. No PDR, o pré-despacho proposto pelo PDA é avaliado do ponto de vista reativo, através do modelo de Fluxo de Potência Ótimo CC (Newton). O modelo de PDR é constituído de T problemas de FPO, que são resolvidos separadamente, mas de maneira incremental, fazendo um acoplamento de carga entre os intervalos consecutivos, o que reduz consideravelmente o tempo de avaliação reativa do problema de PDR como um todo. Caso seja, necessário, o PDR é capaz de propor re-despachos na geração ativa, de modo a contornar problemas reativos nos intervalos críticos (nos quais todos os recursos reativos já foram utilizados, e ainda assim persistem os problemas reativos).

Arce et al. (2002) apresentaram um estudo do despacho ótimo das unidades geradoras de Itaipu, a maior usina hidroelétrica em operação no mundo, que é localizada no rio Paraná, com potência instalada de 12.6 GW, composta por 18 unidades geradora idênticas de 700 MW. Foi desenvolvido um modelo de programação dinâmica para otimizar o número de unidades em operação a cada hora do dia para se conseguir o planejamento mais econômico da geração total. O modelo enfatiza o balanço entre o *start-up/shutdown* das unidades geradoras e a eficiência hidroelétrica levando em conta as variações no nível do canal de fuga, perdas no duto de tomada d’água da turbina (perdas hidráulicas) e eficiência turbina-gerador. A metodologia foi testada para um planejamento da geração típico e os resultados mostraram que o número de conjuntos turbina-gerador despachados tem uma maior influência na eficiência total da usina e, portanto é o aspecto chave para ser considerado no despacho da geração hidroelétrica. No caso de Itaipu, os benefícios econômicos em relação a maior eficiência de geração, com respeito a atual operação, estão na ordem de milhões de dólares por ano.

Gorenstin et al. (1992) e Granville et. al. (2003) apresentaram uma metodologia para o planejamento “ótimo” de sistemas hidrotérmicos, que leva em conta as

características de um sistema multi-reservatórios, a estocasticidade das afluições e considera a rede de transmissão por um modelo de fluxo de potência ótimo linearizado. A solução do algoritmo é baseada na programação dinâmica dual-estocástica, que decompõe o problema estocástico multi-estado em vários subproblemas de estado único. Cada subproblema corresponde a um fluxo de potência ótimo linearizado com restrições adicionais, que representam as equações dos reservatórios, e uma aproximação linear por partes da função de custo futuro. Cada subproblema é resolvido por um algoritmo de fluxo em rede dual-simplex que aproveita as características em rede do sistema de reservatórios e do sistema de transmissão. Este modelo utiliza um algoritmo com programação dinâmica dual estocástica (SDDP), desenvolvido e comercializado pela PSR INC.(2002).

3. PROPOSTA DO TRABALHO

O Setor Elétrico Brasileiro, conforme apresentado, passou por um importante processo de reestruturação e vem sofrendo ainda alterações importantes em sua estrutura de funcionamento ao longo do tempo que, conjuntamente, trazem o conceito do fornecimento de energia elétrica de melhor qualidade e de menor custo.

Dentro desta realidade, a proposta deste trabalho é empreender um estudo que apresenta um processo de otimização do planejamento da operação de um sistema elétrico de potência que faça a junção do planejamento energético com o planejamento elétrico já no planejamento de curto prazo, num horizonte anual com discretização semanal. O objetivo é apresentar uma contribuição à abordagem do planejamento de curto prazo, com destaque para o uso do Fluxo de Potência Ótimo CA (FPOCA) no planejamento elétrico.

Nos modelos convencionais, como já mencionado, a interação entre o planejamento de curto e curtíssimo prazo é caracterizada somente pelo repasse para o curtíssimo prazo das metas de geração ou defluências ótimas obtidas no curto prazo. No curtíssimo prazo, as metas semanais fornecidas pelo planejamento de curto prazo são desagregadas em bases horárias, respeitando as restrições operativas, hidráulicas e elétricas do sistema, num cenário de afluências de demandas determinísticos (SOARES, 1987).

Cabe ressaltar que a interação entre as etapas da cadeia de planejamento é de suma importância para assegurar a otimização global do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos (FORTUNATO et al., 1990; PEREIRA, 1985; SOARES, 1987). Baseando-se nisso, verifica-se que há uma “fragilidade” na interação

entre o planejamento de curto e curtíssimo prazo, especificamente no que diz respeito à interface eletroenergética, o que pode levar a uma “degeneração” da operação “ótima” do sistema em que os “ótimos” energético e elétrico tendem a se distanciar, principalmente, devido à prioridade de se atender sempre a demanda do sistema, mesmo que não se atenda as metas estabelecidas pelo planejamento energético.

Portanto, seria importante haver, já no planejamento de curto prazo, uma consideração dos aspectos elétricos do sistema com o intuito de se obter o seu comportamento elétrico mediante as metas energéticas “ótimas”. Isto permite obter um controle de uma possível disparidade entre os planejamentos energético e elétrico possibilitando uma análise quantitativa do efeito das restrições elétricas e das perdas na transmissão sobre o “ótimo” energético e, assim, buscar meios de compatibilizar os planejamentos energético e elétrico, e obter metas energéticas melhores para o planejamento de curtíssimo prazo.

A contribuição deste trabalho está na proposta de consideração dos aspectos elétricos do sistema no planejamento de curto prazo, juntamente com a minimização do custo da geração e das perdas na transmissão, permitindo avaliar a necessidade de ajustes para compatibilizar a otimização energética e a otimização elétrica.

Neste estudo, o planejamento energético é obtido com o POSH, que determina as metas de geração de cada usina com a minimização do custo de geração. O planejamento elétrico é obtido com o FPOCA, que determina o despacho de potência ativa e reativa com a minimização das perdas na transmissão.

Esta proposta de planejamento visa aumentar a interação de informações entre o planejamento de curto e curtíssimo prazo através da análise do efeito das restrições elétricas e das perdas na transmissão sobre o “ótimo” energético, haja visto que a otimização energética pode não ser compatível com as necessidades do planejamento elétrico. Considerando esta incompatibilidade, é necessário obter um planejamento “ótimo” que compatibilize os aspectos energéticos e elétricos. Uma opção para esta compatibilização, por exemplo, seria através de uma correção do planejamento energético, obtido com o POSH, que satisfaça o planejamento elétrico obtido com o FPOCA, ou vice-versa.

A busca deste planejamento “ótimo” é conseguir um ponto de operação que satisfaça tanto as restrições energéticas quanto a restrições elétricas, e que minimize o custo de geração e perdas na transmissão, mutuamente, se possível.

Ao se obter um planejamento "ótimo" comum entre o planejamento energético e elétrico, a interface eletroenergética se torna mais "forte", pois as metas de geração obtidas pelo planejamento de curto prazo que serão passadas para o planejamento de curtíssimo prazo, já incluem as restrições e os aspectos elétricos do sistema. Dessa forma, consegue-se amenizar a degeneração do "ótimo" operativo do sistema e, assim, contribuir para a melhoria da otimização global do planejamento da operação eletroenergética.

É importante ressaltar que não faz parte do escopo deste mestrado a resolução total do problema apontado, ou seja, o como corrigir as metas "ótimas". Neste caso, o objetivo fica restrito à constatação do problema e à aplicação do FPOCA, ficando para o doutorado o aprofundamento da questão.

4. MODELAGEM DE SISTEMAS ELETROENERGÉTICOS

Devido à grande quantidade de aspectos e características que envolvem um sistema elétrico de potência, será feita uma apresentação de sua modelagem em relação aos aspectos energéticos e elétricos envolvidos no planejamento de sua operação. Além da modelagem serão apresentadas técnicas de resolução e otimização desses modelos e adaptações feitas para o desenvolvimento deste trabalho.

4.1 A Modelagem Energética de Sistemas Eletroenergéticos

Conforme visto na cadeia de planejamento da operação eletroenergética (FIGURA 4) proposta no Capítulo 2, o planejamento de curto prazo é, convencionalmente, uma etapa de planejamento energético propriamente dito, no qual há um refinamento da abordagem dos aspectos energéticos do sistema devido à representação individualizada de suas usinas. A representação individual de cada usina hidroelétrica é importante, visto que o objetivo principal deste tipo de planejamento é determinar as metas de operação de cada usina, a cada intervalo, respeitando o acoplamento hidráulico das diversas cascatas existentes no sistema, e que aproveite as possíveis diversidades hidrológicas entre os vários rios. Neste horizonte de planejamento, é interessante determinar quanto cada usina deve gerar para obter o melhor rendimento global, minimizando as perdas e custos na geração. É importante ressaltar que nesta etapa, diferente do planejamento de médio prazo, abrange um horizonte em que as incertezas sobre as afluências são menores devido à proximidade com o presente.

No Brasil, o procedimento adotado é o de utilizar a mesma meta de geração hidroelétrica global dada pelo NEWAVE[®] (CEPEL, 2000) que utiliza programação dinâmica dual-estocástica (PDDE), para o médio prazo, e fazer uma desagregação desta geração hidráulica total entre todas as usinas para o curto prazo, utilizando o DECOMP[®], também baseado no PDDE (CEPEL, 2000). Uma metodologia alternativa que melhor representaria o planejamento de curto prazo é a que adota uma abordagem determinística do sistema, com usinas individualizadas, baseada em previsões de aflúências fornecidas por um modelo de séries temporais (CARNEIRO et al., 1988; CARNEIRO e KADOWAKI, 1997; MARTINEZ, 2001). Os resultados do planejamento energético são passados para os níveis inferiores da cadeia de planejamento, vindo logo a seguir o planejamento de curtíssimo prazo que já considera os aspectos elétricos, com uma representação da rede elétrica, adotando-se um horizonte de planejamento semanal, com discretização horária. Outros níveis de planejamento são executados, em períodos de tempo mais curtos, até chegar ao nível de tempo real, com ações de controle de segurança, tanto preventivos quanto corretivos (ver FIGURA 4). A resolução de problemas em planejamento energético, que envolve usinas hidroelétricas e termoeletricas, tem sido sugerida através de algoritmos não-lineares que podem ser formulados como fluxo em redes (ROSENTHAL, 1981). Os problemas de operação hidrotérmica formulados como fluxo em redes aproveitam a estrutura particular da rede hidráulica, através da estratégia de partição de variáveis em conjunto de variáveis básicas e não-básicas, identificadas por um único índice. Esta estratégia conserva a identidade de cada usina em cada período de tempo, desde a usina mais a montante progredindo pela cascata até a usina mais a jusante. Esta abordagem determinística utiliza um algoritmo simplex convexo aplicado de forma adaptada à rede do sistema hidroelétrico, que é caracterizada por uma arborescência temporalmente expandida, o que permite a utilização da teoria de fluxo em redes, denominado Programa de Otimização de Sistemas Hidrotérmicos (POSH) (SOARES e CARVALHO, 1986; SILVA FILHO et al., 2000). Esta metodologia tem sido utilizada pela Duke Energy International – Geração Paranapanema, para estudos de otimização do planejamento da operação de suas usinas, no rio Paranapanema, aprovados pela ANEEL (SOARES et al., 2001).

4.1.1 Otimização do Planejamento Energético

A resolução de problemas em planejamento energético, que envolve usinas hidroelétricas e usinas termoeleétricas, também chamado planejamento hidrotérmico, tem sido sugerida através de algoritmos não-lineares que podem ser formulados como fluxo em redes (BOND, 1988; CARNEIRO, 1991; CARNEIRO et al., 1988, 1990; KADOWAKI, 1995; SOARES, 1987; ROSENTHAL, 1981; SOARES e CARVALHO, 1986). Os problemas de operação hidrotérmica formulados como fluxo em redes aproveitam a estrutura particular da rede hidráulica, através da estratégia de partição de variáveis em conjunto de variáveis básicas e não-básicas, identificadas por um único índice. Esta estratégia conserva a identidade de cada usina em cada período de tempo, desde a usina mais a montante progredindo pela cascata até a usina mais a jusante.

Os problemas de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos podem ser representados por arborescências, como apresentadas na FIGURA 5.

FIGURA 5 – Sistema de reservatórios com estrutura topológica de arborescência.

A repetição temporal desta arborescência resulta na arborescência temporalmente expandida (ROSENTHAL, 1981). A FIGURA 6 mostra um sistema com quatro usinas e três intervalos de tempo.

FIGURA 6 – Representação por arborescência temporalmente expandida da Figura 5.

O nó sumidouro S representa o fim do aproveitamento dos recursos hidráulicos (defluências $u_4(1)$, $u_4(2)$, $u_4(3)$ e volumes $v_1(4)$, $v_2(4)$, $v_3(4)$ e $v_4(4)$).

Uma característica importante deste grafo é possuir dois arcos divergentes por nó, o volume $v_i(t+1)$ que liga o nó (i,t) ao nó $(i,t+1)$, e a defluência $u_i(t)$, que liga o nó (j,t) ao nó $(j,t+1)$, onde j é o reservatório localizado a jusante.

A defluência e o volume são as variáveis de decisão. Assim, a equação de balanço hidráulico será representada como a seguir:

$$v_i(t) + y_i(t) + \sum_{j \in \Omega_i} u_j(t) = v_i(t+1) - u_i(t) \quad (4.1)$$

Onde:

Ω_i – é o conjunto das usinas localizadas a montante de i ;

j – índice de designação das usinas a montante de i ;

$y_i(t)$ – é a afluência incremental ao reservatório i no tempo t ;

$v_i(t)$ – é volume do reservatório i no tempo t ;

$u_i(t)$ – é a defluência (vazão turbinada mais o vertimento) no reservatório i no tempo t .

O problema de maximização dos benefícios econômicos da geração hidráulica é equivalente ao problema de minimização do custo total de geração hidrotérmica e será representada como a seguir:

$$\min F = \sum_{t=1}^T f'(H(t)) \quad (4.2)$$

onde T é o número de intervalos do horizonte de planejamento e $H(t)$ é a geração hidráulica total. Esta função-objetivo é uma função não-linear, não separável espacialmente, mas aditivamente separável no tempo (BOND, 1988).

O custo total da geração do sistema hidrotérmico é equivalente ao custo total de geração das térmicas, que é representado pela equação a seguir:

$$f'(H(t)) = C(GT(t)) \quad (4.3)$$

que pode ser representada por uma função quadrática convexa e crescente (BOND, 1988).

A geração térmica total será:

$$GT(t) = D(t) - H(t) \quad (4.4)$$

Onde:

$D(t)$ – é a demanda total no tempo t .

E a geração hidráulica será representada por:

$$H(t) = \sum_{i=1}^N \phi(v_i(t), u_i(t), q_i(t)) \quad (4.5)$$

$$\phi(v_i(t), u_i(t), q_i(t)) = k_i \cdot [h_{mon_i}(v_i(t)) - h_{jus_i}(u_i(t)) - h_{p_i}(q_i(t))] \cdot q_i(t)$$

Onde:

$\phi(v_i(t), u_i(t), q_i(t))$ – função de geração hidráulica da usina i no tempo t ;

$q_i(t)$ – vazão turbinada da usina i no tempo t ;

k_i – constante que engloba aceleração da gravidade, densidade da água, rendimento turbina-gerador e fatores de conversão;

$h_{mon_i}(v_i(t))$ – altura de montante da usina i dada pelo polinômio cota-volume;

$h_{jus_i}(u_i(t))$ – altura de jusante da usina i dada pelo polinômio cota do canal de fuga-vazão defluente;

$h_{p_i}(q_i(t))$ – perda de carga da usina i para a vazão turbinada $q_i(t)$.

Os volumes, vazões turbinadas e vertimentos são limitados devido às restrições operativas, controle de cheias, navegação ou outros critérios, sendo dados por:

$$\begin{aligned}
v_{\min_i}(t) &\leq v_i(t) \leq v_{\max_i}(t) \\
q_{\min_i}(t) &\leq q_i(t) \leq q_{\max_i}(t) \\
u_{\min_i}(t) &\leq u_i(t) \leq u_{\max_i}(t)
\end{aligned} \tag{4.6}$$

onde $u_{\min_i}(t)$ e $u_{\max_i}(t)$ representam, respectivamente, a defluência total mínima obrigatória e a defluência total máxima admissível.

O problema de programação hidrotérmico pode ser representado como a seguir:

min $f(x)$

s.a.

$$\begin{aligned}
A \cdot x &= b \\
x_{\min} &\leq x \leq x_{\max}
\end{aligned} \tag{4.7}$$

onde A representa o acoplamento espacial nos aproveitamentos hidroelétricos das bacias hidroelétricas envolvidas na programação, e o acoplamento temporal em cada hidroelétrica ao longo do tempo. O acoplamento espacial fica definido pelas defluências entre as usinas a montante e as usinas de jusante ao longo da cascata. O acoplamento temporal se dá pelos volumes dos reservatórios nos intervalos de tempo sucessivos ao longo do horizonte de planejamento. Assim, A é a matriz de incidência nó-arco da rede hidráulica, x é o vetor das variáveis de decisão (defluências e volumes) e b é o vetor das afluências incrementais determinísticas. Este é um problema não-linear de fluxo em redes (ROSENTHAL, 1981), que é solucionado pelo Programa de Otimização de Sistemas Hidrotérmicos (POSH) (SOARES e CARVALHO, 1986).

Os algoritmos convencionais necessitam três ou mais índices para a identificação da base. A partir da rede hidráulica mostrada como arborescência expandida no tempo na FIGURA 6, na qual existem somente dois arcos divergentes por nó, é possível desenvolver um algoritmo de fluxo de em rede usando somente um índice. Isto é feito declarando-se um dos arcos como pertencente ao conjunto de variáveis básicas, e o outro como pertencente ao conjunto de variáveis não-básicas.

Durante todo o processo iterativo, quando um arco básico atinge seu limite, o outro arco divergente do mesmo nó toma seu lugar na base, mantendo o procedimento de partição das variáveis.

A principal vantagem da estrutura de fluxo em rede é que ao contrário dos algoritmos convencionais em que somente uma única variável básica é trocada a cada iteração, neste algoritmo de fluxo pode-se trocar todo o conjunto. Isto porque a base é

identificada por um único índice, a Matriz de Defluência Básica (MDB). A MDB possui dimensão $n \times t$, na qual cada linha representa um reservatório e cada elemento da linha corresponde ao intervalo de tempo onde a defluência desse reservatório é declarada como a variável básica (KADOWAKI, 1995).

A função-objetivo representada pela eq.(4.2) é aditivamente separável no tempo e cada termo representa o custo total da produção de energia elétrica em cada intervalo t . A otimização hidrotérmica procura distribuir a produção hidráulica, procurando igualar o custo marginal de operação ao longo de todo o período. Esse objetivo será atingido se todas as usinas possuírem reservatórios com capacidade de armazenamento suficientemente grande para garantir esta transferência entre os intervalos. Assim, o processo de otimização procurará satisfazer a condição a seguir:

$$\bar{\lambda} = \lambda(t) = \frac{\partial f^t(H(t), D(t))}{\partial H(t)} \quad (4.8)$$

Onde:

$\lambda(t)$ – custo marginal do sistema no intervalo t ;

$\bar{\lambda}$ – custo marginal no estado otimizado.

Iniciado o processo de otimização com os volumes na base o volume do reservatório i no intervalo t dará lugar a defluência do mesmo se um de seus limites for atingido. Então esta defluência passa a fazer parte do conjunto das variáveis básicas até o volume do reservatório abandonar o limite numa das iterações posteriores do processo, momento em que esse volume volta ao conjunto das variáveis básicas. Então, é feita uma redefinição do conjunto das variáveis básicas a cada iteração, atualizando a MDB. Esta partição segue a intuição física do problema, pois, na operação diária, até o volume atingir um de seus limites, a defluência é uma variável controlável (KADOWAKI, 1995).

O horizonte de estudo para o caso do planejamento de curto prazo é de um ano (ou dois anos) com discretização semanal. O programa POSH (SOARES e CARVALHO, 1986) que utiliza um horizonte de cinco anos com afluições e volumes mensais e realiza uma minimização do custo da complementação térmica foi adaptado para este caso. Foram feitas adaptações nas funções de geração hidráulica de cada usina e gradientes das funções para serem utilizadas afluições e volumes semanais. As

gerações de cada usina determinadas pelo POSH servirão de dados para o FPOCA, que determinará o comportamento elétrico do sistema, com minimização de perdas na transmissão e despacho de potência ativa e reativa. Os resultados do FPOCA serão comparados com os resultados do fluxo de potência CA convencional (perdas na transmissão e despacho de potência reativa) e do POSH (despacho de potência ativa). Para se obter os resultados do fluxo de potência CA convencional, será utilizado o ANAREDE[®] (Programa de Análise de Redes, desenvolvido pelo CEPEL). No Capítulo 5 serão apresentados alguns testes utilizando esta nova abordagem.

4.2 A Modelagem Elétrica de Sistemas Eletroenergéticos

Para estudar o comportamento elétrico de um sistema de transmissão é necessário que este esteja convenientemente descrito através de equações matemáticas. A seguir são apresentados os modelos matemáticos dos principais componentes de um sistema de transmissão e do fluxo de potência, como também, as principais abordagens de resolução de fluxo de potência em rede de energia elétrica.

4.2.1 Modelagem de linhas e transformadores

Nesta seção, são apresentados os modelos de uma linha de transmissão, transformadores em-fase e defasadores. Primeiramente, será apresentado o modelo equivalente π para linhas de transmissão, e posteriormente os princípios básicos de funcionamento dos transformadores em-fase e defasadores (MONTICELLI, 1983).

4.2.1.1 Linhas de Transmissão

O modelo equivalente π de uma linha de transmissão, como representado na FIGURA 7, é definido por três parâmetros: a resistência série r_{km} ; a reatância série x_{km} ; e a susceptância shunt b_{km}^{sh} . A impedância do elemento série é:

$$z_{km} = r_{km} + jx_{km} \quad (4.8)$$

Já a admitância série é:

$$y_{km} = g_{km} + jb_{km} = z_{km}^{-1} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (4.9)$$

Assim, a condutância série g_{km} e a susceptância série b_{km} são dadas, respectivamente por:

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} ; b_{km} = -\frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (4.10)$$

Quando o modelo π representa uma linha de transmissão tem-se r_{km} e x_{km} positivos, o que significa g_{km} positivo e b_{km} negativo (indutivo). Enquanto o elemento b_{km}^{sh} é positivo, pois o shunt é do tipo capacitivo.

A corrente I_{km} (FIGURA 7) é formada de uma componente série e um componente *shunt*, e pode ser calculada a partir das tensões terminais E_k e E_m e dos parâmetros do modelo π :

$$I_{km} = y_{km}(E_k - E_m) + jb_{km}^{sh} E_k \quad (4.11)$$

em que

$$E_k = V_k e^{j\theta_k} ; E_m = V_m e^{j\theta_m} \quad (4.12)$$

Analogamente, a corrente I_{mk} é dada por:

$$I_{mk} = y_{mk}(E_m - E_k) + jb_{km}^{sh} E_m \quad (4.13)$$

FIGURA 7 – Modelo equivalente π de uma linha de transmissão.

4.2.1.2 Transformadores Em-Fase

A representação geral dos transformadores (em-fase e defasadores) dada na FIGURA 8 consiste basicamente de uma admitância série y_{km} e um autotransformador ideal com relação de transformação $1: t$.

FIGURA 8 – Modelo de transformadores: em fase, $t = a$; defasador puro, $t = e^{j\varphi}$; e defasador, $t = ae^{j\varphi}$.

A FIGURA 9 mostra o modelo do transformador em-fase, indicando a tensão no nó p . Este tipo de transformador apresenta uma relação entre as magnitudes das tensões dos nós k e p do transformador ideal igual a:

$$\frac{V_p}{V_k} = t = a \quad (4.14)$$

que é a própria relação entre as tensões complexas E_p e E_k , pois $\theta_k = \theta_p$.

FIGURA 9 – Transformador em-fase.

O fato de o transformador k - p , que aparece no modelo, ser ideal implica também que as potências complexas na entrada e na saída são iguais, isto é, não há dissipação de potência ativa ou reativa entre os nós k e p :

$$E_k I_{km}^* + E_p I_{mk}^* = 0 \quad (4.15)$$

Onde:

* – complexo conjugado.

A partir das relações (4.14) e (4.15) tem-se:

$$\frac{I_{km}}{I_{mk}} = -\frac{|I_{km}|}{|I_{mk}|} = -a \quad (4.16)$$

isto é, as correntes estão defasadas de 180° e suas magnitudes estão na razão $a:1$.

O transformador em-fase pode ser representado por um circuito equivalente do tipo π , conforme a FIGURA 10. A determinação das admitâncias A , B e C do circuito equivalente é feita identificando-se as correntes I_{km} e I_{mk} do modelo da FIGURA 9 com as correntes correspondentes do circuito da FIGURA 10. Na FIGURA 9, tem-se:

$$\begin{aligned} I_{km} &= -ay_{km}(E_m - E_p) = (a^2 y_{km})E_k + (-ay_{km})E_m \\ I_{mk} &= y_{km}(E_m - E_p) = (-ay_{km})E_k + (y_{km})E_m \end{aligned} \quad (4.17)$$

Para o modelo π da FIGURA 10, tem-se:

$$\begin{aligned} I_{km} &= (A + B)E_k + (-A)E_m \\ I_{mk} &= (-A)E_k + (A + C)E_m \end{aligned} \quad (4.18)$$

Comparando as eq.(4.17) e a eq.(4.18) tem-se:

$$\begin{aligned} A &= ay_{km} \\ B &= a(a-1)y_{km} \\ C &= (1-a)y_{km} \end{aligned} \quad (4.19)$$

FIGURA 10 – Circuito equivalente π para transformadores em-fase: $A=ay_{km}$; $B=a(a-1)y_{km}$; e $C=(1-a)y_{km}$.

A eq.(4.19) permite a análise do efeito da relação de transformação I : a sobre as magnitudes das tensões terminais V_k e V_m . Para $a = 1$, as admitâncias B e C são nulas, e o circuito equivalente se reduz à admitância série y_{km} . Para $a < 1$, B terá sinal contrário a y_{km} e, portanto, será do tipo capacitivo, enquanto C será do tipo indutivo: isto implicará uma tendência a aumentar V_k e reduzir V_m . Para $a > 1$, B será indutivo (mesmo sinal que y_{km}) enquanto C será do tipo capacitivo: haverá uma tendência a diminuir V_k e aumentar V_m . Se uma das barras terminais tiver tensão regulada (PV , $V\theta$, etc), ou estiver

eletricamente próxima de uma barra desse tipo, a outra barra terminal sofrerá os efeitos das alterações na relação 1: α . Nestes casos, quando uma das tensões terminais é rígida, tudo se passa como se o transformador se apoiasse em um de seus terminais para elevar ou diminuir a magnitude da tensão do terminal oposto (MONTICELLI, 1983).

4.2.1.3 Transformadores Defasadores

Este tipo de transformador permite que se controle o fluxo de potência ativa do ramo no qual ele é inserido. A situação é análoga a de um circuito em corrente contínua no qual se insere uma fonte de tensão em um de seus ramos. Dependendo da polaridade da fonte, a corrente que passa no ramo poderá aumentar ou diminuir devido à introdução da fonte, eventualmente mudando de sinal. Em uma rede de transmissão em corrente alternada, o defasador consegue afetar o fluxo de potência ativa introduzindo uma defasagem entre os nós k e p (ver FIGURA 11)

FIGURA 11 – Defasador puro ($t=e^{j\varphi}$).

Como exemplo, considere uma situação em que, antes de se introduzir um defasador puro, o fluxo de potência ativa tem o sentido $k \rightarrow m$ ($\theta_k^0 > \theta_m^0$). Seja $\varphi > 0$ o ângulo introduzido pelo defasador, isto é, $\theta_p = \theta_k + \varphi$. Se o ramo $k-m$ for radial, o fluxo P_{km} ficará inalterado, passando a nova abertura angular do ramo $k-m$ a ser dada por $\theta_{km} = \theta_{km}^0 + \varphi$, isto é, a abertura angular sobre a admitância y_{km} ficará inalterada ($\theta_{pm} = \theta_{pm}^0$), pois os nós p e m sofrerão a mesma variação angular ($\theta_p = \theta_p^0 + \varphi$ e $\theta_m = \theta_m^0 + \varphi$). Se o ramo $k-m$ não for radial, o restante do sistema tenderá a impedir que a abertura angular θ_{km} varie livremente, e a variação provocada pela introdução do defasador será tão menor quanto maior a magnitude da susceptância equivalente total entre os nós k e m em relação à susceptância do defasador. Neste caso, a abertura angular sobre a admitância y_{km} passará a ser ($\theta_{pm} > \theta_{pm}^0$), o que implicará um acréscimo no fluxo de potência ativa no ramo $k-m$. O mesmo raciocínio pode ser empregado para $\varphi < 0$, caso em que o fluxo de potência ativa diminuirá com a introdução do defasador. Uma situação extrema ocorre para sistemas “infinitamente fortes” (onde a magnitude da

susceptância equivalente total entre os nós k e m é “infinitamente” maior do que a susceptância do defasador), para os quais os ângulos θ_k e θ_m são rígidos, isto é, não variam com o ângulo φ introduzido pelo defasador (caso ideal). Neste caso, tem-se $\theta_{km} = \theta_{pm} - \varphi = \theta_{km}^0 = \theta_{pm}^0$, ou seja, a abertura sobre a admitância y_{km} é $\theta_{pm} = \theta_{pm}^0 + \varphi$. Isso significa que todo ângulo φ introduzido por um defasador é somado à abertura angular existente inicialmente entre os pontos p e m (se $\varphi > 0$, o fluxo de potência ativa aumentará, e vice-versa) (MONTICELLI, 1983).

Há, portanto, duas situações extremas: o ramo k - m é radial, caso em que $\theta_{pm} = \theta_{pm}^0$, o que significa que o fluxo P_{km} independe de φ ; o ramo k - m não é radial e a rede é “infinitamente forte”, caso em que $\theta_{pm} = \theta_{pm}^0 + \varphi$. Note que toda discussão precedente vale para sistemas de transmissão típicos, nos quais os fluxos de potência ativa dependem basicamente das aberturas angulares nos ramos (reatâncias série do modelo equivalente π são muito maiores do que as resistências série).

No caso do defasador puro as expressões de relação entre tensões e entre correntes são:

$$\frac{E_p}{E_k} = t = e^{j\varphi} \quad (4.20)$$

que é equivalente a

$$\theta_p = \theta_k + \varphi \quad (4.21)$$

pois as magnitudes das tensões V_k e V_m são iguais. Substituindo-se a eq.(4.20) na eq.(4.15), tem-se:

$$\frac{I_{km}}{I_{mk}} = -t^* = -ae^{j\varphi} \quad (4.22)$$

Onde:

* – complexo conjugado.

As correntes I_{km} e I_{mk} são escritas em função das tensões dos terminais, da mesma forma como foi feito para o transformador em-fase:

$$\begin{aligned} I_{km} &= -t^* y_{km} (E_m - E_p) = (y_{km})E_k + (-t^* y_{km})E_m \\ I_{mk} &= y_{km} (E_m - E_p) = (-ty_{km})E_k + (y_{km})E_m \end{aligned} \quad (4.23)$$

Comparando-se a eq.(4.23) e a eq.(4.19) do circuito equivalente π , observa-se que não é possível determinar os parâmetros A , B e C .

O defasador com $t = ae^{j\varphi}$ afeta não só o fluxo de potência ativa com, o também o fluxo de potência reativa (ou seja, as tensões terminais) do ramo onde está inserido. O procedimento para obtenção das expressões das correntes I_{km} e I_{mk} é o mesmo utilizado anteriormente. A única diferença em relação às expressões dadas pela eq.(4.23) é que o coeficiente de E_k na equação de I_{km} passa a ser $a^2 y_{km}$ ao invés de y_{km} . Uma possibilidade prática e simples de se representar aproximadamente um defasador com $a \neq 1$ é utilizar um modelo constituído de um transformador em-fase ($t = a$) em série com um defasador puro ($t = e^{j\varphi}$) (MONTICELLI, 1983).

4.3 O Fluxo de Potência

O cálculo do fluxo de potência em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação do estado da rede, da distribuição de fluxos e de algumas outras grandezas de interesse. Neste tipo de problema, a modelagem do sistema é estática, isto é, a rede é representada por um conjunto de equações algébricas, nas quais as variações das grandezas com o tempo são, suficientemente, lentas para que os efeitos transitórios sejam ignorados. Os transitórios do sistema só podem ser devidamente levados em conta se for utilizada uma modelagem dinâmica envolvendo equações diferenciais, além de equações algébricas. O cálculo de fluxo de potência é, em geral, realizado utilizando-se métodos computacionais desenvolvidos especificamente para a resolução do sistema de equações e inequações algébricas que constituem o modelo estático da rede (MONTICELLI, 1983).

As equações básicas do fluxo de potência são obtidas impondo-se a conservação de potência ativa e reativa em cada nó da rede, isto é, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos que têm este nó como um de seus terminais. Isto equivale a se impor a Primeira Lei de Kirchhoff. A Segunda Lei de Kirchhoff é utilizada para expressar os fluxos de potência nos componentes internos como funções das tensões (estados) de seus nós terminais.

O problema de fluxo de potência pode ser formulado por um sistema de equações e inequações algébricas não-lineares que correspondem, respectivamente, às leis de Kirchhoff e a um conjunto de restrições operacionais da rede elétrica e de seus componentes. Na formulação básica, a cada barra de rede são associadas quatro

variáveis, sendo que duas delas entram no problema como dados e duas como incógnitas:

V_k – magnitude da tensão nodal (barra k);

θ_k – ângulo da tensão nodal;

P_k – geração líquida (geração menos a carga) de potência ativa;

Q_k – injeção líquida de potência reativa.

Dependendo de quais variáveis nodais entram como dados e quais são consideradas como incógnitas, definem-se três tipos de barras:

PQ – são dados P_k e Q_k , e calculados V_k e θ_k ;

PV – são dados P_k e V_k , e calculados Q_k e θ_k ;

Referência (“slack”) – são dados V_k e θ_k , e calculados P_k e Q_k .

As barras dos tipos PQ e PV são utilizadas para representar, respectivamente, barras de carga e barras de geração (incluindo-se os compensadores síncronos). A barra $V\theta$, ou barra de referência, tem uma dupla função: fornece a referência angular do sistema (a referência de magnitude de tensão é o próprio nó terra); além disso, é utilizada para fechar o balanço de potência do sistema, levando em conta as perdas de transmissão não conhecidas antes de se ter a solução final do problema (MONTICELLI, 1983).

Esses três tipos de barras que aparecem na formulação básica são os mais freqüentes e também os mais importantes. Entretanto, existem algumas situações particulares, como por exemplo, o controle de intercâmbio de uma área e o controle da magnitude da tensão de uma barra remota, nas quais aparecem outros tipos de barras (PQV , P e V).

O conjunto de equações do problema do fluxo de potência é formado por duas equações para cada barra, cada uma delas representando o fato de as potências ativas e reativas injetadas em uma barra serem iguais à soma dos fluxos correspondentes que deixam a barra através de linhas de transmissão, transformadores etc. Isso corresponde à imposição da Primeira Lei de Kirchhoff e pode ser expresso matematicamente como a seguir:

$$\begin{aligned} P_k &= \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \\ Q_k + Q_k^{sh}(V_k) &= \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \end{aligned} \quad (4.24)$$

Onde:

$k - 1, \dots, N$, sendo N o número de barras da rede;

Ω_k – conjunto das barras vizinhas da barra k ;

V_k, V_m – magnitudes das tensões das barras terminais do ramo $k-m$;

θ_k, θ_m – ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k-m$;

P_{km} – fluxo de potência ativa no ramo $k-m$;

Q_{km} – fluxo de potência reativa no ramo $k-m$;

Q_k^{sh} – componente da injeção de potência reativa devido ao elemento *shunt* da barra k ($Q_k^{sh} = b_k^{sh} V_k^2$), sendo b_k^{sh} a susceptância *shunt* ligada à barra.

As expressões dadas pela eq.(4.24) foram montadas considerando-se a seguinte convenção de sinais: as injeções líquidas de potência são positivas quando entram na barra (geração) e negativas quando saem da barra (carga); fluxos de potência são positivos quando saem da barra e negativos quando entram; para os elementos *shunt* das barras, é adotada a mesma convenção das injeções (MONTICELLI, 1983). Essas convenções são as mesmas utilizadas para as correntes, conforme são indicadas na FIGURA 12.

FIGURA 12 – Convenção de sinais para fluxos e injeções de corrente, potência ativa e potência reativa.

O conjunto de inequações que fazem parte do problema de fluxo de potência é formado, entre outras pelas restrições nas magnitudes das tensões nodais das barras *PQ* e pelos limites nas injeções de potência reativa das barras *PV*:

$$\begin{aligned} V_k^{min} &\leq V_k \leq V_k^{max} \\ Q_k^{min} &\leq Q_k \leq Q_k^{max} \end{aligned} \quad (4.25)$$

Além dessas restrições, que aparecem na formulação básica, outras do mesmo tipo podem ser consideradas no problema, tais como, limites nos valores dos *taps* de transformadores em-fase e defasadores, limites na capacidade de geração de barras responsáveis pelo controle de intercâmbio, limites nas magnitudes das tensões das barras PV etc.

4.3.1 Fluxos de Potência Ativa e Reativa

As expressões de fluxo de potência ativa P_{km} e reativa Q_{km} são obtidas a partir de modelos já apresentados anteriormente, conforme será mostrado a seguir.

4.3.1.1 Linha de Transmissão

O fluxo de potência complexa correspondente a corrente I_{km} , dada pela eq.(4.11), em uma linha de transmissão é:

$$S_{km}^* = P_{km} - jQ_{km} = E_k^* I_{km} = y_{km} V_k e^{-j\theta_k} (V_k e^{j\theta_k} - V_m e^{j\theta_m}) + j b_{km}^{sh} V_k^2 \quad (4.26)$$

Os fluxos P_{km} e Q_{km} são obtidos identificando as partes reais e imaginárias dessa equação complexa. Assim, obtém-se:

$$\begin{aligned} P_{km} &= V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos\theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin\theta_{km} \\ Q_{km} &= -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} \cos\theta_{km} - V_k V_m g_{km} \sin\theta_{km} \end{aligned} \quad (4.27)$$

Analogamente, os fluxos P_{mk} e Q_{mk} são dados por:

$$\begin{aligned} P_{mk} &= V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos\theta_{km} + V_k V_m b_{km} \sin\theta_{km} \\ Q_{mk} &= -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} \cos\theta_{km} + V_k V_m g_{km} \sin\theta_{km} \end{aligned} \quad (4.28)$$

As perdas de potência ativa e reativa são dadas por:

$$\begin{aligned} P_{km} + P_{mk} &= g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos\theta_{km}) = g_{km} |E_k - E_m|^2 \\ Q_{km} + Q_{mk} &= -b_{km}^{sh} (V_k^2 + V_m^2) - b_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos\theta_{km}) = \\ &= -b_{km}^{sh} (V_k^2 + V_m^2) - b_{km} |E_k - E_m|^2 \end{aligned} \quad (4.29)$$

Note que $g_{km} |E_k - E_m|^2$ são as perdas ôhmicas; $-b_{km} |E_k - E_m|^2$ são as “perdas” reativas no elemento série; e $-b_{km}^{sh} (V_k^2 + V_m^2)$ corresponde à geração de potência reativa nos elementos *shunt* (observe que, em linha reais $b_{km} < 0$ e $b_{km}^{sh} > 0$) (MONTICELLI, 1983).

4.3.1.2 Transformadores Em-Fase

O fluxo de potência complexa correspondente à corrente I_{km} , dada por,

$$I_{km} = a_{km} y_{km} (a_{km} E_k - E_m) \quad (4.30)$$

em uma linha de transmissão com transformador em-fase é:

$$S_{km}^* = P_{km} - jQ_{km} = E_k^* I_{km} = y_{km} a_{km} V_k e^{-j\theta_k} (a_{km} V_k e^{j\theta_k} - V_m e^{j\theta_m}) \quad (4.31)$$

Os fluxos P_{km} e Q_{km} são obtidos identificando as partes reais e imaginárias dessa equação complexa. Assim, obtêm-se:

$$\begin{aligned} P_{km} &= (a_{km} V_k)^2 g_{km} - (a_{km} V_k) V_m g_{km} \cos \theta_{km} - (a_{km} V_k) V_m b_{km} \sin \theta_{km} \\ Q_{km} &= -(a_{km} V_k)^2 b_{km} + (a_{km} V_k) V_m b_{km} \cos \theta_{km} - (a_{km} V_k) V_m g_{km} \sin \theta_{km} \end{aligned} \quad (4.32)$$

4.3.1.3 Transformadores Defasadores

O fluxo de potência complexa correspondente a corrente I_{km} , dada por,

$$I_{km} = y_{km} (E_k - e^{-j\varphi_{km}} E_m) = y_{km} e^{-j\varphi_{km}} (e^{j\varphi_{km}} E_k - E_m) \quad (4.33)$$

em uma linha de transmissão com defasador puro é:

$$S_{km}^* = P_{km} - jQ_{km} = E_k^* I_{km} = y_{km} V_k e^{-j(\theta_k - \varphi_{km})} (V_k e^{j(\theta_k + \varphi_{km})} - V_m e^{j\theta_m}) \quad (4.34)$$

Os fluxos P_{km} e Q_{km} são obtidos identificando as partes reais e imaginárias dessa equação complexa. Assim, obtêm-se:

$$\begin{aligned} P_{km} &= V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - V_k V_m b_{km} \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}) \\ Q_{km} &= -V_k^2 b_{km} + V_k V_m b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - V_k V_m g_{km} \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}) \end{aligned} \quad (4.35)$$

4.3.1.4 Equações gerais dos fluxos de potência ativa e reativa

Os fluxos de potência ativa e reativa, em linhas de transmissão, transformadores em-fase, defasadores puros e defasadores, obedecem as seguintes equações gerais:

$$\begin{aligned} P_{km} &= (a_{km} V_k)^2 g_{km} - (a_{km} V_k) V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - (a_{km} V_k) V_m b_{km} \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}) \\ Q_{km} &= -(a_{km} V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + (a_{km} V_k) V_m b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + \\ &\quad - (a_{km} V_k) V_m g_{km} \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}) \end{aligned} \quad (4.36)$$

No caso de linhas de transmissão, $a_{km} = 1$ e $\varphi_{km} = 0$. Para transformadores em-fase, $b_{km}^{sh} = 0$ e $\varphi_{km} = 0$. Para os defasadores puros, $b_{km}^{sh} = 0$ e $a_{km} = 1$. Finalmente, para defasadores, $b_{km}^{sh} = 0$.

A injeção líquida de corrente na barra k pode ser obtida aplicando-se a Primeira Lei de Kirchhoff à situação geral representada na FIGURA 12:

$$I_k + I_k^{sh} = \sum_{m \in \Omega_k} I_{km} \quad (4.37)$$

As equações para as correntes em uma linha de transmissão, transformador em-fase e defasador dadas pelas equações (4.11), (4.30) e (4.33) podem ser colocadas na seguinte forma geral:

$$I_{km} = (a_{km}^2 y_{km} + j b_{km}^{sh}) E_k + (-a_{km} e^{-j\varphi_{km}} y_{km}) E_m \quad (4.38)$$

No caso de linhas de transmissão, $a_{km} = 1$ e $\varphi_{km} = 0$. Para transformadores em-fase, $b_{km}^{sh} = 0$ e $\varphi_{km} = 0$. Para os defasadores puros, $b_{km}^{sh} = 0$ e $a_{km} = 1$. Finalmente, para defasadores, $b_{km}^{sh} = 0$.

Considerando a equação da corrente I_{km} dada pela eq.(4.38), a equação de I_k dado pela eq.(4.37) pode ser reescrita na forma a seguir:

$$I_k = \left[j b_{km}^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (a_{km}^2 y_{km} + j b_{km}^{sh}) E_k \right] + \sum_{m \in \Omega_k} (-a_{km} e^{-j\varphi_{km}} y_{km}) E_m \quad (4.39)$$

A eq.(4.39) pode ser escrita na forma matricial:

$$I = Y.E \quad (4.40)$$

Onde:

I – é o vetor das injeções de corrente, cujas componentes são I_k ;

E – é o vetor das tensões nodais, cujas componentes são $E_k = V_k e^{j\theta_k}$;

$Y = G + jB$ – matriz admitância nodal.

Os elementos Y são:

$$\begin{aligned} Y_{km} &= -a_{km} e^{-j\varphi_{km}} y_{km} \\ Y_{kk} &= j b_{km}^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (a_{km}^2 y_{km} + j b_{km}^{sh}) \end{aligned} \quad (4.41)$$

Em geral esta matriz é esparsa, pois $Y_{km} = 0$ sempre que entre os nós k e m não existirem linhas ou transformadores. Note que, se o elemento for uma linha de transmissão, $Y_{km} = -y_{km}$; se for um transformador em-fase, $Y_{km} = -a_{km} y_{km}$; e se for um

defasador puro, $Y_{km} = -e^{-j\varphi_{km}} y_{km}$. Se a rede for formada por linhas de transmissão e transformadores em-fase, a matriz Y será simétrica. A presença de defasadores torna a matriz assimétrica, pois para o modelo da FIGURA 11, $Y_{km} = -e^{-j\varphi_{km}} y_{km}$ e $Y_{mk} = -e^{j\varphi_{km}} y_{km}$.

A injeção de corrente I_k é da forma:

$$I_k = Y_{kk} E_k + \sum_{m \in \Omega_k} Y_{km} E_m = \sum_{m \in K} Y_{km} E_m \quad (4.42)$$

onde K é o conjunto de todas as barras m adjacentes à barra k , incluindo a própria barra k , isto é, o conjunto K é formado pelos elementos de Ω_k mais a própria barra k .

Considerando $Y_{km} = G_{km} + jB_{km}$ e $E_m = V_m e^{j\theta_m}$, a eq.(4.42) pode ser escrita como:

$$I_k = \sum_{m \in K} (G_{km} + jB_{km}) (V_m e^{j\theta_m}) \quad (4.43)$$

$$S_k^* = P_k - jQ_k = E_k^* I_k = V_k e^{-j\theta_k} \sum_{m \in K} (G_{km} + jB_{km}) (V_m e^{j\theta_m}) \quad (4.44)$$

Assim, as injeções de potência ativa e reativa são dadas pelas equações:

$$\begin{aligned} P_k &= V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ Q_k &= V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} + B_{km} \cos \theta_{km}) \end{aligned} \quad (4.45)$$

4.3.2 Fluxo de Potência Não-Linear: Método de Newton

Nas seções precedentes foi apresentada uma formulação genérica sobre fluxo de potência, abrangendo a dedução das equações básicas do problema, a descrição do modo de operação dos principais componentes da rede de transmissão e a definição dos tipos mais comum de barras (PQ , PV e $V\theta$). Nesta seção será apresentado o método de resolução de maior interesse para o fluxo de potência não-linear: o método de Newton (MONTICELLI, 1983; MONTICELLI e GARCIA, 2000).

Um conjunto de equações que resolvido pelo método de Newton, pode ser representado de uma forma genérica por $g(x)$, onde x é o vetor de incógnitas (V_k e θ_k), e

$g(x)$ é o vetor de funções não-lineares, que neste caso é formado pelas equações que representam o fluxo de potência ativa e reativa na rede de transmissão.

$$x = \begin{cases} \theta_k; k \in [barrasPV] \\ \theta_k; k \in [barrasPQ] \\ V_k; k \in [barrasPQ] \end{cases}$$

e

$$g(x) = \begin{cases} P_k^{esp} - P_k(x); k \in [barrasPV] \\ P_k^{esp} - P_k(x); k \in [barrasPQ] \\ Q_k^{esp} - Q_k(x); k \in [barrasPQ] \end{cases} \quad \text{onde } esp \text{ representa especificado.}$$

Expandindo $g(x)$ em torno de um ponto inicial, $x^{(v)}$, em série de Taylor até o termo de primeira ordem, tem-se:

$$g(x) \cong g(x^{(v)}) + \frac{\partial g(x^{(v)})}{\partial x} \Delta x^{(v)} \quad (4.46)$$

Fazendo $g(x) = 0$, obtém-se a correção $\Delta x^{(v)}$ resolvendo o sistema linear:

$$\frac{\partial g(x^{(v)})}{\partial x} \Delta x^{(v)} = -g(x^{(v)}) \quad (4.47)$$

Considerando a partição:

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} \quad \text{onde: } \theta \text{ são os ângulos e } V \text{ são as magnitudes das tensões.}$$

e definindo os desvios como:

$$\begin{aligned} \Delta P(\theta^{(v)}, V^{(v)}) &= P_k^{esp} - P_k(\theta^{(v)}, V^{(v)}) \\ \Delta Q(\theta^{(v)}, V^{(v)}) &= Q_k^{esp} - Q_k(\theta^{(v)}, V^{(v)}) \end{aligned} \quad (4.48)$$

Assim, a eq.(4.48) pode ser escrita como:

$$\begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^{(v)} \\ \Delta V^{(v)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P(\theta^{(v)}, V^{(v)}) \\ \Delta Q(\theta^{(v)}, V^{(v)}) \end{bmatrix} \quad (4.49)$$

$$\text{onde: } H = \frac{\partial P}{\partial \theta}; \quad L = \frac{\partial Q}{\partial V}; \quad M = \frac{\partial Q}{\partial \theta}; \quad N = \frac{\partial P}{\partial V}.$$

O esquema geral do processo iterativo para o método é:

1. $v = 0$, e escolher valores iniciais para $V^{(0)}$ e $\theta^{(0)}$;

2. calcular $\Delta P(\theta^{(v)}, V^{(v)})$ e $\Delta Q(\theta^{(v)}, V^{(v)})$;
3. comparar o valor calculado de $\Delta P(\theta^{(v)}, V^{(v)})$ e $\Delta Q(\theta^{(v)}, V^{(v)})$ com a tolerância especificada ε ; se forem menores que ε , o processo se encerra; ir para o passo 7. Caso contrário, continuar no passo seguinte;
4. montar e fatorar a matriz jacobiana $\frac{\partial g}{\partial x}$ para $(\theta^{(v)}, V^{(v)})$;
5. obter as correções $\Delta\theta^{(v)}$ e $\Delta V^{(v)}$, e o novo estado:

$$\begin{aligned}\theta^{(v+1)} &= \theta^{(v)} + \Delta\theta^{(v)} \\ V^{(v+1)} &= V^{(v)} + \Delta V^{(v)};\end{aligned}$$
6. $v \rightarrow v+1$, voltar para o passo 2;
7. calcular as demais incógnitas do problema; FIM.

O sistema de equações a ser resolvido é esparso. As submatrizes H , L , M e N têm elementos não-nulos apenas nas posições correspondentes às ligações entre barras, além das diagonais (as submatrizes têm estrutura semelhante à da matriz admitância nodal).

Os componentes das submatrizes jacobianas H , L , M e N são:

$$H = \begin{cases} H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \\ H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \end{cases} \quad (4.50)$$

$$N = \begin{cases} N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k G_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \end{cases} \quad (4.51)$$

$$M = \begin{cases} M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \end{cases} \quad (4.52)$$

$$L = \begin{cases} L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \\ L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \end{cases} \quad (4.53)$$

4.4 O Fluxo de Potência Ótimo

No final do século XIX, época em que se iniciou a construção das primeiras termoeletricas e hidroeletricas, a preocupação dos engenheiros era voltada, principalmente, para as tensões nos barramentos e para o suprimento da carga, e o cálculo da rede elétrica envolvia uma simples equação de circuitos elétricos. A preocupação com a divisão do suprimento da carga entre unidades geradoras iniciou-se no início do século XX, quando o número de unidades geradoras aumentou devido a expansão do uso de energia elétrica. O termo despacho econômico (ou despacho ótimo) da geração data de antes do início da década de 1920 e, já na década de 1930, vários métodos foram usados para aumentar a eficiência no uso das unidades de geração. No início da década de 1960, Carpentier, da Electricité de France formulou o problema do despacho econômico baseado no teorema de Karush-Kuhn-Tucker da programação não-linear, formulação esta que deu origem ao Fluxo de Potência Ótimo (FPO) (HAPP, 1977). O primeiro método a resolver esse problema foi o proposto por Dommel e Tinney (1968) aplicando o método do gradiente reduzido para resolver o problema conjuntamente com o método de Newton.

O Fluxo de Potência Ótimo (FPO) é um problema de programação não-linear em que uma função-objetivo (custo de geração, perdas de potência ativa na transmissão ou outra função qualquer) é minimizada sujeita a restrições de igualdade e restrições de desigualdade. As restrições de igualdade são representadas pelas equações não-lineares do fluxo de potência, e as restrições de desigualdade são representadas pelos limites de geração de potência ativa e reativa, magnitude das tensões nos barramentos, *taps* dos transformadores e fluxos de potências ativas e reativas nas linhas de transmissão. O problema do FPO com função-objetivo custo de geração é um problema de despacho econômico. Constata-se que o FPO utilizado com outras funções-objetivo torna-se um potente instrumento de análise de sistemas de energia elétrica. Nessas condições, o FPO é uma ferramenta única para encontrar, simultaneamente, soluções econômicas e de operação segura, e compatíveis com a capacidade de suprimento de potência reativa (COSTA, 1990).

Os estudos realizados no planejamento da operação pretendem estabelecer soluções “ótimas” de fluxo de potência que atendam a demanda e uma tensão especificada. Os métodos principais utilizados nos estudos em FPO são os métodos do tipo dual (COSTA, 1990), os de penalidades (COSTA, 1990; SASSON et al., 1973), os de

programação quadrática (SUN, et al., 1984) e os métodos de pontos interiores (GRANVILLE, 1994; TORRES e QUINTANA, 1998). O método que será apresentado nessa seção é o método Dual-Newton, proposto por Costa (1990), pois os estudos realizados neste trabalho utilizam uma implementação de fluxo de potência ótimo baseada nesse método.

4.4.1 O Modelo de Fluxo de Potência Ótimo

O FPO pode ser apresentado como:

$$\begin{aligned}
 &\min f(\mathbf{x}) \\
 &\text{s.a. } g_i(\mathbf{x}) = 0 \quad i = 1, 2, \dots, m < n \\
 &\quad h_j(\mathbf{x}) \leq 0 \quad j = 1, 2, \dots, p \\
 &\quad \mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{\max}
 \end{aligned} \tag{4.54}$$

Onde:

$\mathbf{x} \in R^n$ – é o vetor de variáveis de estado e controle do sistema;

$f(\mathbf{x})$ – é uma função escalar que representa a função-objetivo do sistema de potência;

$g_i(\mathbf{x}) = 0$ – é o conjunto das equações de fluxo de potência;

$h_j(\mathbf{x}) \leq 0$ – é o conjunto das inequações funcionais do sistema de potência;

$\mathbf{x}_{\min}$ e $\mathbf{x}_{\max}$ – são limites mínimo e máximo das variáveis de estado e controle do sistema.

O vetor $\mathbf{x}$ representa as magnitudes das tensões, ângulos de fase, *taps* de transformadores e ângulos de controle dos defasadores. A função-objetivo $f(\mathbf{x})$ pode assumir diferentes formas, tais como: perdas de potência ativa na transmissão ou o custo de geração de potência ativa dos geradores despachados. A igualdade $g_i(\mathbf{x}) = 0$ representa as equações de fluxo de potência. As restrições de desigualdade $h_j(\mathbf{x}) \leq 0$ representam as restrições funcionais do fluxo de potência, isto é, limites de fluxo de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão e transformadores, limites de injeção de potência reativa nas barras de controle de reativo e injeção de potência ativa na barra de referência (*slack*) (COSTA e COSTA, 2000).

4.4.2 O Método Dual-Newton

O método Dual-Newton é caracterizado pela associação da função lagrangiana aumentada com o método de Newton, o que permite aproveitar as boas características de cada um desses métodos quando utilizados individualmente (COSTA, 1990).

O método da lagrangiana aumentada trata todas as restrições através de um método dual. Todas as restrições, incluindo as equações de igualdade são associadas às variáveis duais (multiplicadores de Lagrange) e termos de penalidades quadráticos. Assim, considere o problema:

$$(P) = \begin{cases} \min f(x) \\ \text{s.a. } g(x) = 0 \\ h(x) \leq 0 \end{cases} \quad (4.55)$$

Ao problema (4.55) associa-se o seguinte problema modificado:

$$(PM) = \begin{cases} \min \left\{ f(x) + \sum_i \frac{w_i}{2} g_i^2(x) + \sum_j \frac{v_j}{2} [h_j(x) + e_j]^2 \right\} \\ \text{s.a. } g(x) = 0 \\ h(x) + e = 0 \\ e \geq 0 \end{cases} \quad (4.56)$$

A função lagrangiana clássica associada ao problema (4.56) é:

$$LA = f(x) + \sum_i \left[\lambda_i g_i(x) + \frac{w_i}{2} g_i^2(x) \right] + \sum_j \left\{ \mu_j [h_j(x) + e_j] + \frac{v_j}{2} [h_j(x) + e_j]^2 \right\} \quad (4.57)$$

Onde:

w_i – penalidades associadas às restrições de igualdade;

v_j – penalidades associadas às restrições de desigualdades.

O mínimo de LA em relação à variável de folga $e \geq 0$ é obtido analiticamente para valores de:

$$\hat{e}_j = \max\{0, \tilde{e}_j\} \quad (4.58)$$

$$\text{Onde: } \tilde{e}_j = -\frac{\mu_j}{v_j} - h_j(x) \quad (4.59)$$

que substituída em (4.58) obtém-se,

$$\hat{e}_j = \begin{cases} 0, & h_j(x) \geq -\frac{\mu_j}{v_j} \\ -\frac{\mu_j}{v_j} - h_j(x), & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.60)$$

A função lagrangiana aumentada associada ao problema (4.55) obtida substituindo (4.60) em (4.56) é:

$$LA = f(x) + \sum_i \left[\lambda_i g_i(x) + \frac{w_i}{2} g_i^2(x) \right] + \sum_j \begin{cases} \mu_j h_j(x) + \frac{v_j}{2} h_j^2(x), & h_j(x) \geq -\frac{\mu_j}{v_j} \\ -\frac{\mu_j^2}{2v_j}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.61)$$

O método de Newton considera as condições necessárias de primeira ordem sobre o problema com restrições de igualdade (COSTA et al., 1996). A partir do problema (4.55) é definido um problema modificado:

$$(PM) = \begin{cases} \min f(x) \\ \text{s.a. } g(x) = 0 \\ h_\tau(x) = 0 \end{cases} \quad (4.62)$$

onde, τ é o conjunto das restrições de desigualdade ativas na solução (P).

A função lagrangiana associado a (4.62) é:

$$L = f(x) + \lambda^T g(x) + \mu^T h_\tau(x) \quad (4.63)$$

As condições necessárias de primeira ordem de otimalidade do problema (4.62) são dadas por:

$$\begin{aligned} \nabla_x L &= 0 \\ \nabla_\lambda L &= g(x) = 0 \\ \nabla_\mu L &= h_\tau(x) = 0 \end{aligned} \quad (4.64)$$

Se o conjunto τ é conhecido, ou o problema contém apenas restrições de igualdade, as condições (4.64) também valem para o problema (4.55). No caso do fluxo de potência ótimo, o método proposto por Costa et al. (1996) foi aplicado para uma sequência de resoluções das condições (4.64).

Dessa forma, no método Dual-Newton, o método de Newton trata as restrições de igualdade enquanto a função lagrangiana aumentada atua sobre as restrições de desigualdade. Assim:

$$(PM) = \begin{cases} \min \sum_j f(x) + \frac{v_j}{2} [h_j(x) + e_j]^2 \\ \text{s.a. } g(x) = 0 \\ h(x) + e = 0 \\ e \geq 0 \end{cases} \quad (4.65)$$

Como descrito anteriormente, com exceção das penalidades nas restrições de igualdade, a função lagrangiana do problema (4.65) minimizada com relação a e , é dada por:

$$LA = f(x) + \sum_i \lambda_i g_i(x) + \sum_j \begin{cases} \mu_j h_j(x) + \frac{v_j}{2} h_j^2(x), & h_j(x) \geq -\frac{\mu_j}{v_j} \\ -\frac{\mu_j^2}{2v_j}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.66)$$

Esta função é uma combinação da lagrangiana clássica relativa às restrições de igualdade com a lagrangiana aumentada relativa às restrições de desigualdade.

O problema original (4.55) é resolvido através de uma seqüência de problemas irrestritos dada por:

$$(PI)^k = \left\{ \min_{x, \lambda} h_j(x, \lambda, \mu^k, v^k) \right\} \quad \text{para } k = 1, 2, 3 \dots \quad (4.67)$$

Onde:

λ – vetor dos multiplicadores de Lagrange associado às restrições de igualdade;

μ^k – vetor dos multiplicadores de Lagrange associado às restrições de desigualdade;

v^k – vetor de penalidades associadas às restrições de desigualdades.

Os problemas irrestritos são resolvidos impondo-se as condições necessárias de primeira ordem de otimalidade sobre a função LA , isto é:

$$\begin{aligned} \nabla_x LA &= 0 \\ \nabla_\lambda LA &= 0 \end{aligned} \quad (4.68)$$

As condições de otimalidade (4.68) para os problemas irrestritos (4.67) são calculadas pelo método de Newton através da equação matricial:

$$\begin{bmatrix} \nabla_{xx}^2 LA & \nabla_{x\lambda}^2 LA \\ \nabla_{\lambda x}^2 LA & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_x LA \\ \nabla_\lambda LA \end{bmatrix} \quad (4.69)$$

Após a solução de um problema irrestrito k , isto é, x e λ determinados, verifica-se a factibilidade do ponto x . Caso este ponto seja ainda não-factível, os multiplicadores e as penalidades associadas com as restrições de desigualdade são atualizados pelas equações:

$$\mu_j^{k+1} = \begin{cases} \mu_j^k + v_j^k h_j(x), & h_j(x) \geq -\frac{\mu_j}{v_j} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.70)$$

$$v_{k+1} = \beta \cdot v^k, \beta \geq 1 \quad (4.71)$$

onde, β é o fator de incremento da penalidade.

O método Dual-Newton engloba um grande número de vantagens devido à associação do método de Newton com o método da lagrangiana aumentada. Entre estas vantagens pode se citar: uma característica de convergência de segunda ordem, o que significa convergência mais rápida; a capacidade de encontrar a solução partindo de pontos não-factíveis, possibilitando o uso do método em estudos de planejamento; a matriz Hessiana não fica mal condicionada, pois os fatores de penalidade crescem lentamente, ou podem deixar de crescer, até a solução. Porém a maior das vantagens foi tratar as restrições de desigualdade com muita simplicidade. Esta simplicidade permite a inclusão dos *taps* dos transformadores no conjunto de restrições de desigualdade melhorando consideravelmente o estudo da parte reativa do problema (COSTA, 1990).

A FIGURA 13 apresenta um diagrama de blocos simplificado do método Dual-Newton.

FIGURA 13 – Diagrama de blocos do Método Dual-Newton.

4.5 Estudo do Acoplamento Elétrico-Energético – Uma Contribuição para o Planejamento de Curto Prazo

Conforme apresentado no Capítulo 3, a proposta desse trabalho é apresentar uma contribuição à abordagem do planejamento de curto prazo ao se considerar os aspectos elétricos do sistema juntamente com os aspectos energéticos. O objetivo deste estudo é analisar quantitativamente o efeito das restrições elétricas e das perdas na transmissão sobre o “ótimo” energético.

A primeira etapa desta análise obtém as metas semanais de geração de cada usina através da otimização do sistema hidrotérmico no horizonte de curto prazo, isto é, uma otimização energética do sistema para o horizonte de um ano com discretização semanal. Esta otimização conforme apresentado no item 4.1 é feita utilizando-se um algoritmo simplex convexo aplicado de forma adaptada à rede do sistema hidroelétrico, que é caracterizada por uma arborescência temporalmente expandida, o que permite a utilização da teoria de fluxo em redes. O objetivo da otimização energética no presente estudo é a minimização do custo da complementação térmica, que é representada por “uma” térmica que representa a agregação do parque gerador termoeletrico, como também eliminar ao máximo a presença de vertimentos de água. Dessa forma, o intuito é substituir na medida do possível a geração de origem termoeletrica, que utiliza combustíveis de fontes não-renováveis e de custos elevados (gás natural, carvão mineral, derivados de petróleo, etc), por geração de origem hidroelétrica, que utiliza fonte de combustível renovável (água) com custo “nulo”. Com esta otimização obtêm-se os comportamentos “ótimos” semanais do sistema hidrotérmico, tais como, trajetórias dos volumes, vazões turbinadas e geração hidráulica de cada usina, complementação térmica e energia armazenada de cada usina e do sistema.

A partir das metas de geração hidráulica de cada usina que foram obtidas do planejamento energético feito com o POSH, é feita uma análise dos aspectos elétricos do sistema para cada semana do horizonte estudado. Esta análise elétrica é feita utilizando-se um fluxo de potência ótimo CA (FPOCA) baseado no método Dual-Newton (COSTA, 1990) apresentado na seção 4.4, cuja função-objetivo é a minimização das perdas na transmissão. As vantagens do FPOCA sobre o fluxo de potência CA convencional, está na minimização das perdas e no despacho de potência

ativa e reativa, como pode ser notado ao se compararem a modelagem e os métodos de resolução apresentado nos itens 4.3 e 4.4.

Os resultados fornecidos pelo FPOCA permitem uma análise dos aspectos elétricos, tais como, perdas na transmissão, despacho de potência ativa e/ou reativa e análise das tensões das barras sujeitas aos limites de tensão e potência reativa impostos ao sistema. Com os resultados do comportamento elétrico do sistema que foram obtidos do FPOCA é feita uma análise quantitativa do efeito das restrições elétricas e das perdas na transmissão sobre o “ótimo” energético. Para os casos dos despachos de potência ativa, nos quais apresentem desvios consideráveis em relação ao “ótimo” energético, é necessária a aplicação de técnicas que permitem a obtenção de um “ótimo” que atenda o planejamento energético e o planejamento elétrico. Tais técnicas devem levar em conta uma ponderação dos ganhos, ao se minimizar as perdas na transmissão, e das perdas num eventual aumento da geração térmica determinada pelo despacho de potência ativa obtido com o FPOCA. Ao se obter um planejamento “ótimo” que atenda o planejamento energético e elétrico, a interface elétrico-energética se torna mais “forte”, pois as metas de geração obtidas pelo planejamento de curto prazo que serão passadas para o planejamento de curtíssimo prazo, já incluiriam o efeito dos aspectos elétricos do sistema. Assim, proporciona-se um controle dos desvios da trajetória “ótima” do sistema, o que contribui para melhorar a otimização global do planejamento da operação eletroenergética.

Este planejamento corretivo pode ser obtido, por exemplo, através de uma correção do planejamento energético obtido pelo POSH baseada no planejamento elétrico determinado pelo FPOCA, ou vice-versa. No primeiro caso, o planejamento energético é refeito baseando-se no despacho de geração ativa obtido com o FPOCA. No segundo caso, o planejamento elétrico é refeito fixando-se as metas energéticas obtidas com o POSH. Dessa forma, deve ser analisado o quanto se ganha ao se minimizar as perdas na transmissão ou o quanto se perde num eventual aumento da geração térmica determinada pelo despacho de potência ativa do FPOCA, ou vice-versa, e, assim, verifica-se qual destes casos é mais vantajoso.

Neste trabalho, serão apresentados somente alguns estudos preliminares sem envolver o planejamento corretivo. Os objetivos iniciais são validar o uso das ferramentas de otimização energética (POSH) e elétrica (FPOCA) e, apresentar um estudo quantitativo do acoplamento elétrico-energético e obter uma sensibilidade sobre a proximidade entre o “ótimo” energético e o “ótimo” elétrico. Dessa forma, verifica-se

a necessidade de um ajuste nos casos em que haja um desvio considerável entre eles e, então, avalia-se a implementação de um planejamento corretivo que aproxime esses “ótimos”.

A abordagem aqui proposta, compreende um problema com um objetivo comum que é a minimização dos custos de operação, com melhor desempenho do sistema, porém com enfoques distintos, eventualmente conflitantes, que podem ser resolvidos separadamente, de maneira iterativa, até se obter um “ótimo” que atenda o planejamento energético e o elétrico.

A FIGURA 14 apresenta um diagrama de blocos simplificado da abordagem do planejamento de curto prazo com acoplamento elétrico-energético. No capítulo a seguir serão mostrados os testes realizados para o estudo quantitativo do acoplamento elétrico-energético.

FIGURA 14 – Diagrama do acoplamento elétrico-energético proposto.

5. ESTUDO DE CASO

5.1 Sistema 24 barras IEEE modificado

O sistema de transmissão utilizado nos testes preliminares foi o sistema 24 barras do IEEE com algumas modificações, como apresentado na FIGURA 15.

FIGURA 15 – Sistema 24 barras IEEE modificado.

As gerações presentes neste sistema são representadas por um sistema hidrotérmico composto por duas usinas em cascata do Sistema Sudeste (Itumbiara, e São Simão, ver FIGURA 1) e uma usina termoeletrica representando a complementação térmica. A usina da barra 1 (barra *slack*) é Itumbiara, a da barra 13 é São Simão e a da barra 15 é a complementação térmica.

Cabe ressaltar que o ciclo hidrológico da região Sudeste se inicia aproximadamente no mês de maio e vai até abril, sendo dividido em período seco (maio a novembro) e período chuvoso (dezembro a abril). Dessa forma, nos testes apresentados o início do horizonte de estudo é a primeira semana do mês de maio. A seguir são mostrados os resultados obtidos com o POSH para dois períodos do histórico 1954-1955 e 2001-2002.

Os anos de 1954 e 1955 abrangem o final dos anos de menores afluências do histórico (1950-1955). Verifica-se na FIGURA 16 que na estação seca, as afluências foram bastante baixas, enquanto que na estação chuvosa elas aumentaram consideravelmente. Este fato, como será visto adiante, influencia bastante o comportamento do volume da usina à montante.

FIGURA 16 – Afluências médias semanais no horizonte 1954-1955.

FIGURA 17 – Comportamento da vazão turbinada no horizonte 1954-1955.

FIGURA 18 – Comportamento do volume no horizonte 1954-1955.

FIGURA 19 – Energia armazenada no horizonte 1954-1955.

A FIGURA 18 mostra o comportamento da trajetória “ótima” dos volumes das usinas em relação a sua posição na cascata. Observa-se que a usina de Itumbiara, a montante de São Simão, aumenta sua vazão turbinada (ver FIGURA 17) até atingir 20 % do seu volume útil, com o objetivo de receber as afluições maiores que virão com a estação chuvosa e evitar o vertimento de água. Verifica-se que, em todo o horizonte, a usina de São Simão permanece a fio d’água, mantendo seu volume sempre no máximo para aumentar sua produtividade e valorizar toda a água do sistema. Dessa forma, Itumbiara oscila seu volume para se encarregar da regulação da cascata, e evitar vertimentos, e também valorizar sua água na usina de São Simão, e conseguir maior produtividade (ver FIGURA 19).

O próximo horizonte estudado foi o compreendido entre maio de 2001 e abril de 2002. Os anos de 2001 e 2002 abrangem um período com afluições médias.

Verifica-se na FIGURA 20 que no horizonte 2001-2002 as afluições na estação seca são maiores, e as afluições entre a estação seca e chuvosa não apresentam uma diferença tão grande como no caso anterior. Dessa forma, ao contrário do caso anterior, Itumbiara busca manter seu volume num patamar maior devido às afluições da estação chuvosa não serem consideravelmente maiores (ver FIGURA 21).

FIGURA 20 – Afluências médias semanais no horizonte 2001-2002.

FIGURA 21 – Comportamento da vazão turbinada no horizonte 2001-2002.

A FIGURA 22 mostra que o volume de Itumbiara atinge quase 60 % do volume útil, pois não há necessidade de alocar volume maior no reservatório para receber as afluências do período chuvoso.

FIGURA 22 – Comportamento do volume no horizonte 2001-2002.

FIGURA 23 – Energia armazenada no horizonte 2001-2002.

Observa-se na FIGURA 18 e na FIGURA 22 que os reservatórios esvaziam menos em períodos com estação chuvosa com hidrologia baixa do que com hidrologia alta,

enchendo entretanto ao final do horizonte. Isto se explica pela tendência conservativa do sistema que procura maximizar a produtividade das usinas elevando ao máximo o volume médio operativo sem, entretanto, provocar desperdícios com vertimentos. Como mencionado anteriormente, no período de hidrologia alta, o sistema é “obrigado” a deplecionar mais os reservatórios para evitar vertimentos no período das chuvas, ao contrário da hidrologia baixa em que ele é capaz de deplecionar menos e assegurar uma maior produtividade média no futuro. Este comportamento indica que o conjunto de reservatórios atua não como um sistema produtor de energia e sim como um sistema regulador de energia, e que os estoques de água armazenados devem ser utilizados na medida em que haja expectativa segura da sua reposição futuramente (CARNEIRO et al., 1988).

A trajetória das gerações de cada usina mostradas na FIGURA 24 e FIGURA 25 representam as metas de geração que são repassadas para o planejamento elétrico.

FIGURA 24 – Gerações no horizonte 1954-1955.

FIGURA 25 – Gerações no horizonte 2001-2002.

A FIGURA 24 e a FIGURA 25 mostram que, em ambos os casos, a complementação térmica apresenta um comportamento com tendência constante, pois o custo de geração total, que é dado pelo custo de geração térmica, é representado por uma função quadrática convexa e crescente (BOND, 1988), o que leva a geração térmica ser representada por uma função aproximadamente constante no ponto “ótimo”.

A partir das metas de geração apresentadas pelo POSH, foi realizada uma análise do comportamento elétrico do sistema da FIGURA 15 utilizando-se o ANAREDE[®], que permite obter o estado da rede elétrica (tensões, ângulos de fase, injeções de potência ativa e reativa nas barras), a distribuição dos fluxos de potência ativa e reativa e as perdas na transmissão), e o FPOCA para obtenção do despacho “ótimo” de geração ativa, e conseqüentemente, um estado “ótimo” de operação da rede, com a minimização das perdas na transmissão.

Cabe salientar que nos testes com o FPOCA as gerações de potência ativa não foram fixadas com intuito de realizar seus despachos ao se otimizar as perdas do sistema e, assim, comparar os resultados da otimização elétrica com o “ótimo” energético.

Para a análise da disparidade entre “ótimos” do planejamento energético e do elétrico, foram tomados três pontos do horizonte de estudo: as semanas de menor (1ª semana) e maior (18ª semana) demandas e de demanda média (48ª semana) do horizonte de 1954-1955 e 2001-2002. Esta análise está mostrada na TABELA 2 e na TABELA 3.

TABELA 2 – Efeito das restrições elétricas e das perdas sobre o “ótimo” energético no horizonte 1954-1955.

1954-1955		Menor Demanda (2910 MW)		
Usina	Itumbiara	São Simão	C. T.	Perdas
POSH	759.0	1073.0	1078.0	
ANAREDE [®]	759.0	1073.0	1078.0	96.8
FPOCA	738.0	1050.0	1122.0	86.3
Desvio (%)	-2.7	-2.1	+4.1	-10.8
		Demanda Média (2975 MW)		
Usina	Itumbiara	São Simão	C. T.	Perdas
POSH	835.0	1115.0	1025.0	
ANAREDE [®]	835.0	1115.0	1025.0	114.0
FPOCA	758.9	1071.2	1144.9	93.7
Desvio (%)	-9.1	-3.9	+11.7	-17.8
		Maior Demanda (3091 MW)		
Usina	Itumbiara	São Simão	C. T.	Perdas
POSH	834.0	953.0	1304.0	
ANAREDE [®]	834.0	953.0	1304.0	113.4
FPOCA	797.1	993.7	1300.3	98.9
Desvio (%)	-4.4	+4.3	-0.3	-12.7

TABELA 3 – Efeito das restrições elétricas e das perdas sobre o “ótimo” energético no horizonte 2001-2002.

2001-2002		Menor Demanda (2910 MW)		
Usina	Itumbiara	São Simão	C. T.	Perdas
POSH	862.0	1048.0	1000.0	
ANAREDE [®]	862.0	1048.0	1000.0	115.6
FPOCA	919.0	972.3	1018.7	78.4
Desvio (%)	+6.6	-7.2	+1.9	-32.1
		Demanda Média (2975 MW)		
Usina	Itumbiara	São Simão	C. T.	Perdas
POSH	675.0	1329.0	971.0	
ANAREDE [®]	675.0	1329.0	971.0	99.5
FPOCA	908.5	825.2	1241.3	87.5
Desvio (%)	+34.6	-37.9	+27.8	-12.0
		Maior Demanda (3091 MW)		
Usina	Itumbiara	São Simão	C. T.	Perdas
POSH	684.0	1246.0	1161.0	
ANAREDE [®]	684.0	1246.0	1161.0	98.9
FPOCA	940.1	855.7	1293.2	83.5
Desvio (%)	+37.4	-31.3	+11.4	-15.5

A TABELA 2 e a TABELA 3 mostram que as restrições elétricas e as perdas na transmissão proporcionam um desvio considerável no despacho das gerações dado pelo FPOCA em relação ao “ótimo” energético dado pelo POSH, principalmente no horizonte 2001 a 2002, que é um período mais úmido que o período de 1954-1955. No período mais seco (1954-1955), o menor desvio foi de -0.3%, na complementação térmica, e o maior foi de +11.7%, também na complementação térmica, enquanto que no período mais úmido (2001-2002) o menor desvio foi de +1.9 %, na complementação térmica, e o maior foi de -37.9%, na geração de São Simão. Quanto às perdas, verificou-se uma diminuição expressiva. As demais semanas apresentam um comportamento de desvios semelhante. Isto demonstra a conveniência de se fazer o planejamento corretivo no planejamento de curto prazo, citado no item 4.4, com o objetivo de se aproximar ao máximo a um “ótimo” comum entre o planejamento elétrico e energético e, assim, melhorar a otimização global do sistema.

Cabe salientar também a necessidade de se avaliar a questão de quanto se ganha com a minimização das perdas na transmissão e o quanto se perde com um eventual aumento da geração térmica, conforme apresentado pelo FPOCA (ver TABELA 2 e TABELA 3). Pois como pode ser visto nas tabelas citadas, a minimização das perdas pode promover um aumento da geração de potência ativa na barra de complementação térmica, e este aumento pode sobrepor a minimização das perdas. Dessa forma, é necessário balancear a minimização das perdas e um eventual aumento de geração térmica. Vale ressaltar que o valor do MWh varia durante o ano, sendo mais elevado durante os períodos secos e diminuindo nos períodos chuvosos. Estudos constantes na literatura indicam que o ideal é que a geração térmica fique na base, isto é, que se mantenha com a geração fixa, pois seu custo é descrito por uma função quadrática convexa crescente (BOND, 1988).

Os níveis de tensão das barras e os fluxos nas linhas de transmissão do sistema estudado podem ser analisados na TABELA 4 e TABELA 5, respectivamente. Para esta análise foi utilizada a semana de maior demanda (18ª semana) do horizonte 1954-1955.

TABELA 4 – Tensões de barra: 18^a semana (maior demanda).

1954-1955	Tensão [pu] ∠ Ângulo [grau]	
Barra	ANAREDE ⁹	FPOCA
1	1.060∠0.0	1.085∠0.00
2	1.042∠-3.0	1.071∠-2.76
3	0.977∠-17.1	1.010∠-14.77
4	0.972∠-14.8	1.012∠-13.05
5	1.000∠-11.2	1.039∠-9.98
6	0.982∠-19.6	1.028∠-17.36
7	1.020∠-43.7	1.062∠-38.79
8	0.954∠-37.6	1.002∠-33.24
9	0.972∠-20.4	1.015∠-17.64
10	0.997∠-20.1	1.044∠-17.50
11	1.003∠-15.4	1.043∠-12.79
12	1.006∠-14.6	1.049∠-12.03
13	1.040∠-8.3	1.086∠-5.89
14	1.004∠-17.2	1.036∠-14.46
15	1.057∠-10.3	1.071∠-7.85
16	1.029∠-14.6	1.051∠-11.95
17	1.031∠-15.8	1.050∠-13.11
18	1.031∠-16.1	1.049∠-13.39
19	1.016∠-16.6	1.044∠-13.81
20	1.015∠-16.3	1.048∠-13.49
21	1.034∠-15.4	1.051∠-12.72
22	1.024∠-18.4	1.043∠-15.67
23	1.018∠-15.3	1.053∠-12.58
24	1.024∠-12.7	1.045∠-10.34

A TABELA 4 mostra que os níveis de tensões estão entre os limites mínimo e máximo impostos ao sistema, que são de 0.95 pu e 1.10 pu, respectivamente. Observa-se que o FPOCA promoveu um aumento nos módulos das tensões e uma diminuição da abertura entre os ângulos de fase, possibilitando uma melhoria nos níveis de tensão das barras.

TABELA 5 – Fluxo de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão.

1954-1955	ANAREDE ^b		FPOCA	
	<i>Ativos [MW]</i>	<i>Reativos [MVar]</i>	<i>Ativos [MW]</i>	<i>Reativos [MVar]</i>
1-2	432.8	41.6	410.3	16.79
1-3	150.4	21.0	137.5	16.75
1-5	253.2	33.2	236.1	16.90
2-4	170.5	28.4	158.7	20.36
2-6	157.0	19.7	147.1	9.13
3-9	44.5	-7.1	39.7	-14.6
3-24	-92.4	-48.0	-98.2	-35.4
4-9	84.6	-18.7	74.4	-19.9
5-10	166.7	-28.0	151.9	-35.2
6-10	6.5	-144.9	-1.78	-156.4
7-8	-129.9	151.8	-129.9	145.1
8-9	-151.9	51.9	-151.6	51.9
8-10	-161.8	41.4	-161.4	37.9
9-11	-101.5	-28.9	-107.4	-27.3
9-12	-118.0	-30.4	-124.9	-32.6
10-11	-97.0	-0.3	-106.4	7.7
10-12	-114.0	-2.0	-124.4	-2.3
11-13	-273.5	-31.4	-291.1	-44.5
11-14	74.4	-15.6	76.7	6.2
12-13	-244.0	-32.5	-260.5	-39.3
12-23	11.4	-24.0	10.5	-16.5
13-23	151.0	6.6	158.1	19.5
14-16	-127.5	-49.6	-125.2	-27.1
15-16	482.2	124.3	475.4	78.9
15-21	199.5	26.9	198.2	20.3
15-24	93.4	51.3	99.1	37.4
16-17	82.8	-18.1	84.0	-9.7
16-19	162.3	38.8	156.0	12.8
17-18	36.1	-3.5	38.0	4.7
17-22	46.5	-10.6	46.8	-10.1
18-21	-51.1	-11.1	-50.1	-7.0
19-20	-13.3	-0.3	-16.4	-12.7
20-23	-79.8	-5.3	-82.9	-17.2
21-22	84.3	-1.5	83.9	-3.7

A TABELA 5 mostra uma melhoria na distribuição dos fluxos de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão do sistema promovida pelo FPOCA.

Com relação às perdas, a FIGURA 26 e a FIGURA 27 mostram a comparação entre o resultado dado pelo ANAREDE[®] (fluxo de potência CA convencional) e pelo FPOCA. Verifica-se que o FPOCA efetuou uma minimização média das perdas da ordem de 8%, ou 10 MW no sistema estudado. Em termos monetários, considerando o Valor Normativo da energia gerada das grandes usinas hidroelétricas, definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica, cotado na casa dos US\$ 30,00 por MWh, seria economizado em torno de US\$ 2.600.000,00 anualmente, reforçando a importância de estudos para a minimização das perdas na transmissão. O primeiro comentário a ser feito com relação ao comportamento das perdas é que sua trajetória acompanha a forma da trajetória da demanda ao longo do horizonte estudado. Este comportamento fica mais evidente quando se observa a trajetória das perdas dada pelo FPOCA.

FIGURA 26 – Perdas na transmissão no horizonte 1954-1955.

FIGURA 27 – Perdas na transmissão no horizonte 2001-2002.

Tais testes, também, mostraram a eficiência do FPOCA na otimização elétrica, e demonstraram, também, a necessidade de um estudo mais apurado e atencioso quanto ao acoplamento elétrico-energético no planejamento de curto prazo, com o objetivo de não negligenciar a otimização global do sistema, dada a presença de desvios entre as metas impostas pelo planejamento energético e o despacho das gerações promovido pelo planejamento elétrico.

5.2 Rede CESP 440 kV Equivalente

Dando continuidade ao conjunto de testes realizados, foram feitas análises da Rede CESP 440 kV Equivalente, que está representada na FIGURA 28.

Este sistema possui 53 barras, sendo 7 de geração (UHE's: Água Vermelha, Ilha Solteira, Três Irmãos, Jupia, Porto Primavera, Capivara e Taquaruçu), 85 linhas de transmissão, 30 trafos com *tap* variável e 18 trafos com *tap* fixo. Também apresenta pontos de importação de energia através das barras 594 (Santo Ângelo) e 582 (Embuguaçu).

FIGURA 28 – Rede CESP 440 kV Equivalente.

Nesta seção serão mostrados os resultados obtidos com o POSH para três períodos do histórico: 1952-1953, 1959-1960 e 1985-1986.

A seguir, estão mostrados os gráficos do comportamento do sistema para o horizonte compreendido entre maio de 1952 e abril de 1953.

Os anos de 1952 e 1953 abrangem o meio do período de menores afluências do histórico (1950-1955). Verifica-se na FIGURA 29 a ocorrência de afluências bastante baixas, inclusive na estação chuvosa. Dessa forma, as usinas com maiores vazões turbinadas não ultrapassam os 70% de sua vazão turbinada máxima (ver FIGURA 30).

FIGURA 29 – Afluências médias semanais no horizonte 1952-1953.

FIGURA 30 – Comportamento da vazão turbinada no horizonte 1952-1953.

FIGURA 31 – Comportamento do volume no horizonte 1952-1953.

FIGURA 32 – Energia armazenada no horizonte 1952-1953.

A FIGURA 31 mostra o comportamento da trajetória “ótima” dos volumes das usinas em relação a sua posição na cascata. Observa-se que o volume da usina de Água Vermelha atinge 85 % do seu volume útil, com o objetivo de receber as afluências maiores que virão com a estação chuvosa e evitar o vertimento de água. Em todo o horizonte, a usina de Ilha Solteira Equivalente (Ilha Solteira e Três Irmãos) e Porto Primavera, que está mais jusante da cascata, procuram manter seu volume sempre no máximo para aumentar sua produtividade e valorizar toda a água do sistema. Dessa

forma, o volume da usina de Água Vermelha oscila para se encarregar da regulação da cascata, e evitar vertimentos, e também valorizar sua água nas usinas mais a jusante, e conseguir maior produtividade do sistema (ver FIGURA 32). Com relação à usina de Capivara, por ela estar em outra cascata (ver FIGURA 1), seu papel é de simplesmente controlar as vazões desta cascata, em que também consta a usina de Taquaruçu, que é uma usina a fio d'água. Então, nota-se que o volume da usina de Capivara atinge 90% do seu volume útil. Observa-se que as usinas de Água Vermelha e Capivara, que têm o papel de regular suas cascatas, não apresentam um grande deplecionamento nos seus reservatórios, pelo fato do período de 1952-1953 ser um período bastante seco, salientado a atuação do conjunto de reservatórios como um sistema regulador de energia, e que os estoques de água armazenados devem ser utilizados na medida em que haja expectativa segura da sua reposição futuramente.

O próximo horizonte estudado foi o compreendido entre maio de 1959 e abril de 1960.

Os anos de 1959 e 1960 abrangem um período com afluições históricas altas, como pode ser verificado na FIGURA 33. Verifica-se, também, a ocorrência de afluições bastante altas na estação chuvosa, com uma diferença considerável em relação às afluições da estação seca. Dessa forma, observa-se um aumento nas vazões turbinadas de algumas usinas que atingiram até 90% de sua vazão turbinada máxima (ver FIGURA 34).

FIGURA 33 – Afluições médias semanais no horizonte 1959-1960.

FIGURA 34 – Comportamento da vazão turbinada no horizonte 1959-1960.

FIGURA 35 – Comportamento do volume no horizonte 1959-1960.

FIGURA 36 – Energia armazenada no horizonte 1959-1960.

A FIGURA 35 mostra o comportamento da trajetória “ótima” dos volumes das usinas em relação a sua posição na cascata. Observa-se que a usina de Água Vermelha aumenta bastante sua vazão turbinada na estação seca (ver FIGURA 35), fazendo com que seu volume atinja quase 30 % do seu volume útil, com o objetivo de receber as grandes afluições da estação chuvosa e evitar o vertimento de água. Em todo o horizonte, a usina de Porto Primavera, que está mais a jusante na cascata, permanece a fio d’água, mantendo seu volume sempre no máximo para aumentar sua produtividade e valorizar toda a água do sistema. Observa-se, também que a usina de Ilha Solteira Equivalente varia muito pouco seu volume (atinge 97% de seu volume útil). Como no caso anterior, a usina de Água Vermelha oscila seu volume para se encarregar da regulação da cascata, e evitar vertimentos, e também valorizar sua água nas usinas mais a jusante, e conseguir maior produtividade do sistema ao aumentar sua energia armazenada (ver FIGURA 36). A usina de Capivara apresenta um deplecionamento maior em relação ao período 1952-1953, atingindo 75% do seu volume útil. Este fato é devido às afluições maiores na estação chuvosa deste período, o que levou a necessidade de se alocar um volume maior para receber estas afluições.

O próximo horizonte estudado foi o compreendido entre maio de 1985 e abril de 1986. Os gráficos do comportamento do sistema estão mostrados a seguir.

Os anos de 1985 e 1986 abrangem um período com afluições históricas bastante altas, como pode ser verificado na FIGURA 37. Verifica-se, também, uma diferença menor entre as afluições da estação seca e chuvosa, comparando-se com o período de 1959-1960. Dessa forma, observam-se vazões turbinadas altas de algumas usinas que atingiram até 95% de sua vazão turbinada máxima (ver FIGURA 38).

FIGURA 37 – Afluições médias semanais no horizonte 1985-1986.

FIGURA 38 – Comportamento da vazão turbinada no horizonte 1985-1986.

FIGURA 39 – Comportamento do volume no horizonte 1985-1986.

FIGURA 40 – Energia armazenada no horizonte 1985-1986.

A FIGURA 39 mostra o comportamento da trajetória “ótima” dos volumes das usinas em relação a sua posição na cascata. Observa-se que o volume da usina de Água Vermelha atinge quase 70% do seu volume útil, apresentando um deplecionamento

menor em relação ao período 1959-1960. Em todo o horizonte, a usina de Porto Primavera, que está mais a jusante na cascata, permanece a fio d'água, mantendo seu volume sempre no máximo para aumentar sua produtividade e valorizar toda a água do sistema. Observa-se, também que a usina de Ilha Solteira Equivalente varia muito pouco seu volume (atinge até 97% de seu volume útil). Como no caso anterior, a usina de Água Vermelha oscila seu volume para se encarregar da regulação da cascata, e evitar vertimentos, e também valorizar sua água nas usinas mais a jusante, e conseguir maior produtividade do sistema ao aumentar sua energia armazenada (ver FIGURA 40). A usina de Capivara apresenta um deplecionamento ainda maior em relação aos períodos apresentados anteriormente, pois seu volume atinge quase 60% do seu volume útil. Este fato é devido às afluições maiores na estação chuvosa deste período em relação aos outros casos apresentados (ver, FIGURA 33 e FIGURA 37), o que levou a necessidade de se alocar um volume maior para receber estas afluições.

As trajetórias das gerações de cada usina estão mostradas na FIGURA 41, FIGURA 42 e FIGURA 43. Essas trajetórias representam as metas de geração que são repassadas para o planejamento elétrico. A partir dessas metas, serão feitas análises do comportamento elétrico do sistema e verificar se estas metas permitem um estado de operação seguro e confiável do sistema apresentado pela análise de um fluxo de potência convencional, e quão distantes estão de um estado de operação “ótimo” apresentado por um fluxo de potência ótimo.

FIGURA 41 – Gerações no horizonte 1952-1953.

FIGURA 42 – Gerações no horizonte 1959-1960.

FIGURA 43 – Gerações no horizonte 1985-1986.

Primeiramente, verifica-se nas figuras anteriores que a complementação térmica, também, apresenta um comportamento com tendência constante no ponto “ótimo”, semelhante ao caso apresentado na seção anterior. Cabe lembrar que o objetivo da otimização energética é minimizar o custo total de geração pela minimização da geração térmica e maximização da geração hidráulica, buscando eliminar possíveis vertimentos.

Cabe ressaltar que a partir das metas de geração apresentadas pelo POSH, foi realizada uma análise do comportamento elétrico do sistema da FIGURA 28 utilizando-se o ANAREDE[®], que permite obter o estado da rede elétrica (tensões, ângulos de fase, injeções de potência ativa e reativa nas barras), a distribuição dos fluxos de potência ativa e reativa e as perdas na transmissão), e o FPOCA para obtenção do despacho “ótimo” de geração ativa de cada usina, e conseqüentemente, um estado “ótimo” de operação da rede, com a minimização das perdas na transmissão.

Para uma análise qualitativa da disparidade entre “ótimos” do planejamento energético (POSH) e do elétrico (FPOCA), para o horizonte 1952-1953, foram tomadas as gerações obtidas de cada usina e comparadas entre si conforme as figuras a seguir (FIGURA 44 à FIGURA 50).

FIGURA 44 – Gerações da Usina de Água Vermelha no horizonte 1952-1953.

FIGURA 45 – Gerações da Usina de Ilha Solteira (*slack*) no horizonte 1952-1953.

FIGURA 46 – Gerações da Usina de Três Irmãos no horizonte 1952-1953.

FIGURA 47 – Gerações da Usina de Jupia no horizonte 1952-1953.

FIGURA 48 – Gerações da Usina de Porto Primavera no horizonte 1952-1953.

FIGURA 49 – Gerações da Usina de Capivara no horizonte 1952-1953.

FIGURA 50 – Gerações da Usina de Taquaruçu no horizonte 1952-1953.

O fato mais notável, neste caso, é que o período seco deste horizonte apresenta uma diminuição da geração da barra *slack* (FIGURA 45), na qual está inserida a complementação térmica. Esta diminuição foi compensada pelo aumento da geração nas demais usinas. Também, fica clara a presença de uma disparidade considerável entre as gerações obtidas pelo FPOCA e as utilizadas pelo ANAREDE[®] (obtidas pelo POSH). Neste caso, em que o horizonte estudado 1952-1953 é um período histórico bastante seco, o FPOCA apresentou um comportamento contrário à otimização energética, em que se esperava uma geração hidráulica menor e uma complementação térmica maior o que refletiria em um aumento da geração da barra *slack*.

Observa-se, assim, nas figuras anteriores (FIGURA 45 à FIGURA 50) que em todos os casos houve uma variação considerável do despacho de geração ativa obtido com o FPOCA em relação à geração utilizada pelo ANAREDE[®] (obtida pelo POSH).

Para se ter uma sensibilidade quantitativa dessa disparidade, foi tomada a 44^a semana. Esta análise para o horizonte 1952-1953 está mostrada na TABELA 6.

TABELA 6 – Efeito das restrições elétricas e das perdas sobre o “ótimo” energético na 44^a semana.

1952-1953	Demanda = 6781 MW									
	Geração (MW)									
Usina	A. Verm.	I. Solt.	T. Irm.	Jupiá	P. Pri.	Capiv.	Taqua.	C.T.	Import.	Perdas
POSH	259.1	1593.3	310.0	1013.4	1046.9	249.4	139.5	2171.5	259.3	
ANAREDE [®]	259.1	1593.3	310.0	1013.4	1046.9	249.4	139.5	2171.5	259.3	261.2
FPOCA	731.2	1635.0	312.2	1255.8	1302.7	394.6	157.9	968.6	259.3	236.3
Desvio (%)	+182.2	+2.6	+0.7	+23.9	+24.4	+58.2	+13.2	-56.1	0.0	-9.5

A TABELA 6 mostra que os aspectos elétricos proporcionaram um desvio considerável no despacho das gerações apresentado pelo FPOCA em relação ao “ótimo” energético apresentado pelo POSH. Neste caso, destaca-se o aumento de geração na usina de Água Vermelha, em que o FPOCA apresenta uma geração mais de três vezes maior do que a apresentada pelo POSH. Entretanto, houve uma diminuição da complementação térmica do sistema, porém, observa-se um aumento considerável da geração hidráulica de algumas usinas que pode comprometer os níveis futuros de seus reservatórios e, conseqüentemente, sua produtividade devido ao efeito cota, e uma

diminuição de geração somente da usina de Jupiá que pode gerar vertimentos futuros, possibilitando uma “degeneração” do “ótimo” energético do sistema.

A seguir são apresentadas as análises do comportamento elétrico do sistema tomando-se algumas tensões de barra e fluxos nas linhas do sistema.

TABELA 7 – Tensões de barra: horizonte 1952-1953.

1952-1953	Tensão [pu] $\angle$ Ângulo [grau]	
Barra	ANAREDE [®]	FPOCA
563(RibPreto440)	0.926 $\angle$ -36.5	0.963 $\angle$ -32.1
567(SBarbara440)	0.933 $\angle$ -39.3	0.974 $\angle$ -34.9
570(Sumaré440)	0.932 $\angle$ -39.9	0.976 $\angle$ -35.5
574(BomJardim440)	0.941 $\angle$ -42.0	0.983 $\angle$ -37.7
584(Cabreuva440)	0.945 $\angle$ -41.1	0.986 $\angle$ -36.9
599(Taubaté440)	0.938 $\angle$ -51.3	0.985 $\angle$ -46.3

TABELA 8 – Fluxos de potência ativa e reativa.

1952-1953	ANAREDE [®]		FPOCA	
Linha	Ativos [MW]	Reativos [MVar]	Ativos [MW]	Reativos [MVar]
538(ISol440) – 536(AVer440)	1035.5	-5.2	658.7	-63.5
538(ISol440) – 542(3Irm440)	130.6	-85.7	194.8	-38.3
538(ISol440) – 559(Araraq440)	651.7	-109.7	608.9	-168.9
538(ISol440) – 561(Bauru440)	647.6	-108.6	611.8	-163.8
584(Cabreuva440) – 574(BJardim440)	379.5	64.8	340.1	47.3
574(BJardim440) – 599(Taubate440)	555.3	-55.2	558.2	-84.9

A TABELA 7 mostra que os níveis de tensões dados pelo FPOCA estão entre os limites mínimo e máximo impostos ao sistema, que são de 0.95 pu e 1.10 pu, respectivamente. Observa-se que o FPOCA promoveu um aumento nos módulos das tensões que estavam abaixo do limite mínimo, e até uma diminuição da abertura entre os ângulos de fase, possibilitando uma melhoria nos níveis de tensão das barras. A TABELA 8 mostra uma redistribuição dos fluxos de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão do sistema promovida pelo FPOCA, em especial na linha 538(ISol440) – 536(AVer440), na qual houve uma diminuição considerável em seu fluxo de potência ativa. O erro máximo de injeção de potência ativa nas barras dado pelo ANAREDE[®] foi

de 0.05 enquanto que pelo FPOCA foi menor do que 1.10^{-4} . Para a injeção de potência reativa o erro máximo foi de 0.17 e menor do que 1.10^{-4} , respectivamente.

Para o horizonte 1959-1960 a análise do comportamento elétrico do sistema está mostrada a seguir. Para uma análise qualitativa da disparidade entre “ótimos” do planejamento energético (POSH) e do elétrico (FPOCA), para o presente horizonte, foram tomadas as gerações obtidas de cada usina e comparadas entre si conforme as figuras a seguir (FIGURA 51 à FIGURA 57).

FIGURA 51 – Gerações da Usina de Água Vermelha no horizonte 1959-1960.

FIGURA 52 – Gerações da Usina de Ilha Solteira (*slack*) no horizonte 1959-1960.

FIGURA 53 – Gerações da Usina de Três Irmãos no horizonte 1959-1960.

FIGURA 54 – Gerações da Usina de Jupia no horizonte 1959-1960.

FIGURA 55 – Gerações da Usina de Porto Primavera no horizonte 1959-1960.

FIGURA 56 – Gerações da Usina de Capivara no horizonte 1959-1960.

FIGURA 57 – Gerações da Usina de Taquaruçu no horizonte 1959-1960.

Como no caso anterior, observa-se (FIGURA 51 à FIGURA 57) que em todos os casos também houve uma variação considerável do despacho de geração ativa obtido com o FPOCA em relação à geração utilizada pelo ANAREDE[®] (obtida pelo POSH).

Para se ter uma sensibilidade quantitativa dessa disparidade, também foi tomada a 44ª semana. Esta análise para o horizonte 1959-1960 está mostrada na TABELA 9.

TABELA 9 – Efeito das restrições elétricas e das perdas sobre o “ótimo” energético na 44ª semana.

1959-1960	Demanda = 6781 MW									
	Geração (MW)									
Usina	A. Verm.	I. Solt.	T. Irm.	Jupiá	P. Pri.	Capiv.	Taquá.	C.T.	Import.	Perdas
POSH	811.0	1894.8	368.0	1215.0	1299.0	390.0	222.0	565.1	259.3	
ANAREDE [®]	811.0	1894.8	368.0	1215.0	1299.0	390.0	222.0	565.1	259.3	243.3
FPOCA	599.4	2288.2	444.3	1317.0	740.3	483.4	257.1	620.7	259.3	228.7
Desvio (%)	-26.1	+20.8	+20.7	+8.4	-43.0	+23.9	+15.8	+9.8	0.0	-6.0

A TABELA 9 mostra que as restrições elétricas e as perdas na transmissão, também, proporcionam um desvio considerável no despacho das gerações dado pelo FPOCA em relação ao “ótimo” energético dado pelo POSH, com destaque para a usina de Água Vermelha, que neste caso, ao contrário do caso anterior, apresenta uma diminuição de sua geração. Porém, neste caso houve um aumento da complementação térmica do sistema, com um aumento da geração hidráulica das demais usinas e uma diminuição somente da geração da usina de Porto Primavera, além da já citada Água Vermelha, o que também podem levar aos problemas citados no caso anterior.

A seguir são apresentadas as análises do comportamento elétrico do sistema tomando-se algumas tensões de barra e fluxos nas linhas do sistema.

TABELA 10 – Tensões de barra: horizonte 1959-1960.

1959-1960	Tensão [pu] ∠ Ângulo [grau]	
Barra	ANAREDE [®]	FPOCA
563(Rib Preto 440)	0.937 ∠ -29.5	0.964 ∠ -31.5
567(SB Barbara 440)	0.946 ∠ -32.1	0.975 ∠ -33.7
570(Sumaré 440)	0.947 ∠ -32.6	0.976 ∠ -34.2
574(Bom Jardim 440)	0.955 ∠ -34.9	0.981 ∠ -36.3
584(Cabreúva 440)	0.959 ∠ -34.1	0.984 ∠ -35.5
599(Taubaté 440)	0.953 ∠ -43.9	0.984 ∠ -44.8

TABELA 11 – Fluxos de potência ativa e reativa.

1959-1960	ANAREDE [®]		FPOCA	
Linha	<i>Ativos</i> [MW]	<i>Reativos</i> [MVar]	<i>Ativos</i> [MW]	<i>Reativos</i> [MVar]
538(ISol440) – 536(AVer440)	604.4	-59.4	770.2	-34.3
538(ISol440) – 542(3Irm440)	-330.2	7.0	-239.6	1.2
538(ISol440) – 559(Araraq440)	561.2	-154.6	602.7	-167.4
538(ISol440) – 561(Bauru440)	531.6	-145.0	586.4	-162.4
584(Cabreuva440) – 574(BJardim440)	349.6	71.7	365.1	36.5
574(BJardim440) – 599(Taubate440)	555.2	-63.7	554.8	-86.6

A TABELA 10 mostra que os níveis de tensões dados pelo FPOCA estão entre os limites mínimo e máximo impostos ao sistema, que são de 0.95 pu e 1.10 pu, respectivamente. Observa-se que o FPOCA promoveu um aumento nos módulos das tensões que estavam abaixo do limite mínimo, possibilitando uma melhoria nos níveis de tensão dessas barras, em detrimento a um aumento de seus ângulos de fase, ao contrário do caso mostrado na TABELA 7. A TABELA 11 mostra uma redistribuição dos fluxos de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão do sistema promovida pelo FPOCA. O erro máximo de injeção de potência ativa nas barras dado pelo ANAREDE[®] foi menor do que 1.10^{-3} e o FPOCA, 0.0001. Para a injeção de potência reativa o erro máximo foi de 0.08 e 0.0017, respectivamente.

Para o horizonte 1985-1986 a análise do comportamento elétrico do sistema está mostrada a seguir. Para uma análise qualitativa da disparidade entre “ótimos” do planejamento energético (POSH) e do elétrico (FPOCA), para o presente horizonte, foram tomadas as gerações obtidas de cada usina e comparadas entre si conforme as figuras a seguir (FIGURA 58 à FIGURA 64).

FIGURA 58 – Gerações da Usina de Água Vermelha no horizonte 1985-1986.

FIGURA 59 – Gerações da Usina de Ilha Solteira (*slack*) no horizonte 1985-1986.

FIGURA 60 – Gerações da Usina de Três Irmãos no horizonte 1985-1986.

FIGURA 61 – Gerações da Usina de Jupia no horizonte 1985-1986.

FIGURA 62 – Gerações da Usina de Porto Primavera no horizonte 1985-1986.

FIGURA 63 – Gerações da Usina de Capivara no horizonte 1985-1986.

FIGURA 64 – Gerações da Usina de Taquaruçu no horizonte 1985-1986.

Como já observado nos horizontes de estudo 1952-1953 e 1959-1960, as figuras anteriores (FIGURA 51 à FIGURA 57) também apresentam uma variação considerável do despacho de geração ativa obtido com o FPOCA em relação à geração utilizada pelo ANAREDE[®] (obtida pelo POSH).

Para se ter uma sensibilidade quantitativa dessa disparidade, da mesma forma, foi tomada 44^a semana. Esta análise para o horizonte 1985-1986 está mostrada na TABELA 12.

TABELA 12 – Efeito das restrições elétricas e das perdas sobre o “ótimo” energético na 44^a semana.

1985-1986	Demanda = 6781 MW									
	Geração (MW)									
Usina	A. Verm.	I. Solt.	T. Irm.	Jupiá	P. Pri.	Capiv.	Taqua.	C.T.	Import.	Perdas
POSH	757.0	1942.9	377.0	1292.0	1371.0	310.0	195.0	524.4	259.3	
ANAREDE [®]	757.0	1942.9	377.0	1292.0	1371.0	310.0	195.0	524.4	259.3	247.7
FPOCA	694.9	2343.3	455.0	1347.9	1164.1	320.4	233.2	197.7	259.3	234.8
Desvio (%)	-8.2	+20.6	+20.7	+4.3	-15.1	+3.4	+19.6	-62.3	0.0	-5.2

A TABELA 12 mostra que as restrições elétricas e as perdas na transmissão proporcionam um desvio considerável no despacho das gerações dado pelo FPOCA em relação ao “ótimo” energético dado pelo POSH, com destaque uma diminuição

considerável da complementação térmica do sistema, e, novamente, uma diminuição da geração da usina de Jupiá, e um aumento de geração das demais usinas.

A seguir são apresentadas as análises do comportamento elétrico do sistema tomando-se algumas tensões de barra e fluxos nas linhas do sistema.

TABELA 13 – Tensões de barra: horizonte 1985-1986.

1985-1986 Barra	Tensão [pu] $\angle$ Ângulo [grau]	
	ANAREDE [®]	FPOCA
563(RibPreto440)	0.935 $\angle$ -29.9	0.965 $\angle$ -29.9
567(SBarbara440)	0.944 $\angle$ -32.4	0.976 $\angle$ -32.1
570(Sumaré440)	0.944 $\angle$ -32.9	0.977 $\angle$ -32.6
574(BomJardim440)	0.952 $\angle$ -35.2	0.983 $\angle$ -34.7
584(Cabreuva440)	0.956 $\angle$ -34.3	0.986 $\angle$ -33.9
599(Taubaté440)	0.950 $\angle$ -44.2	0.986 $\angle$ -43.1

TABELA 14 – Fluxos de potência ativa e reativa.

1985-1986 Linha	ANAREDE [®]		FPOCA	
	Ativos [MW]	Reativos [MVar]	Ativos [MW]	Reativos [MVar]
538(ISol440) – 536(AVer440)	641.0	-57.1	685.3	-57.5
538(ISol440) – 542(3Irm440)	-370.5	11.7	-391.9	26.6
538(Isol440) – 559(Araraq440)	564.9	-150.6	575.9	-181.0
538(Isol440) – 561(Bauru440)	533.5	-140.8	547.9	-173.0
584(Cabreuva440) – 574(BJardim440)	354.5	70.6	359.1	34.3
574(BJardim440) – 599(Taubate440)	555.2	-62.0	554.8	-87.7

A TABELA 13 mostra que os níveis de tensões dados pelo FPOCA estão entre os limites mínimo e máximo impostos ao sistema, que são de 0.95 pu e 1.10 pu, respectivamente. Observa-se que o FPOCA promoveu um aumento nos módulos das tensões que estavam abaixo do limite mínimo, e uma diminuição da abertura entre os ângulos de fase, possibilitando uma melhoria nos níveis de tensão das barras. A TABELA 14 mostra uma melhoria na distribuição dos fluxos de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão do sistema promovida pelo FPOCA. O erro máximo de injeção de potência ativa nas barras dado pelo ANAREDE[®] foi menor do que 1.10^{-3} enquanto que pelo FPOCA foi de 0.0001. Para a injeção de potência reativa o erro máximo foi de 0.09 e -0.0016, respectivamente.

Com relação às perdas, a FIGURA 65, FIGURA 66 e a FIGURA 67 mostram a comparação entre o resultado dado pelo ANAREDE[®] (fluxo de potência AC convencional) e pelo FPOCA.

FIGURA 65 – Perdas na transmissão no horizonte 1952-1953.

FIGURA 66 – Perdas na transmissão no horizonte 1959-1960.

FIGURA 67 – Perdas na transmissão no horizonte 1985-1986.

Nos três horizontes estudados, houve, em alguns períodos, divergência no resultado dado pelo ANAREDE[®]. No horizonte 1952-1953, esta divergência ocorreu entre a 10^a semana e a 15^a semana. No horizonte 1959-1960, entre a 11^a semana e a 15^a semana. No horizonte 1985-1986, entre a 12^a semana e a 15^a semana. Porém, em todos os casos, o FPOCA apresentou uma solução convergente.

Para o horizonte 1952-1953, o FPOCA efetuou uma minimização média das perdas da ordem de 3,60 %, ou 8,5 MW no sistema estudado. Em termos monetários, considerando o Valor Normativo da energia gerada das grandes usinas hidroelétricas, definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica, cotado na casa dos US\$ 30,00 por MWh , seria economizado em torno de US\$ 2.220.000,00 anualmente.

Para o horizonte 1959-1960, o FPOCA efetuou uma minimização média das perdas da ordem de 3,0 %, ou 6,9 MW no sistema estudado. Considerando o mesmo Valor Normativo do caso anterior seria economizado em torno de US\$ 1.810.000,00 anualmente.

E finalmente, para o horizonte 1985-1986, o FPOCA efetuou uma minimização média das perdas da ordem de 3,85 %, ou 9,0 MW no sistema estudado. Dessa forma, seria economizado em torno de US\$ 2.380.000,00 anualmente.

Todos esta análise econômica das perdas podem ser mais bem visualizada na TABELA 14, a seguir.

TABELA 14 – Diminuição de perdas na transmissão efetuada pelo FPOCA.

Valor Normativo da Energia Gerada = US\$ 30,00/MWh			
Horizonte	%	MW	US\$/ano
1952-1953	3.60	8.5	2.220.000,00
1959-1960	3.00	6.9	1.810.000,00
1985-1986	3.85	9.0	2.380.000,00

Diante do ganho que se obtém com o uso do FPO, cabe analisar o quanto se ganha ao se minimizar as perdas na transmissão ou o quanto se perde num eventual aumento da geração térmica determinada pelo despacho de potência ativa do FPOCA, ou vice-versa. Esta análise se torna mais interessante ao se observar que o resultado da otimização elétrica, embora possa apresentar menor geração térmica total (soma da geração térmica nos diversos intervalos) pode, eventualmente, ter um custo de geração térmica maior, devido à oscilação desta geração ao longo dos intervalos, já que o custo

da térmica é representado por uma função quadrática crescente, e isto deve ser corrigido.

É importante lembrar que nos testes realizados com a Rede CESP 440 kV Equivalente, a geração da barra *slack*, além de contabilizar a geração da usina de Ilha Solteira, também, engloba a complementação térmica do sistema. Assim, para este caso, a forma como se deve fazer a distribuição de geração entre a usina de Ilha Solteira e a complementação é muito importante sob o ponto de vista econômico, visto que, dependendo da parcela de geração da barra *slack* que for destinada à usina de Ilha Solteira poderá haver um aumento da complementação térmica que comprometerá o custo total da geração, ou por outro lado, uma diminuição da complementação térmica que comprometerá o volume da usina de Ilha Solteira em relação a aspectos de geração e navegação.

Retomando a FIGURA 45, verifica-se que o FPOCA apresenta essencialmente uma diminuição da geração da barra *slack*. A FIGURA 52 e a FIGURA 59 apresentam em alguns intervalos, uma diminuição e, em outros, um aumento da geração da barra *slack*. Porém, nos três casos, observa-se um comportamento variável, o que pode afetar a forma da trajetória da complementação térmica e conseqüentemente o custo da geração.

Dessa forma, o interessante, *a priori*, é que a oscilação da geração seja absorvida pela usina de Ilha Solteira, pois as usinas hidroelétricas se comportam melhor em casos que haja oscilações de carga e, além disso, o custo das térmicas é representado por uma função quadrática crescente. Entretanto, deve-se ponderar, também, neste caso, um aumento da geração de Ilha Solteira, o que pode comprometer os níveis futuros de seu reservatório e, conseqüentemente, sua produtividade devido ao efeito cota. Além disso, a usina de Ilha Solteira deve manter um determinado volume devido ao canal de Pereira Barreto que conecta o seu reservatório com o reservatório de Três Irmãos, para que viabilize a navegação entre os rios Tietê e Paraná.

Dessa forma um “jogo” de aumento e diminuição da complementação térmica pode acarretar um aumento do custo da geração, que pode ser compensado pela diminuição das perdas na transmissão, ou mesmo não haver esta compensação.

Assim, foram feitas duas análises em relação à geração da barra *slack*. A primeira análise considera a geração de Ilha Solteira determinada pelo POSH e atribui o restante da geração da barra *slack* à complementação térmica, e é feita uma comparação com a complementação térmica obtida com o POSH.

As curvas do FPOCA na FIGURA 68, FIGURA 69 e FIGURA 70 mostram a complementação térmica como o resultado da subtração da geração de Ilha Solteira, determinada pelo POSH, da geração total da barra *slack* determinada pelo FPOCA. Dessa forma, verifica-se uma grande oscilação da complementação térmica o que pode promover um aumento ou diminuição do custo da geração total, devido ao fato da função de geração térmica ser tipicamente representada por uma quadrática crescente.

FIGURA 68 – Complementação térmica referente à barra “*slack*” no horizonte 1952-1953.

FIGURA 69 – Complementação térmica referente à barra “*slack*” no horizonte 1959-1960.

FIGURA 70 – Complementação térmica referente à barra “slack” no horizonte 1985-1986.

Neste caso, no horizonte 1952-1953, foi obtida uma diminuição média de 24,4% do custo da complementação térmica dada pelo FPOCA em relação ao determinado pelo POSH, para uma dada função de custo de geração térmica. Esta redução é bastante aparente devido ao fato de haver uma grande participação da complementação térmica na geração total, acarretando um custo bastante alto. Por outro lado, para os horizontes de 1959-1960 e 1985-1986, houve um aumento médio de 3,4% e 31,4%, respectivamente, apesar de serem períodos mais úmidos, nos quais se esperava uma diminuição da complementação térmica e, conseqüentemente, uma diminuição destes custos. Estes resultados, para uma função típica de geração térmica apresentada em EL-HAWARY e CHRISTENSEN (1979), estão mostrados na TABELA 15.

TABELA 15 – Comportamento dos custos da complementação térmica.

Função típica de geração térmica: $F(G_t) = 1240,32 + 7,72 \cdot G_t + 0,00078 \cdot G_t^2$			
Horizonte	Custo Total (POSH) [\$]	CustoTotal (FPOCA) [\$]	Desvio (%)
1952-1953	1095185,11	827979,23	-24,4
1959-1960	332694,31	343998,36	+3,40
1985-1986	293434,67	385521,92	+31,4

Neste caso, estas disparidades se devem ao fato de que o FPOCA realiza uma alocação de potência ativa nas barras de geração de modo a minimizar as perdas sem haver o conhecimento do tipo de usina presente nestas barras.

A TABELA 16 apresenta, para os três horizontes estudados, o quanto se ganha ou se perde de energia com a variação e aumento da complementação térmica em

comparação com o ganho obtido com a minimização das perdas na transmissão determinada pelo despacho de potência ativa do FPOCA tomando-se a complementação térmica como a diferença entre a geração total da barra *slack*, obtida com o FPOCA, e a geração de Ilha Solteira, obtida com o POSH.

TABELA 16 – Balanço da energia ganha ou perdida entre a minimização de perdas e a variação da complementação térmica (ΔCT).

Horizonte	Minimização de Perdas (MWh)	ΔCT (MWh)	Balanço de Energia
1952-1953	-74.228	-4.415.562	-4.489.790
1959-1960	-60.368	+152.559	+92.191
1985-1986	-79.343	+1.683.992	+1.604.649

Dessa forma, os resultados mostram, nos horizontes 1952-1953 e 1985-1986, uma enorme disparidade entre a otimização energética e a otimização elétrica, para o caso em que não se considera a meta de complementação térmica obtida com o POSH. O FPOCA promove, nestes casos, um despacho de potência ativa que resulta na necessidade de um grande aumento da complementação térmica para minimizar as perdas na transmissão. É importante frisar que nos testes realizados foi permitido que as barras de geração tivessem liberdade de despacho de potência ativa.

A segunda análise considera o comportamento da complementação térmica determinado pelo POSH, cujo comportamento é quase constante, e atribui o restante da geração da barra *slack* à geração de Ilha Solteira, conforme a FIGURA 71, FIGURA 72 e FIGURA 73.

FIGURA 71 – Geração de Ilha Solteira referente à barra *slack* no horizonte 1952-1953.

FIGURA 72 – Geração de Ilha Solteira referente à barra *slack* no horizonte 1959-1960.

FIGURA 73 – Geração de Ilha Solteira referente à barra *slack* no horizonte 1985-1986.

Neste caso há uma grande oscilação da geração de Ilha Solteira que pode comprometer seus níveis futuros e influenciar diretamente sua produtividade prejudicando o planejamento “ótimo” do sistema.

Estas análises voltam a ressaltar a necessidade do estudo de técnicas para se procurar um “ótimo” que atenda, simultaneamente, o planejamento elétrico e o energético e, então, contribuir para o controle dos desvios da trajetória “ótima” do sistema e minimizar as disparidades entre o planejamento energético e o elétrico.

Cabe salientar novamente que este trabalho é um estudo sobre a interação elétrico-energética entre o planejamento energético e elétrico da operação de curto-curtíssimo prazo que visa analisar quantitativamente disparidades entre os aspectos energéticos e elétricos do sistema e avaliar a proposta de consideração dos aspectos elétricos já no planejamento de curto prazo.

COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES

Inicialmente o trabalho apresentou a situação atual do Setor Elétrico Brasileiro, como em outros países, numa tendência quase mundial, também passou por um processo de reestruturação. A seguir apresentou-se o estado da arte no planejamento da operação eletroenergética, ressaltando o planejamento de curtíssimo prazo que convencionalmente é o que considera o acoplamento elétrico-energético. Dessa forma, partiu-se de um breve histórico e chegou-se às mais recentes abordagens do planejamento da operação eletroenergética de curtíssimo prazo. Assim, apresentou-se a proposta deste trabalho que trata de um estudo da interação elétrico-energética no planejamento de curto prazo através da análise quantitativa do efeito das restrições elétricas e das perdas na transmissão sobre o “ótimo” energético.

O trabalho segue apresentando um detalhamento das modelagens dos aspectos energéticos e elétricos de um sistema elétrico de potência, assim como, os métodos de resolução e otimização desses modelos, tais como: o algoritmo simplex convexo utilizado no POSH, que faz uso do fluxo em redes, o método de Newton para o fluxo de potência CA convencional e o método Dual-Newton para o fluxo de potência ótimo CA.

A seguir, foi apresentada a utilização desses métodos para o planejamento energético e elétrico, e uma análise quantitativa do efeito das restrições elétricas e das perdas na transmissão sobre o “ótimo” energético. Apresentou-se um estudo de caso preliminar, onde foi feita a otimização energética do sistema de 24 barras modificado do IEEE, onde foram incluídas gerações de usinas constantes no Sistema Sudeste

(Itumbiara e São Simão), e testes de análise da Rede CESP 440 kV Equivalente, fornecida pela CESP, que possui 53 barras, sendo 7 de geração, 85 linhas de transmissão, 30 trafos com *tap* variável e 18 trafos com *tap* fixo.

Os estudos de comportamento elétrico utilizaram o fluxo de potência CA convencional (ANAREDE[®]) e o fluxo de potência ótimo CA. A eficiência de tais métodos foi comparada através do comportamento das perdas na transmissão, no horizonte de um ano com discretização semanal.

A análise dos testes realizados permitiu uma avaliação quantitativa do efeito das restrições elétricas e das perdas na transmissão sobre o “ótimo” energético e verificar uma possível disparidade entre os planejamentos energético e elétrico. Dessa forma, verificou-se a importância de se considerar os aspectos elétricos, já no planejamento de curto prazo, com o intuito de tornar a interface elétrico-energética mais “forte”, pois as metas de geração obtidas com o planejamento de curto prazo já incluíam o efeito dos aspectos elétricos do sistema, e assim se obteria metas de geração melhores para o planejamento de curtíssimo prazo. Com isto, surge a necessidade do estudo de técnicas para se procurar um “ótimo” que atenda o planejamento elétrico e o energético e, então, contribuir para o controle dos desvios da trajetória “ótima” do sistema, e melhorar a otimização global do planejamento da operação eletroenergética. Os testes também mostraram a eficiência do FPOCA na otimização elétrica e sua importância como ferramenta de minimização das perdas na transmissão.

Cabe ressaltar que a principal dificuldade enfrentada com uso do FPOCA durante os testes é a determinação inicial dos parâmetros de penalidade e atualizadores dos multiplicadores e das penalidades (ver eq.(4.70) e eq.(4.71)) utilizados no método Dual-Newton. Tais parâmetros iniciais são encontrados de forma empírica, isto é, tentativa e erro. Apesar disso, os resultados obtidos, também, mostraram a eficiência do FPOCA na otimização elétrica e a importância de estudos relacionados com a utilização de “ferramentas” como o FPOCA.

Dessa forma, abre-se o caminho para trabalhos futuros relacionados com estudos de metodologias que viabilizem e considerem, de alguma forma, os aspectos elétricos no planejamento energético, bem como, fica o incentivo para estudos relacionados com o fluxo de potência ótimo AC, principalmente, em relação a técnicas que facilitem o manuseio desta “ferramenta”.

6. REFERÊNCIA BIBLIOGRAFIA

- ARCE, A., OHISHI, T., SOARES, S. (2002). Optimal Dispatch of Generating Units of the Itaipu Hydroelectric Plant. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.17, n.1, p.154-158, Feb.
- BERNHOLTZ, B., GRAHAM, L. J., "Hydrothermal Economic Scheduling", *AIEE Transactions Apparatus and Systems*, 79, Dec., 1960; 81, Feb., 1962; Jun., 1963.
- BERTSEKAS, D. P., LAUER, G. S., SANDELL JR., N. R., POSBERGH, T. A. (1983). Optimal Short-Term Scheduling of Large-Scale Power Systems. *IEEE Transactions on Automatic Control*, v.28, n.1, p.1-11, Jan.
- BONAERT, A. P., EL-ABIAD, A. H., KOIVO, A. J. (1972). Optimal Scheduling of Hydro-Thermal Power Systems by a Decomposition Technique Using Perturbations. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-91(1), p.263-271, Jan.
- BOND, P. S. (1988). *Otimização Determinística Individualizada da Operação Energética do Sistema Hidrotérmico Interligado Sul-Sudeste do Brasil, em Horizonte de Médio e Longo Prazo*. Dissertação de Mestrado – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- BRÄNNLUND, H., SJELVGREN, D., ANDERSSON, N. (1986). Optimal Short Term Operation Planning of a Large Hydrothermal Power System Based on a Nonlinear Network Flow Concept. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.1, n.4, p.75-81, Nov.
- BRÄNNLUND, H., SJELVGREN, D., BUBENKO, J. A. (1988). Short Term Generation Scheduling with Security Constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.3, n.1, p.310-316, Feb.

- CARNEIRO, A. A. F. M. (1991). *Contribuição ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. Tese de Doutorado – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- CARNEIRO, A.A.F.M. & KADOWAKI, M. (1997). “Operação Simulada de Sistemas Hidroelétricos com Regras por Redes Neurais”. In: Anais do XIV SNPTEE - Simpósio Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo X, Tema 5, No. FL/GOP/ 07, (editado em CD), Belém-Pará, Out.
- CARNEIRO, A. A. F. M., SOARES, S., BOND, P. S. (1990). A Large Scale Application of an Optimal Deterministic Hydrothermal Scheduling Algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.5, n.1, p.204-211, Feb.
- CARNEIRO, A. A. F. M., SOARES, S., CARVALHO, M. F. H. (1988). Um Modelo Adaptativo para o Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência. 7º Congresso Brasileiro de Automática, ITA, São José dos Campos, v.2, p. 823-829.
- CEPEL – Centro de Pesquisa de Engenharia Elétrica (2000). Modelo DECOMP – Manual de Referência, Rio de Janeiro.
- CEPEL – Centro de Pesquisa de Engenharia Elétrica (2000). Modelo NEWAVE – Manual de Referência, Rio de Janeiro.
- COSTA, G. R. M. (1990). *O Método Dual-Newton Aplicado ao Fluxo de Carga Ótimo*. Tese de Doutorado - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- COSTA, G.R.M., COSTA, C.E.U. (2000). Improved Newton Method for Optimal Power Flow Problem. *Electrical Power and Energy Systems*, v.22, p. 459-462.
- COSTA, G.R.M., LANGONA, K., ALVES, D.A. (1996). O Método de Newton Modificado Associado à Função Lagrangeana Aumentada para a Resolução do Fluxo de Carga Ótimo. XI Congresso Brasileiro de Automática, São Paulo, v.1, pp. 173-178.
- DOMMEL, H. W., TINNEY, W. F. (1968). Optimal Power Flow Solutions. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-87, n.10, p.1866-1876, Oct.
- EL-HAWARY, M. E., CHRISTENSEN, G. S. (1979). *Optimal Economic Operation of Electric Power Systems*, Academic Press, Cap.2, p.10-15: Modeling for Optimal Operation.
- FORTUNATO, L. A. M., ARARIPE NETO, T.A., ALBUQUERQUE, J. C. R., PEREIRA, M. V. F. (1990). *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. Niterói, Editora Universitária EDUFF. Cap.5, p.133-165: Planejamento da Operação Energética.

- GORENNSTIN, B. G., CAMPODÓNICO, N. M., COSTA, J. P., PEREIRA, M. V. F. (1992). "Stochastic Optimization of a Hydro-Thermal System Including Network Constraints", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. PAS-7, n.2, pp.791-797, May.
- GRANVILLE, S., 1994, "Optimal Reactive Dispatching Through Interior Point Methods", *IEEE Transactions on Power Systems*, v.9, pp.136-146, Feb.
- GRANVILLE, S., OLIVEIRA, G.C., THOMÉ, L.M., CAMPODÓNICO, N., LATORRE, M. L., PEREIRA, M. V. F., BARROSO, L. A. (2003). "Stochastic Optimization of Transmission Constrained and Large Scale Hydrothermal Systems in a Competitive Framework", *IEEE Power Engineering Society 2003 General Meeting*, Toronto, Canada, 13-17 July.
- HABIBOLLAHZADEH, H., BUBENKO, J. A. (1986). Application of Decomposition Techniques to Short-Term Operation Planning of Hydrothermal Power System. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.1, n.1, p.41-47, Feb.
- HAPP, H. H. (1977). Optimal Power Dispatch – Comprehensive Survey. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-96, n.3, p.841-854, May-Jun.
- JOHANNESSEN, A., GJELSVIK, A., FOSSO, O. B., FLATABØ, N. (1991). Optimal Short Term Hydro Scheduling Including Security Constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.6, n.2, p.576-583, May.
- KADOWAKI, M. (1995). *Simulação da Operação de Sistemas Hidroelétricos de Potência a Usinas Individualizadas com Regras Otimizadas*. Dissertação de Mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Carlos.
- KIRCHMAYER, L. K. (1958). *Economic Operation of Power Systems*. New York, John Wiley & Sons, Inc, Chapter 3, p.49-115: Development of Transmission Loss Formula.
- KIRCHMAYER, L. K. (1959). *Economic Control of Interconnected Systems*. New York, John Wiley & Sons, Inc, Chapter 3, p.68-97: Economic Operation of a Combined Steam and Hydroelectric Power System.
- KIRCHMAYER, L. K., RINGLEE, R. J. (1964). *Optimal Control of Thermal-Hydro System Operation*. IFAC Proceedings, p.430/1-430/6.
- LUO, G. X., HABIBOLLAHZADEH, H., SEMLYEN, A. (1989). Short-Term Hydrothermal Dispatch Detailed Model and Solutions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.4, n.4, p.1452-1462, Oct.
- MARIA, G. A., FINDLAY, J. A. (1987). A Newton Optimal Power Flow For Ontario Hydro EMS. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.2, n.3, p.576-584, Aug.

- MARTINEZ, L. (2001). *Políticas de Controle Malha Fechada e Malha Aberta no Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos*. Tese de Doutorado - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- MONTICELLI, A. J. (1983). *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. São Paulo, Editora Edgar Blücher Ltda.
- MONTICELLI, A. J., GARCIA, O. (2000). *Introdução a Sistemas de Energia Elétrica*. Campinas, Editora da Unicamp, Cap. 10, p.207-229: Cálculo de Fluxo de Carga.
- MME – MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. (2003). Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico, Jul.
- MPOG – MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E GESTÃO. (2002). Infra-Estrutura Brasil - Perfis Setoriais: Energia Elétrica. <<http://www.infrastructurebrazil.gov.br/perfis>>. 07 Ago.
- NANDA, J., BIJWE, P. R. (1981). Optimal Hydrothermal Scheduling with Cascaded Plants Using Progressive Optimality Algorithm. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-100, n.4, p.2093-2099, Apr.
- NEPOMUCENO, L., OHISHI, T., SOARES, S. (2000). Uma Metodologia de Pré-Despacho AC com Base em um Modelo de FPO Newton. *SBA Controle & Automação*, v.11, n.3, p.169-175, set.-dez.
- NEPOMUCENO, L., OLIVEIRA, A., OHISHI, T., FILHO, S. (2002). Incorporating Voltage/Reactive Representation to Short-Term Generation Scheduling Models. In: IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Chicago, p.1541-1546, Jul.
- NILSSON, O., SJELVGREN, D. (1996). Mixed-Integer Programming Applied to Short-Term Planning of a Hydro-Thermal System. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.11, n.1, p.281-286, Feb.
- OHISHI, T (1990). *Planejamento da Operação de Curto Prazo de Sistemas Hidrotérmicos Predominantemente Hidráulicos*. Tese de Doutorado – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- OHISHI, T., SOARES, S., CARVALHO, M. F. H. (1991). A Short Term Hydrothermal Scheduling Approach for Dominantly Hydro Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.6, n.2, p. 637-643, May.
- ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. (2003) “Planejamento Anual da Operação Energética - Ano 2003”, Rio de Janeiro.
- PEREIRA, M. V. F. (1985). Optimal Scheduling of Hydrothermal Systems – an Overview. IFAC Electric Energy Systems, p.1-9, Rio de Janeiro, Brazil.

- PEREIRA, M. V. F., PINTO, L. M. V. G. (1988). Operação Ótima a Longo e Médio Prazo de Sistemas Hidrotérmicos. 7º Congresso Brasileiro de Automática, ITA, São José dos Campos, v.2, p. 935-940.
- PINTO, L. M. V. G., PEREIRA, M. V. F. (1988). Modelo de Operação Ótima a Curto Prazo de Sistemas Hidrotérmicos. 7º Congresso Brasileiro de Automática, ITA, São José dos Campos, v.2, p. 930-934.
- PSR INC. (2002). Modelo SDDP, Manual do Usuário, versão 7.1, Rio de Janeiro, Ago.
- ROSENTHAL, R. E. (1981). A Nonlinear Network Flow Algorithm for Maximization of Benefits in a Hydroelectric Power System. *Operations Research*, v.29, n.4, p.763-787, Jul.-Aug.
- SASSON, A. M., VITORIA, F., ABOYTES, F. (1973). Optimal Load Flow Solution Using the Hessian Matrix. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-92, n.1, p.31-41, Jan.
- SILVA FILHO, D., CARNEIRO, A. A. F. M., CASTRO, R., CHAVES, J. R. A. (2000). “Influência das regras de Operação sobre Parâmetros de Dimensionamento de Usinas Hidroelétricas”, VII SEPOPE – Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Curitiba, Brasil, CD-ROM, 21-26 maio.
- SOARES FILHO, S. (1987). *Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos*. SBA – Controle e Automação, v.1, n.2, p.122-131.
- SOARES, S., CARVALHO, M. F. (1986). Programa para Otimização de Sistemas Hidrotérmicos (POSH). 6º Congresso Brasileiro de Automática, Belo Horizonte, v.1, p. 191-197.
- SOARES, S., OHISHI, T. (1995). Hydro-dominated short-term hydrothermal scheduling via a hybrid simulation-optimisation approach: a case study. *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, v.142, n.6, p.569-575, Nov.
- SOARES, S., SILVA FILHO, D., CARNEIRO, A. A. F. M. (2001). “Otimização da Operação Energética das Usinas do Rio Paranapanema”, I CITENEL - Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, Brasília, Brasil, CD-ROM, Nov.
- SOUZA, C. (2002). Brasil é mercado mundial de energia que mais cresce, *Jornal do Commercio*, Primeiro Caderno, Energia, 1º jul.
- SUN, D. I., ASHLEY, B., BREWER, B., HUGHES, A., TINNEY, W. F. (1984). Optimal Power Flow by Newton Approach. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-103, n.10, p.2864-2875, Oct.

TORRES, G. L., QUINTANA, V. H. (1998). "Optimal Power Flow in Rectangular Form via na Interior Point Method , IEEE Transactions on Power Systems, v.13, n.4, pp.1211-1218.

ANEXO A – Banco de Dados dos Sistemas Elétricos Utilizados

Os bancos de dados apresentados neste anexo estão no formato PECO (Philadelphia Electric Company).

Banco de Dados do Sistema IEEE 24 Barras Modificado

1	1	barra1	1060	0.	0.0	0.0-9999	9999	108.0	22.0	
2	0	barra2	1045	-5.	0.0	0.0		97.0	20.0	
3	0	barra3	1046	-7.	0.0	0.0		180.0	37.0	
4	0	barra4	1010-13.	0.0	0.0			74.0	15.0	
5	0	barra5	1046-10.	0.0	0.0			71.0	14.0	
6	0	barra6	1019-10.	0.0	0.0			136.0	28.0	-100
7	-1	barra7	1020 -9.	0.0	0.0	-50	200	125.0	25.0	
8	0	barra8	1045 -8.	0.0	0.0			171.0	35.0	
9	0	barra9	1070-14.	0.0	0.0			175.0	36.0	
10	0	barra10	1062-13.	0.0	0.0			195.0	40.0	
11	0	barra11	1090-13.	0.0	0.0			0.0	0.0	
12	0	barra12	1056-15.	0.0	0.0			0.0	0.0	
13	1	barra13	1040-20.	491.	0.0-9999	9999		265.0	54.0	
14	-1	barra14	1051-15.	0.0	0.0	-50	200	194.0	39.0	
15	1	barra15	1057-15.1333.	0.0-9999	9999			317.0	64.0	
16	0	barra16	1055-15.	0.0	0.0			100.0	20.0	
17	0	barra17	1050-15.	0.0	0.0			0.0	0.0	
18	0	barra18	1037-15.	0.0	0.0			333.0	68.0	
19	0	barra19	1021-15.	0.0	0.0			181.0	37.0	
20	0	barra20	1030-15.	0.0	0.0			128.0	26.0	
21	0	barra21	1044-15.	0.0	0.0			0.0	0.0	
22	0	barra22	1036-16.	0.0	0.0			0.0	0.0	
23	0	barra23	1045-16.	0.0	0.0			0.0	0.0	
24	0	barra24	1046-16.	0.0	0.0			0.0	0.0	
9999										
1	2		.26	1.39	46.11				900	
1	3		5.46	21.12	5.72				900	
1	5		2.18	8.45	2.29				900	
2	4		3.28	12.67	3.43				900	
2	6		3.97	19.20	5.20				900	
3	9		3.08	11.90	3.22				900	
3	24		.23	8.39					900	
4	9		2.68	10.37	2.81				900	
5	10		2.28	8.83	2.39				900	

6	10	1.39	6.05245.90	900
7	8	1.59	6.14 1.66	900
8	9	4.27	16.51 4.47	900
8	10	4.27	16.51 4.47	900
9	11	.23	8.39	900
9	12	.23	8.39	900
10	11	.23	8.39	900
10	12	.23	8.39	900
11	13	.61	4.76 9.99	900
11	14	.54	4.18 8.79	900
12	13	.61	4.76 9.99	900
12	23	1.24	9.66 20.30	900
13	23	1.11	8.65 18.18	900
14	16	.50	3.89 8.18	900
15	16	.22	1.73 3.64	900
15	21	.63	4.90 10.30	900
15	21	.63	4.90 10.30	900
15	24	.67	5.19 10.91	900
16	17	.33	2.59 5.45	900
16	19	.30	2.31 4.85	900
17	18	.18	1.44 3.03	900
17	22	1.35	10.53 22.12	900
18	21	.33	2.59 5.45	900
18	21	.33	2.59 5.45	900
19	20	.51	3.96 8.33	900
19	20	.51	3.96 8.33	900
20	23	.28	2.16 4.55	900
20	23	.28	2.16 4.55	900
21	22	.87	6.78 14.24	900
9999				
	0.95	1.10		
9999				
		500		
9999				

Banco de Dados do Sistema CESP 440 kV Equivalente

501	1	I.SOLTE-19GR	995	0.	-950.	950.	501
500	1	A.VERMEL-6GR	995-11.	900.-237.-540.	540.		500
502	1	JUPIA---11GR	1000-2.3	770.-218.-528.	528.		502
507	1	CAPIVARA-4GR	10302.62	575.51.11-308.	308.		507
510	1	P.PRIMA-12GR	10108.551000.-129.-540.	540.			510
513	1	TAQUARUC-4GR	1030 2.8	310.1.596-192.	192.		513
520	1	T.IRMAOS-4GR	1000-.27	520.-67.4-200.	200.		520
533	-1	S.ANGELO-1CS	1050-34.	-175.	250.		533
532	-1	EMBU-GUA-1CS	1050-34.	-175.	250.		532
535	0	AVERMELHA500	1079-16.			433.3-176.	
536	0	AVERMELHA440	1013-14.				
537	0	AVERMELHA138	1050-18.			153.4 28.8	
538	0	ISOLTEIRA440	1013-5.6				
539	0	JUPIA----440	1021-6.1				
541	0	JUPIA----138	1045-9.2			67.7 -7.8	
542	0	3IRMAOS--440	1015-5.1				
543	0	3IRMAOS--138	1048-9.2			165.3 30.6	
544	0	PPRIMAV--440	10263.44				
547	0	TAQUARUCU440	1033-1.9				
548	0	TAQUARUCU138	1010-4.5			106.4 -4.0	
549	0	CAPIVARA-440	1026-4.1				
550	0	CAPIVARA-138	1040-9.5			88.8 34.3	
552	0	ASSIS----440	1015-13.				-90.
553	0	ASSIS--A-230	1041-15.			59.0 30.5	

559	0	ARARAQUA-440	1014-26.				0.
560	0	ARARAQUA-138	1030-31.			403. 90.2	
561	0	BAURU----440	1017-22.				0.
562	0	BAURU----138	1035-28.			241.8100.7	
563	0	RIBPRETO-440	966-31.				
564	0	RIBPRETO-138	1030-36.			340.7214.7	
565	0	MMIRIM-3-440	1014-33.				
566	0	MMIRIM-3-138	1019-39.			443.4 99.7	
567	0	SBARBARA-440	972-34.				
568	0	SBARBARA-138	1013-42.			504.5237.9	
570	0	SUMARE---440	976-35.				
571	0	SUMARE---138	1013-41.			413.0115.4	
574	0	BOMJARDIM440	987-36.				
575	0	BOMJARDIM138	1035-42.			94.2 62.	
576	0	B. JARDIM-088	999-42.			419.4 110	
577	0	TOESTE-1Y440	1001-34.			625.2 90.6	
581	0	EMBUGUACU440	1002-34.				
582	0	EMBUGUACU345	1023-34.			-28.3234.7	
583	0	EMBUGUACU138	1029-38.			305.7 50.6	
584	0	CABREUVA-440	986-35.				-90.
590	0	CABREUVA-230	1008-38.			1035212.9	
591	0	CABREUVA-138	1029-41.			117.9 35.9	
593	0	STOANGELO440	1008-34.				
594	0	STOANGELO345	1016-33.			-231.215.9	
595	0	STOANGELO138	1049-38.			214.8 61.3	
598	0	TAUBATE--500	1056-39.			138.4 -223	
599	0	TAUBATE--440	1013-40.				
600	0	TAUBATE--230	1030-45.			167.144.3	
601	0	TAUBATE--138	1020-43.			243. 13.7	
9999							
536	500	.68333	1.1. 1.			1500	
536	535	1.533	.9504.9504.9504			750	
536	535	1.42	.95.95 .95			750	
536	538	.19 2.52136.89				1522	
536	559	.4 5.36290.92				1522	
536	563	.41 5.64304.12				1522	
537	536	4.7	1.048 .861.187			537 300	
538	501	.34632	1.1. 1.			3400	
538	542	.06 .81 48.63				1141	
542	520	1.645	1.1. 1.			840	
543	542	4.45	1.044 .86 1.18			543 300	
539	542	.06 .73 43.83				1141	
539	502	.87545	1.1. 1.			1344	
541	539	8.33	1.015 .86 1.19			541 150	
544	510	.9225	1.1. 1.			1320	
544	547	.15 1.94108.73				1524	
544	547	.15 1.94108.73				1524	
547	513	2.7875	1.1. 1.			560	
547	539	.27 3.6197.09				1143	
547	549	.09 1.2 66.94				1143	
547	552	.24 3.14175.77				1936	
548	547	4.66	.975 .861.187			548 300	
549	507	2.1625	1.1. 1.			680	
549	552	.14 1.82 102.2				1143	
550	549	10.78	1.046 .851.187			550 150	
552	561	.18 2.37132.67				1143	
552	570	.43 5.69318.89				1936	
553	552	.07 7.237	1.048 .9 1.1			553 336	
559	538	.48 5.97384.96				1522	
559	538	.48 5.97384.96				1522	
559	561	.13 1.71102.88				1065	

559	565	.21	2.65170.71			1522
559	567	.18	2.38 134.8			1522
559	593	.38	4.7303.36			1522
560	559		4.82	1.033	.861.187	560 300
560	559		4.65	1.033	.86 1.19	560 300
560	559		4.82	1.033	.861.187	560 300
561	538	.41	5.09 327.9			1522
561	538	.41	5.09 327.9			1522
561	539	.39	4.96319.72			1522
561	539	.39	4.96319.72			1522
561	577	.28	3.54228.28			1522
561	581	.39	4.86313.39			1522
561	584	.3	3.76242.06			1522
561	584	.3	3.76242.06			1522
562	561		8.27	1.057	.86 1.19	562 150
562	561		9.19	1.057	.86 1.19	562 150
563	567	.22	3.03163.37			1522
564	563		4.71	1.123	.861.187	564 300
564	563		4.63	1.123	.841.187	564 300
565	593	.23	2.88185.57			1522
566	565		4.63	1.023	.861.187	566 300
566	565		4.45	1.023	.861.187	566 300
567	570	.03	.34 19.21			1522
568	567		4.65	1.096	.861.187	568 315
568	567		4.43	1.096	.861.187	568 300
571	570		4.78	1.063	.861.187	571 300
571	570		4.78	1.063	.861.187	571 300
574	570	.06	.8 45.81			1522
574	584	.03	.38 23.71			1522
574	593	.15	1.98118.81			1522
576	574		4.666	1.034	.8611.187	576 300
576	574		4.53	1.034	.8611.187	576 300
574	599	.2	2.56151.95			1522
575	574		9.66	1.112	.861.192	575 150
577	581	.11	1.32 85.11			1522
581	532		3.76	1.1.	1.	250
581	593	.09	1.22 73.61			1522
582	581		.71	1.031.03	1.03	750
582	581		.717	1.031.03	1.03	750
583	581		4.666	1.037	.861.184	583 300
583	581		4.603	1.037	.861.184	583 300
584	581	.09	1.22 73.5			1524
590	584		.746	1.031.03	1.03	750
590	584		.74	1.031.03	1.03	750
591	584		8.27	1.07	.86 1.19	591 150
593	533		3.76	1.1.	1.	250
594	593		.716	1.0151.0151.015		750
594	593		.714	1.0151.0151.015		750
595	593		4.69	1.058	.86 1.18	595 300
595	593		9.19	1.058	.861.187	595 150
599	598		1.03	.98	.98 .98	900
600	599		4.77	1.086	.861.187	600 300
601	599		4.646	1.008	.861.187	601 315
601	599		4.616	1.008	.861.187	601 315
9999						
	0.95	1.10				
9999						
		900.				
9999						

ANEXO B – Bancos de Dados dos Sistemas de Usinas Utilizados

Os arquivos apresentados neste anexo contém os dados físicos dos sistemas de geração usados no programa POSH.

Banco de Dados da Geração do Sistema IEEE 24 Barras Modificado

Arquivo: arq1_2u.dat

```

ESTUDO DO COMPORTAMENTO DE SISTEMAS HIDROELETRICOS - 2 USINAS: 27-08-01
ITUMBIARA, SÃO SIMÃO
  2   52   0 9000  9000  1000   0   10   10   1.00000  0.00100  0.00100
  0   0
  2   0
  4573.0  17027.0   254.0  3222.0   0.0   0.0
  7000.0  12540.0   408.0  4500.0   0.0   0.0
  435.600  0.960   0.900
  328.100  1.000   0.890

  NHC INT NUFD IIBA IVAR IPAC IFT  icont1 icont2 PRECR  PREAC EPS
(SE TIVER USINA A FIO D'ÁGUA COLOCAR TURBINAGEM MÁXIMA aqui)
  IATS(L),L=1,NUFD  TEMPO DE ATRASO
(SE TIVER TEMPO DE ATRASO COLOCAR AFLUÊNCIAS EM ATRASO aqui)
  JUSR(L),L=1,NHC VETORES DE JUSANTE DE RESERVATÓRIO
(SE TIVER USINA A FIO D'ÁGUA, COLOCAR JUSF(JUSANTE DE FIO D'ÁGUA) aqui)
(SE TIVER USINA A FIO D'ÁGUA, COLOCAR JUSRF(USINAS A FIO D'ÁGUA A JUSANTE DE USINAS A RESERVATÓRIO)
(SE TIVER USINAS A FIO D'ÁGUA,COLOCAR JUSFR(USINAS A RESERVATÓRIO A JUSANTE DE USINAS A FIO D'ÁGUA)
  VMI(I),VMA(I),UMI(I),UMA(I),A1,A2 CAPACIDADES ( DO I=1,NHC)
  CFMED(I),PC(I),ROTG(I) (DO I=1,NHC)
(SE TIVER USINAS A FIO D'ÁGUA COLOCAR HLFDR (ALTURA*RENDIMENTO))
  observacao foi liberado a turbinagem maxima de Sao Simao, que era de 2622 m3/seg

```

Arquivo: arq3_2u.dat

```

COSE-01: POLOMEP - Mercado e vols i/f - Inicio do ciclo: MAIO - 52 semanas
2 usinas: Itu/SSi - V. iniciais: CHEIOS - V. finais: CHEIO
  s1  s2  s3  s4  s5  s6  s7  s8  s9  s10  s11  s12
s13  s14  s15  s16  s17  s18  s19  s20  s21  s22  s23  s24
s25  s26  s27  s28  s29  s30  s31  s32  s33  s34  s35  s36
s37  s38  s39  s40  s41  s42  s43  s44  s45  s46  s47  s48
s49  s50  s51  s52
  17027.0  17027.0
  12540.0  12540.0
  0
  .978   .979   .979   .980   .981   .984   .988   .991   .995   1.001   1.008   1.015
  1.022   1.028   1.031   1.034   1.037   1.039   1.031   1.023   1.014   1.006   1.002   .998
  .994   .990   .986   .985   .983   .982   .981   .984   .988   .991   .995   .997
  .999   1.001   1.004   1.006   1.011   1.017   1.023   1.028   1.021   1.014   1.007   1.000
  .995   .989   .983   .978

  VI(I),VF(I) (DO I=1,NHC)
  ISI (SOLUCAO INICIAL, PRETENDIA ISI=0 À FIO D'ÁGUA , ISI=1 TURBINAGENS FORNECIDAS , ISI=2 VOLUMES FORNECIDOS)
(SE ISI=1, ENTÃO COLOCAR AS TURBINAGENS aqui)
(SE ISI=2,ENTÃO COLOCAR OS VOLUMES aqui)
  D(J) J=1,INT (DEMANDA)

```

Banco de Dados da Geração do Sistema CESP 440 kV Equivalente

Arquivo: arq1_6u.dat

ESTUDO DO COMPORTAMENTO DE SISTEMAS HIDROELETRICOS - 7 USINAS: 13-05-03
 AGUA VERMELHA, ILHA SOLTEIRA+3 IRMAOS, JUPIA, PORTO PRIMAVERA, CAPIVARA, TAQUARUÇU

4	52	2	9000	1000	0	5	5	50.00000	0.00010	0.00001
7602.0		2665.0								
0	0	0	0							
2	3	0	0							
0	0									
0	1	0	2							
3	0									
5856.0	11025.0	501.0	2922.0		0.0	0.0				
25467.0	34432.0	1428.0	10608.0		0.0	0.0				
14400.0	20000.0	1973.0	11430.0		0.0	0.0				
4816.0	10540.0	219.0	1744.0		0.0	0.0				
326.400	.594	.900								
281.200	.975	.900								
239.100	.295	.900								
284.800	.493	.850								
19.000	19.710									

NHC INT NUPD IIBA IVAR IPAC IFT icont1 icont2 PRECR PREAC EPS
 (SE TIVER USINA A FIO D'ÁGUA COLOCAR TURBINAGEM MÁXIMA aqui)
 IATS(L),L=1,NUPD TEMPO DE ATRASO
 (SE TIVER TEMPO DE ATRASO COLOCAR AFLUÊNCIAS EM ATRASO aqui)
 JUSR(L),L=1,NHC VETORES DE JUSANTE DE RESERVATÓRIO
 (SE TIVER USINA A FIO D'ÁGUA, COLOCAR JUSF(JUSANTE DE FIO D'ÁGUA) aqui)
 (SE TIVER USINA A FIO D'ÁGUA, COLOCAR JUSRF(USINAS A FIO D'ÁGUA A JUSANTE DE USINAS A RESERVATÓRIO)
 (SE TIVER USINAS A FIO D'ÁGUA, COLOCAR JUSFR(USINAS A RESERVATÓRIO A JUSANTE DE USINAS A FIO D'ÁGUA)
 VMI(I),VMA(I),UMI(I),UMA(I),A1,A2 CAPACIDADES (DO I=1,NHC)
 CFMED(I),PC(I),ROTG(I) (DO I=1,NHC)
 (SE TIVER USINAS A FIO D'ÁGUA COLOCAR HLFRD (ALTURA*RENDIMENTO))

USINAS A FIO D'ÁGUA:
 JUPIA
 TAQUARUÇU

USINAS A RESERVATÓRIO:
 AGUA VERMELHA
 ILHA SOLTEIRA+3 IRMAOS
 PORTO PRIMAVERA
 CAPIVARA

Arquivo: arq3_6u.dat

COSE-01: POLOMEP - Mercado e vols i/f - Inicio do ciclo: MAIO - 52 semanas
 6 usinas: AgV/ISol+3Irm/Jup/PPri/Capi/Taqu - V. iniciais: 100% - V. finais: 100%

s1	s2	s3	s4	s5	s6	s7	s8	s9	s10	s11	s12
s13	s14	s15	s16	s17	s18	s19	s20	s21	s22	s23	s24
s25	s26	s27	s28	s29	s30	s31	s32	s33	s34	s35	s36
s37	s38	s39	s40	s41	s42	s43	s44	s45	s46	s47	s48
s49	s50	s51	s52								
11025.0		11025.0									
34432.0		34432.0									
20000.0		20000.0									
10540.0		10540.0									
0											
.981	.984	.988	.991	.995	1.001	1.008	1.015	1.022	1.028	1.031	1.034
1.037	1.039	1.031	1.023	1.014	1.006	1.002	.998	.994	.990	.986	.985
.983	.982	.981	.984	.988	.991	.995	.997	.999	1.001	1.004	1.006
1.011	1.017	1.023	1.028	1.021	1.014	1.007	1.000	.995	.989	.983	.978
.978	.979	.979	.980								

VI(I),VF(I) (DO I=1,NHC)
 ISI (SOLUCAO INICIAL PRETENDIA ISI=0 A FIO D'ÁGUA , ISI=1 TURBINAGENS FORNECIDAS , ISI=2 VOLUMES FORNECIDOS)
 (SE ISI=1, ENTÃO COLOCAR AS TURBINAGENS aqui)
 (SE ISI=2, ENTÃO COLOCAR OS VOLUMES aqui)
 D(J) J=1,INT (DEMANDA)