

PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS TERMOELÉTRICOS
UTILIZANDO ANÁLISE DE SENSIBILIDADE ASSOCIADA A
PROCEDIMENTOS HEURÍSTICOS

Ivo Chaves da Silva Junior

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS
EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof. Sandoval Carneiro Junior, Ph.D.

Prof. José Luiz Rezende Pereira, Ph.D.

Prof^a. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Prof. Roberto de Souza Salgado, Ph.D.

Prof. Edimar José de Oliveira, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL.

ABRIL DE 2008

SILVA JUNIOR, IVO CHAVES DA

Planejamento da Operação de Sistemas Termoeletricos Utilizando Análise de Sensibilidade Associada a Procedimentos Heurísticos [Rio de Janeiro] 2008.

XIII, 170 p. 29,7 cm. (COPPE/UFRJ, D.Sc., Engenharia Elétrica, 2008)

Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Sistemas Termoeletricos
2. Multiplicadores de Lagrange
3. Lista de Prioridade
4. Heurísticas

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

Aos meus queridos avós, Célio Manzo e Maria José.
À minha adorável mãe, Elizabeth,
e à minha noiva, Cristina.

AGRADECIMENTOS

Aos Professores Sandoval Carneiro Junior e José Luiz Rezende Pereira pela excelência na orientação e dedicação dispensadas para a realização deste trabalho. Além dos ensinamentos, contribuições e segurança transmitida, fatores fundamentais não só para a realização desta tese, mas também para minha formação profissional e pessoal.

Ao Professor Edimar José de Oliveira pelos comentários, orientações, sugestões e pela amizade construída desde a graduação na Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF).

Aos Professores Djalma Mosqueira Falcão e Carmen Lucia Tancredo Borges pelos ensinamentos transmitidos durante o período de créditos na UFRJ/COPPE e pelas relevantes sugestões e considerações dadas na defesa do tema de tese e que foram da melhor maneira possível incorporadas ao trabalho final.

Aos Professores André L. M. Marcato e Paulo Augusto N. Garcia, da UFJF, que muito contribuíram pelas sugestões e discussões técnicas.

Ao meu padrasto e grande amigo Carlos Alberto Ceretta e a minha adorável irmã Fernanda pelo carinho, incentivo e apoio.

Aos amigos Bruno Henrique Dias e Leonardo Willer e a todos que direta ou indiretamente contribuíram e/ou me apoiaram no desenvolvimento deste trabalho sendo através de contribuições técnicas ou simplesmente com palavras de incentivo.

Agradecer é reconhecer que ninguém cresce sozinho.

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

PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS TERMOELÉTRICOS
UTILIZANDO ANÁLISE DE SENSIBILIDADE ASSOCIADA A
PROCEDIMENTOS HEURÍSTICOS

Ivo Chaves da Silva Junior

Abril / 2008

Orientadores: Sandoval Carneiro Junior
José Luiz Rezende Pereira.

Programa: Engenharia Elétrica

O presente trabalho propõe a utilização de um novo índice de sensibilidade para elaboração de uma lista de prioridade eficiente visando à determinação das unidades termoelétricas de geração a serem colocadas ou não em operação mediante a variação da carga durante um determinado período de operação.

O índice de sensibilidade proposto é baseado nas informações fornecidas pelos multiplicadores de Lagrange associados às variáveis de decisão, as quais são representadas através de uma função contínua. Os multiplicadores de Lagrange permitem interpretações econômicas relevantes, já que traduzem a sensibilidade da função objetivo em relação à variação das decisões de operação.

Com a lista de prioridade obtida, as unidades termoelétricas são colocadas em operação e procedimentos heurísticos são utilizados na obtenção de uma programação final de operação.

Os resultados alcançados através das simulações apontam para uma satisfatória eficiência da sensibilidade proposta, uma vez que a metodologia concilia baixo esforço computacional com a obtenção de soluções ótimas ou sub-ótimas, suprimindo a principal crítica na utilização dos índices clássicos de sensibilidade.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

THERMOELECTRIC SYSTEM OPERATION PLAN USING SENSIBILITY
ANALYSIS ASSOCIATED WITH HEURISTIC PROCEDURES

Ivo Chaves da Silva Junior

April/ 2008

Advisors: Sandoval Carneiro Junior
José Luiz Rezende Pereira.

Department: Electrical Engineering

This work proposes the use of a new sensibility parameter to elaborate a priority list targeting at the determination of thermoelectric generation units to be put in operation according to the load variation during a given period of operation.

This sensibility parameter presented is based on information obtained from Lagrange multipliers associated with the decision variables, which are represented by a continuous function. Those Lagrange multipliers lead to relevant economic analysis, as they represent the sensibility of the objective function related to the variation of the operation decision.

Based on the obtained priority list, those thermoelectric units are allocated to operate and heuristic procedures are used in order to obtain a final operation plan.

The results obtained through those simulations indicate a satisfactory efficiency of the proposed sensibility. The methodology conciliates a lower computational effort with the obtaining of optimal and sub-optimal solutions, fulfilling the main criticism of classical methodology to obtain those sensibility indices.

SUMÁRIO

Capítulo I	14
Introdução	14
I.1 Considerações Iniciais	14
I.2 Motivação da Pesquisa.....	16
I.3 Objetivo da Pesquisa.....	16
I.4 Publicações e/ou Submissões Decorrentes da Pesquisa	17
I.5 Organização da Tese	18
Capítulo II	20
Revisão Bibliográfica	20
II.1 Introdução	20
II.2 Metodologias	20
II.2.1 Enumeração Exaustiva.....	20
II.2.2 Lista de Prioridade	20
II.2.3 Programação Dinâmica.....	21
II.2.4 Relaxação Lagrangeana	22
II.2.5 Algoritmos Genéticos	23
II.2.6 Branch-and-Bound.....	24
II.2.7 Algoritmo de Busca Tabu	25
II.2.8 Simulated Annealing.....	26
II.2.9 Ant Colony.....	27
II.2.10 Programação Evolutiva	28
II.2.11 Redes Neurais Artificiais	28
II.2.12 Modelos Híbridos.....	28
II.3 Conclusões	29
Capítulo III.....	30
Programação da Operação de Sistemas Termoeletricos	30
III.1 Introdução	30
III. 2 A Termoeletricidade no Brasil.....	31
III. 3 Unidades Termoeletricas	33
III. 3.1 Combustão Externa: Termoeletricas a Vapor.....	33
III. 3.2 Combustões Interna: Termoeletricas a Gás	34
III. 3.3 Termoeletricas Nucleares	36
III.4 Programação da Operação de Sistemas Termoeletricos	37
III. 4.1 Definição do Problema	37
III.4.2 Modelagem do Problema.....	38
III.4.3 Formulação do Problema.....	39
III.4.3.1 Função Objetivo.....	40
III.4.3.2 Restrição de Balanço de Potência Ativa do Sistema	42
III.4.3.3 Restrições do Sistema de Transmissão	42
III.4.3.4 Restrição de Reserva Girante do Sistema	43
III.4.3.5 Restrição dos Tempos de Partida e Parada das Unidades Geradoras	44
III.4.3.6 Restrições de Operação das Unidades Geradoras.....	44
III.4.3.7 Restrição de Tomada e Retomada de Carga ou Restrição de Rampa	45
III. 5 Dificuldades do Problema.....	45
III.6 Conclusões	47
Capítulo IV	48
Listas de Prioridade	48
IV.1 Introdução	48
IV.2 Algoritmo Baseado em Lista de Prioridade.....	48

IV.3	Ordem de Mérito.....	51
IV. 3.1	Índice A	51
IV. 3.2	Índice B.....	52
IV. 3.3	Índice C.....	52
IV. 3.4	Índice D	53
IV.4	Algoritmo de Solução	57
IV.5	Conclusões	58
Capítulo V	60
Metodologia Proposta	60
V.1	Introdução	60
V.2	Índice de Sensibilidade Proposto	60
V.2.1	Modelagem da Variável Discreta de Decisão	61
V.2.2	Obtenção do Índice de Sensibilidade.....	63
V.2.3	Interpretação do Multiplicador de Lagrange.....	66
V.3	Estimativa do Nível de Geração.....	68
V.4	Procedimentos Heurísticos.....	73
V.4.1	Colocação das Unidades Termoelétricas em Operação	74
V.4.2	Tratamento dos Tempos Mínimos de Partida e Parada das UTEs.....	75
V.5	Despacho Econômico.....	79
V.6	Sistema Tutorial	79
V.6.1	Simulação sem a consideração do sistema de transmissão–Barra Única	81
V.6.1.1	Estimativa do Nível de Geração	81
V.6.1.2	Obtenção da Matriz de Sensibilidade	83
V.6.1.3	Procedimentos Heurísticos.....	86
V.6.1.4	Despacho Econômico.....	87
V.6.2	Simulação com a consideração do sistema de transmissão	88
V.6.2.1	Estimativa do Nível de Geração	88
V.6.2.2	Obtenção da Matriz de Sensibilidade	90
V.6.2.3	Procedimentos Heurísticos.....	93
V.6.2.4	Despacho Econômico.....	94
V.7	Influência do Sistema de Transmissão nas Tomadas de Decisão	96
V.7.1	Influência das Perdas Ativas do Sistema de Transmissão	97
V.7.2	Influência dos Limites de Transmissão.....	97
V.8	Conclusões	98
Capítulo VI	100
Estudo de Casos	100
VI.1	Considerações Iniciais	100
VI.2	Aspectos Computacionais.....	101
VI.3	Análise sem a consideração do sistema de transmissão	102
VI.3.1	Caso A.....	102
VI.3.2	Caso B	126
VI.4	Análise com a consideração do sistema de transmissão	129
VI.4.1	Caso C	129
VI.4.1.1	Caso C1.....	130
VI.4.1.2	Caso C2.....	133
VI.4.1.3	Caso C3.....	139
VI.5	Conclusão.....	143
Capítulo VII	145
Conclusões e Desenvolvimentos Futuros	145
VII.1	Conclusões	145

VII.2	Desenvolvimentos Futuros	147
	Referências Bibliográficas	149
	Apêndice A	157
	Método Primal-Dual de Pontos Interiores	157
	A.1 Considerações Iniciais	157
	A.2 Formulação do Problema de FPO	157
	A.3 Resolução do Problema	159
	A.4 Atualização das variáveis.....	161
	A.5 Atualização do Parâmetro Barreira e Cálculo do GAP.....	162
	A.6 Algoritmo de Solução do MPI.....	163
	Apêndice B	164
	Dados dos Sistemas	164
	B.1 Descrição	164
	B.2 Sistema A.....	164
	B.3 Sistema B.....	166
	B.4 Sistema C.....	168

LISTA DE FIGURAS

Figura III.1	Programação da Operação: Incertezas x Detalhes.	30
Figura III.2	Geração Termoelétrica - SIN (2007).	32
Figura III.3	Mapa das Principais Termoelétricas a Gás Natural.	35
Figura III.4	Considerações na Modelagem do Problema.	37
Figura III.5	Representação das Variantes do Problema.	38
Figura III.6	Região de Solução Não Convexa.	46
Figura IV.1	Solução Baseada em Lista de Prioridade.	49
Figura IV.2	Despacho Econômico para Duas Unidades Geradoras.	54
Figura IV.3	Custo Marginal de Produção igual ao Custo Marginal do Sistema.	55
Figura IV.4	Custo Marginal de Produção Menor do que o Custo Marginal do Sistema.	55
Figura IV.5	Custo Marginal de Produção Maior do que o Custo Marginal do Sistema.	56
Figura IV.6	Tratamento Tradicional dado ao Decréscimo da Demanda.	58
Figura V.1	Função Sigmoidal - Perspectiva 3D.	62
Figura V.2	Variação do Parâmetro (α).	62
Figura V.3	Modelagem Proposta.	64
Figura V.4	Sistema Teste I.	66
Figura V.5	Sistema Teste II.	69
Figura V.6	Área Delimitada pelo Custo Operacional.	71
Figura V.7	Colocação das UTEs em Operação.	76
Figura V.8	Tratamento Heurístico dado aos Tempos Mínimos de Parada e Partida	77
Figura V.9	Tratamento dado às Modificações do Plano Parcial de Operação.	78
Figura V.10	Sistema Tutorial – Modelagem Proposta.	79
Figura V.11	Modelagem Referente à Etapa de Obtenção da Sensibilidade.	85
Figura V.12	Confronto entre os Custos Operacionais: UTE1 x UTE2.	96
Figura V.13	Custos Operacionais: sem rede x com rede.	98
Figura VI.1	Modelagem Proposta para o Sistema Kazarlis.	103
Figura VI.2	Curva de Demanda – Sistema Kazarlis.	103
Figura VI.3	Comparação entre Metodologias - A10.	110
Figura VI.4	Diferença Econômica Percentual-A10.	110
Figura VI.5	Comparação entre Metodologias-A20.	117
Figura VI.6	Diferença Econômica Percentual-A20.	118
Figura VI.7	Comparação entre Metodologias-A40.	119
Figura VI.8	Diferença Econômica percentual-A40.	120
Figura VI.9	Comparação entre Metodologias-A60.	121
Figura VI.10	Diferença Econômica percentual-A60.	122
Figura VI.11	Comparação entre Metodologias-A80.	123
Figura VI.12	Diferença Econômica percentual-A80.	123
Figura VI.13	Comparação entre Metodologias-A100.	125
Figura VI.14	Diferença Econômica percentual-A100.	125

Figura VI.15	Comparação entre Metodologias-Caso B.	128
Figura VI.16	Diferença Econômica percentual-Caso B.	128
Figura VI.17	Sistema em Análise – Caso C.	130
Figura VI.18	Circuitos Sobrecarregados-Caso C2.	135
Figura VI.19	Comparação entre os Índices de Sensibilidade-Caso C2.	138
Figura VI.20	Diferença Econômica percentual-Caso C2.	139
Figura VI.21	Comparação entre os Índices de Sensibilidade-Caso C3.	142
Figura VI.22	Diferença Econômica percentual-Caso C3.	142
Figura VI.23	Custos Operacionais - Análises Realizadas - Caso C.	143

LISTA DE TABELAS

Tabela III.1	Comparação entre Matrizes Energéticas.	32
Tabela III.2	Algumas das Principais Termoelétricas Convencionais.	34
Tabela III.3	Potência Instalada das Principais Termoelétricas a Gás Natural.	36
Tabela III.4	Natureza Combinatória do Problema.	46
Tabela IV.1	Publicações que Utilizam Listas de Prioridade.	50
Tabela IV.2	Deficiências Encontradas na Elaboração das Listas de Prioridade.	57
Tabela V.1	Características das UTEs – Sistema Teste I.	67
Tabela V.2	Argumento da Função Sigmoidal e Multiplicador de Lagrange.	67
Tabela V.3	Características das UTEs – Sistema Teste II.	69
Tabela V.4	Dados de Demanda - Sistema Teste II.	70
Tabela V.5	Estimativa da Potência de Saída: Análise Marginal – Sistema Teste II.	70
Tabela V.6	Custo Marginal x Custo Operacional – Sistema Teste II.	71
Tabela V.7	Estimativa da Potência de Saída: Nova Análise-Sistema Teste II.	72
Tabela V.8	Dados de Transmissão – Sistema Tutorial.	80
Tabela V.9	Características das Termoelétricas -Sistema Tutorial.	80
Tabela V.10	Dados de Demanda – Sistema Tutorial.	81
Tabela V.11	Estimativa Horária do Nível de Geração (MW)- Sem Rede.	83
Tabela V.12	Multiplicadores de Lagrange -Matriz Sensibilidade -Sem Rede.	85
Tabela V.13	Lista Horária de Prioridade – Ordem das Termoelétricas – Sem rede.	86
Tabela V.14	Programação Parcial de Operação - Decisões Parciais – Sem Rede.	86
Tabela V.15	Despacho Econômico (MW) – Sem Rede.	88
Tabela V.16	Estimativa Horária do Nível de Geração (MW) – Com Rede.	90
Tabela V.17	Multiplicadores de Lagrange -Matriz Sensibilidade -Com Rede.	91
Tabela V.18	Lista Horária de Prioridade – Ordem das Termoelétricas – Com Rede.	92
Tabela V.19	Programação Parcial de Operação- Decisões Parciais – Com Rede.	92
Tabela V.20	Modificação na Programação Parcial de Operação.	93
Tabela V.21	Programação Final de Operação - Decisões Finais – Com Rede.	94
Tabela V.22	Despacho Econômico (MW) – Com Rede.	95
Tabela V.23	Perdas Ativas (MW) do Sistema de Transmissão.	95
Tabela VI.1	Frequência das CPUs.	101
Tabela VI.2	Número de combinações - Sistema Kazarlis.	102
Tabela VI.3	Estimativa Horária do Nível de Geração (MW) – A10.	104
Tabela VI.4	Multiplicadores de Lagrange - Matriz Sensibilidade-A10.	105
Tabela VI.5	Lista Horária de Prioridade – Ordem das Termoelétricas - A10.	106
Tabela VI.6	Programação Parcial de Operação - Decisões Parciais -A10.	107
Tabela VI.7	Programação Final de Operação- Decisões Finais - A10.	108
Tabela VI.8	Despacho Econômico (MW) -A10.	109
Tabela VI.9	Tempo de Processamento - A10.	111
Tabela VI.10	Multiplicadores de Lagrange - Matriz Sensibilidade -A20.	112

Tabela VI.11	Lista Horária de Prioridade - Ordem das Termoelétricas - A20.	113
Tabela VI.12	Programação Parcial de Operação – Decisões Parciais de Operação - A20	114
Tabela VI.13	Programação Final de Operação - Decisões Finais - A20.	116
Tabela VI.14	Despacho Econômico (MW) - A20.	117
Tabela VI.15	Tempo de Processamento - A20.	118
Tabela VI.16	Tempo de Processamento - A40.	120
Tabela VI.17	Tempo de Processamento - A60.	122
Tabela VI.18	Tempo de Processamento - A80.	124
Tabela VI.19	Tempo de Processamento - A100.	126
Tabela VI.20	Lista Horária de Prioridade – Ordem das Termoelétricas– Caso B.	126
Tabela VI.21	Programação Final de Operação – Decisões Finais - Caso B.	127
Tabela VI.22	Despacho Econômico (MW) – Caso B.	127
Tabela VI.23	Lista Horária de Prioridade - Ordem das Termoelétricas - Caso C1.	131
Tabela VI.24	Programação Parcial de Operação - Decisões Parciais -Caso C1.	131
Tabela VI.25	Programação Final de Operação - Decisões Finais - Caso C1.	132
Tabela VI.26	Despacho Econômico (MW) – Caso C1.	133
Tabela VI.27	Lista Horária de Prioridade – Ordem das Termoelétricas - Caso C2.	134
Tabela VI.28	Programação Parcial de Operação – Decisões Parciais - Caso C2.	136
Tabela VI.29	Programação Final de Operação - Decisões Finais - Caso C2.	137
Tabela VI.30	Despacho Econômico (MW) – Caso C2.	138
Tabela VI.31	Lista Horária de Prioridade - Ordem das Termoelétricas - Caso C3.	140
Tabela VI.32	Programação Final de Operação - Decisões Finais -Caso C3.	141
Tabela VI.33	Despacho Econômico (MW) – Caso C3.	141
Tabela VI.34	Resumo dos Resultados Obtidos.	144

Capítulo I

Introdução

I.1 Considerações Iniciais

Nos anos de 2001 e 2002, o Brasil passou por um racionamento de energia sem precedentes em sua história. A indústria, o comércio, o serviço público e a população foram surpreendidos pela ameaça de um “apagão”, sendo chamados a contribuir com uma cota elevada de sacrifício social para que o quadro não se tornasse ainda mais drástico. A falta de investimento, o crescimento da demanda e um período de seca prolongado colocou o país em uma crise, levando o Governo Federal a criar uma “Câmara de Gestão da Crise” com a finalidade de minimizar os impactos da escassez de energia. Dentre as ações adotadas destacou-se o incentivo para a geração térmica de eletricidade, como a forma mais imediata de aumentar a oferta de energia. Para o modelo brasileiro de suprimento de energia, que apresenta perfil predominantemente hidráulico, a introdução da geração térmica trouxe para o segmento a difícil tarefa de harmonizar a presença de duas fontes, com características, custos, investimentos e maturação bem diferentes. Desde então, passou-se a dar mais importância à questão relacionada à instalação e operação de usinas termoelétricas como uma opção de solução para o problema em curto prazo. Estudos e pesquisas se intensificaram nesta área, dentre eles a otimização do planejamento da operação.

O planejamento da operação tem como meta a determinação, a partir de dados conhecidos de expansão do sistema de geração e da curva de demanda dentro do horizonte em estudo, os montantes de geração térmica e hidráulica que devem ser despachados de modo a garantir o fornecimento de energia. Atualmente, o ONS (Operador Nacional do Sistema) decompõe o planejamento da operação em três níveis: *(i)* médio prazo, cujo horizonte é de até cinco anos; *(ii)* curto prazo, cujo horizonte é de até um ano; *(iii)* curtíssimo prazo ou programação diária, cujo horizonte é de até uma semana. O planejamento de longo prazo ficou reservado ao problema referente à expansão, cujo horizonte temporal é superior a dez anos.

O planejamento da operação deve ser realizado de maneira coordenada, considerando a interligação entre as unidades geradoras (térmicas e hidráulicas), a disposição das usinas hidráulicas em cascata e, a dependência existente entre a operação atual e futura dos reservatórios. Além disso, pode existir um grande número de restrições operativas para os reservatórios, para as usinas hidráulicas e térmicas, algumas das quais requerem uma formulação não linear inteira, sendo estas designadas na literatura como “*Unit Commitment*”.

As restrições de “*Unit Commitment*” são encontradas na operação tanto das unidades termoeletricas “*Thermal Unit Commitment*” (NARAYANA, 2004) quanto nas unidades hidráulicas “*Hydro Unit Commitment*” (RODRIGUES *et al*, 2006) de geração, e são referentes à determinação de quais unidades geradoras devem estar operando ou não, mediante a variação da demanda.

O comportamento da demanda de energia elétrica e a atividade humana seguem ritmos semelhantes, sendo estes ditados pela sociedade através de suas componentes residenciais, comerciais e industriais. Diante destes ritmos, que crescem de forma acentuada, o suprimento de energia de forma econômica torna-se um fator importante no planejamento da operação dos sistemas elétricos de potência. Entretanto, o atendimento econômico à demanda visa determinar unicamente a potência pontual de saída de cada unidade geradora do sistema de forma a minimizar o custo total de operação, não considerando a dinâmica da demanda ao longo do tempo (SRINIVASAN e CHAZELAS, 2004). Esta consideração é importante, pois possibilita o acionamento ou desligamento de determinadas unidades termoeletricas de geração ao longo de um período de operação previamente estabelecido, o que envolve a inserção de novos custos e novas restrições ao problema, limitando as decisões de operação (SASAKI *et al*, 1992). Estratégias de operação devem ser desenvolvidas de modo a garantir que as decisões adotadas sejam as mais econômicas ou estejam bem perto destas.

Processos de decisão dão origem a complexos problemas de otimização, como é o caso do planejamento diário da operação de sistemas térmicos de geração, em que a decisão de colocar ou não determinada unidade termoeletrica em operação representa um problema hierarquicamente superior ao despacho econômico, sendo resolvido através de técnicas de otimização (NARAYANA, 2004) e foco principal deste trabalho.

I.2 Motivação da Pesquisa

Fazendo uma análise da literatura especializada pôde-se observar que há necessidade tanto de aperfeiçoamentos dos algoritmos existentes como da elaboração de novas técnicas para a resolução do problema em questão. O que se observa é que por um lado, um algoritmo pode ser simples, rápido, mas que apresenta mínimos locais de baixa qualidade (alto custo operacional), como por exemplo, os baseados em listas de prioridade. Por outro lado, têm-se algoritmos complexos, lentos, mas que apresentam soluções sub-ótimas ou ótimas (baixo custo operacional), como por exemplo, as técnicas baseadas em inteligência artificial ou metaheurísticas. Fica evidente que o desenvolvimento de algoritmos capazes de conciliar rapidez, robustez e eficiência na resolução do problema é um campo atrativo de estudo e pesquisa.

Outra motivação do trabalho reside nos bons resultados alcançados para problemas de natureza discreta através da sensibilidade fornecida por funções contínuas, as quais são utilizadas de modo a relaxar as variáveis de decisão inerentes a problemas discretos. Entre os trabalhos recentes que fazem uso desta técnica pode-se citar: (i) (SILVA JR, *et al*, 2005), referente ao problema do planejamento estático da expansão do sistema de transmissão, onde foi utilizada uma função sigmoïdal na representação da variável decisão da expansão; (ii) (GOMES *et al*, 2005), referente ao problema de reconfiguração de sistemas de distribuição, onde se utilizou a sensibilidade de uma função linear na representação das chaves de manobra do sistema de distribuição de energia com o objetivo de minimizar as perdas nos alimentadores. (iii) (SILVA JR, *et al*, 2007), referente ao problema de minimização de perdas em sistemas de distribuição através da alocação de bancos de capacitores, onde foi utilizada a função sigmoïdal na representação da decisão de alocação.

I.3 Objetivo da Pesquisa

Considerando as características intrínsecas do método de lista de prioridade, tais como o baixo esforço computacional, robustez e o fato de que os resultados alcançados encontram aplicabilidade no desenvolvimento de algoritmos mais complexos, o presente trabalho tem como objetivo a elaboração de um índice de sensibilidade para a identificação das unidades termoeletricas mais econômicas a serem colocadas em

operação. Ou seja, o objetivo é a elaboração de uma lista de prioridade eficiente e que tenha principalmente a capacidade de agregar soluções de qualidade com o baixo esforço computacional inerente a estes algoritmos. Para tanto, pode-se mencionar alguns aspectos:

- ✓ O relaxamento da variável discreta de decisão através de uma função contínua com características próximas à representação real discreta (função degrau unitário);
- ✓ A utilização dos multiplicadores de Lagrange associados às variáveis de decisão na elaboração da lista de prioridade, uma vez que estes apresentam características econômicas relevantes ao problema;
- ✓ A incorporação da componente fixa dos custos operacionais das unidades termoelétricas e da variação da carga pelo índice de sensibilidade proposto, visto que estes fatores são geralmente negligenciados ou parcialmente considerados por outros índices encontrados na literatura;
- ✓ A inclusão da rede elétrica e suas perdas no problema em questão, uma vez que sua abordagem na literatura ainda é incipiente.

I.4 Publicações e/ou Submissões Decorrentes da Pesquisa

Publicações:

- ◆ “Determinação da Operação de Unidades Térmicas para o Estudo de *Unit Commitment* através de uma Análise de Sensibilidade”. *Revista da Sociedade Brasileira de Automática (SBA)*, Vol.17, nº 3, Setembro de 2006, PP.300-311, ISSN:0103-1759.
- ◆ “A Lagrangian Multiplier Based Sensitive Index to Determine the Unit Commitment of Thermal Units”. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. Aceito para publicação em Março de 2008 sob número IJEPES-D-07-00112.

Submissões:

- ◆ “Planejamento Diário da Operação de Sistemas Termoelétricos de Geração Através de uma Análise de Sensibilidade”. *Submetido ao XI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica (XI SEPOPE)* a ser realizado em Maio de 2008 na cidade de Belém, PA-Brasil.
- ◆ “Influência das Perdas Ativas do Sistema de Transmissão na Programação da Operação de Sistemas Termoelétricos”. *Submetido ao XVII Congresso Brasileiro de Automática (CBA)* a ser realizado em Setembro de 2008 na cidade de Juiz de Fora, MG-Brasil.

I.5 Organização da Tese

Além do presente capítulo, o Capítulo II apresenta uma revisão da literatura, onde são apresentadas as principais técnicas de otimização utilizadas na resolução do problema de planejamento da operação de unidades termoelétricas de geração. O conteúdo deste capítulo consiste em uma base de fundamental importância na avaliação do estado da arte.

O Capítulo III aborda alguns aspectos importantes referentes ao planejamento da operação de unidades termoelétricas, tais como panorama térmico brasileiro, definição do problema, formulação e dificuldades no processo de resolução.

No Capítulo IV a técnica de solução baseada em listas de prioridade é apresentada, onde são abordados as vantagens, desvantagens e os principais índices utilizados na elaboração destas listas.

O Capítulo V apresenta a modelagem proposta para a elaboração da lista de prioridade para a colocação das unidades termoelétricas em serviço, os procedimentos heurísticos utilizados e um sistema tutorial com o objetivo de esclarecer a análise de sensibilidade proposta.

No Capítulo VI são apresentados os resultados obtidos pela metodologia proposta, bem como a comparação dos resultados com os da literatura especializada.

No Capítulo VII são apresentadas as principais conclusões referentes à técnica proposta e os desenvolvimentos futuros.

O Apêndice A traz os principais aspectos da metodologia primal-dual de pontos interiores.

O Apêndice B apresenta os dados dos sistemas termoelétricos de geração utilizados nas simulações.

Capítulo II

Revisão Bibliográfica

II.1 Introdução

A variedade de algoritmos e técnicas de otimização que têm sido aplicadas ao planejamento diário da operação de unidades termoelétricas de geração é extensa e diversificada. O presente capítulo traz uma análise das principais publicações técnicas citadas nesta área.

II.2 Metodologias

II.2.1 Enumeração Exaustiva

Numa primeira abordagem partiu-se para a enumeração completa de todas as possíveis combinações de operação entre as unidades geradoras, onde o objetivo é determinar qual a melhor combinação entre todas as unidades geradoras, de modo a satisfazer as restrições do problema ao menor custo de operação.

A enumeração exaustiva de todas as possíveis alternativas de operação pode tornar-se inviável, principalmente para sistemas de grande porte, devido ao grande número de combinações e conseqüentemente ao elevado esforço de memória e tempo de processamento. É evidente que nem todas as combinações são factíveis, o que acontece, por exemplo, quando a potência gerada total não é suficiente para o atendimento à demanda, mais isso não é o bastante para tornar a enumeração viável, exceto em sistemas de pequenas dimensões (KERR *et al*, 1966).

II.2.2 Lista de Prioridade

Considerando a inviabilidade da obtenção de todas as enumerações possíveis foi proposta uma técnica baseada em uma lista de prioridade (BURNS e GIBSON, 1975). A técnica consiste em colocar em serviço as diversas unidades geradoras de acordo com uma determinada ordem de mérito, a qual geralmente baseia-se em características

econômicas e/ou grandezas relacionadas com a eficiência energética de cada unidade geradora. Uma ordem é pré-determinada e então as unidades são colocadas em serviço de modo que as restrições do problema sejam satisfeitas. Estes algoritmos têm a vantagem da simplicidade e do baixo esforço computacional, contudo, conduzem na maioria das vezes a mínimos locais de baixa qualidade (LEE, 1991) e (LEE e FENG, 1992). Entretanto, identifica-se a possibilidade de adicionar novas informações de modo a determinar uma ordem de mérito de maior eficácia. Detalhes sobre esta técnica serão abordados no capítulo IV.

II.2.3 Programação Dinâmica

A programação dinâmica foi o primeiro método baseado em otimização aplicado ao problema. Do ponto de vista dinâmico, o problema é realizado com recurso da programação dinâmica desenvolvida por Richard Bellman (DINIZ, 2007) a partir do estudo matemático de processos de decisão multi-temporais.

A programação dinâmica pode ser baseada em dois tipos de recursividade, a regressiva e a progressiva. Na recursividade regressiva, o princípio da otimalidade é entendido da seguinte forma: “independente da maneira como se inicia um determinado estado, deve-se terminá-lo da melhor maneira possível”. Neste caso, resolve-se a questão com base em uma seqüência ordenada de problemas de otimização que se inicia pelo período final, progredindo, período após período, até o ponto inicial. Sendo assim, são definidas trajetórias, cada uma correspondente à seleção de um estado em cada período, ficando associado a cada trajetória um custo global que é a soma dos custos de operação das unidades geradoras entre cada par de estados consecutivos.

Em (LOWERY, 1966) discutiu-se a aplicabilidade prática da programação dinâmica na obtenção de soluções para o problema.

(PANG *et al*, 1981) comparou a eficiência de quatro métodos utilizados para a resolução do problema, onde se verificou o elevado tempo computacional inerente à programação dinâmica.

(LI *et al*, 1997) propôs uma metodologia baseada na retirada de unidades geradoras de serviço. Assim, inicialmente todas as unidades geradoras são consideradas em operação e através de uma programação inicial, as unidades são retiradas de serviço uma de cada vez através da utilização da programação dinâmica.

A programação dinâmica apresenta algumas vantagens porque consegue tratar problemas não convexos e não lineares. A desvantagem advém da necessidade de trabalhar em um espaço discreto e, deste modo, exigir uma grande capacidade de memória e um elevado tempo computacional. Estas dificuldades evoluem de forma exponencial com a dimensão do problema, isto é, com o número de unidades geradoras e períodos considerados.

II.2.4 Relaxação Lagrangeana

Esta técnica de solução é uma das mais utilizadas na literatura especializada. A relaxação Lagrangeana separa as restrições do problema em: (a) restrições locais, envolvendo cada unidade geradora e seus limites de operação, tempos mínimos de parada e partida, retomada de carga; (b) restrições do sistema, envolvendo todas as unidades geradoras, assim como as restrições de balanço de potência e reserva girante, onde ambas as restrições são relaxadas. Assim, o problema torna-se separável em relação às unidades geradoras ou grupos geradores, sendo estes subproblemas resolvidos por programação dinâmica sem qualquer problema de dimensionalidade. O processo de resolução também faz uso de otimização dual para gradativamente ir inserindo restrições aos subproblemas referentes às unidades geradoras, com base no grau de satisfação das restrições relaxadas, até ser encontrada uma solução final que satisfaça todas as restrições. Entretanto, devido a não convexidade do problema, não há garantia de que a otimalidade da solução dual encontrada conduza a uma solução primal viável, dificuldade que tende a aumentar com o número de unidades geradoras e com a existência de unidades termoeletricas idênticas.

(AOKI *et al*, 1989) aplicou o método de relaxação Lagrangeana para sistemas de geração de grande porte, onde foi proposta uma classificação das unidades geradoras de acordo com suas características técnicas.

(ZHUANG e GALIANA, 1988) utilizaram a técnica de relaxação Lagrangeana, onde três etapas foram consideradas: (i) maximização da solução dual através da técnica do subgradiente; (ii) obtenção de uma solução primal factível; (iii) obtenção do despacho econômico.

(MA, 1999) incorporou o fluxo de potência ótimo na formulação do problema. Através da técnica de decomposição de Benders, a formulação original foi decomposta em um problema principal e em subproblemas. O problema principal compreende todas

as restrições inerentes ao problema, com exceção das restrições de transmissão e de tensão, as quais foram tratadas através da relaxação Lagrangeana.

(ONGSAKUL *et al*, 2004) propôs a utilização da técnica de relaxação Lagrangeana com ajuste adaptável dos multiplicadores de Lagrange. Além disso, uma nova forma de inicialização dos multiplicadores e as características técnicas e econômicas das unidades geradoras foram abordadas.

II.2.5 Algoritmos Genéticos

Os Algoritmos Genéticos (AGs) são uma família de modelos computacionais inspirados na evolução das espécies, que incorporam uma solução potencial para um problema específico numa estrutura semelhante à de um cromossomo e aplicam operadores de seleção e "*crossover*" a essas estruturas de forma a preservar informações críticas relativas à solução do problema. Normalmente os AGs são vistos como otimizadores de funções, embora a quantidade de problemas para o qual os AGs se aplicam seja bastante abrangente.

Uma das vantagens de um algoritmo genético é a simplificação que eles permitem na formulação e solução de problemas de otimização. AGs simples normalmente trabalham com descrições de entrada formadas por cadeias de bits de tamanho fixo. Outros tipos de AGs podem trabalhar com cadeias de bits de tamanho variável. Os AGs possuem um paralelismo implícito decorrente da avaliação independente de cada uma dessas cadeias de bits, ou seja, pode-se avaliar a viabilidade de um conjunto de parâmetros para a solução do problema de otimização em questão.

A implementação de um algoritmo genético começa com uma população aleatória de cromossomos. Essas estruturas são, então, avaliadas e associadas a uma probabilidade de reprodução de tal forma que as maiores probabilidades são associadas aos cromossomos que representam uma melhor solução para o problema de otimização. A aptidão da solução é tipicamente definida com relação à população corrente.

Os algoritmos genéticos pertencem ao grupo de algoritmos, chamados de inteligência artificial. Estes algoritmos utilizam aspectos observados na natureza para solucionar problemas, sendo o algoritmo genético baseado no processo referente à evolução das espécies. Os algoritmos genéticos são de fácil implementação, grande flexibilidade e geralmente apresentam convergência em mínimos locais ótimos ou sub-ótimos, existindo muitos artigos retratando o uso desta técnica na literatura.

A viabilidade da aplicação do algoritmo genético ao problema da operação de unidades termoeletricas de geração foi apresentada em (DASGUPTA e MCGREGOR, 1994).

Em (SHELBE *et al*,1996) aplicou-se o algoritmo genético para um período de operação de sete dias e comparou os resultados obtidos com a técnica de relaxação Lagrangeana.

(MAIFIELD *et al*,1996) desenvolveu um algoritmo genético, onde foram propostos operadores específicos de mutação com o objetivo de aumentar a eficiência de busca pela região de solução.

Visando a redução do esforço computacional inerente ao algoritmo genético, (YANG *et al*, 1997) propôs um algoritmo genético paralelo para a resolução do planejamento da operação de unidades termoeletricas de geração.

(SWARUP *et al*, 2002) empregou uma nova estratégia para a representação dos cromossomos e uma eficiente codificação do espaço de busca para a utilização em sistemas termoeletricos de grande porte.

Um novo operador genético baseado nas características técnicas das unidades geradoras foi proposto em (SENJYU *et al*, 2003). Os resultados obtidos foram considerados promissores quando comparados com algoritmos genéticos convencionais.

(DAMOUSIS *et al*, 2004) apresentou um algoritmo genético baseado em uma codificação inteira. A codificação proposta reduziu de forma significativa o tamanho do cromossomo quando comparado com a tradicional codificação binária e como resultado teve-se um aumento da robustez e a redução do tempo computacional.

As principais desvantagens da utilização do algoritmo genético residem no elevado tempo computacional, principalmente para sistemas de grande porte, bem como os ajustes dos parâmetros genéticos, que interferem diretamente na qualidade das soluções obtidas.

II.2.6 Branch-and-Bound

A estratégia de “*Branch and Bound-B&B*” é uma das principais técnicas para a resolução de problemas de programação inteira mista. Esta técnica consiste em resolver inicialmente um problema relaxado, onde se permitem quaisquer valores para as variáveis inteiras, e valores no intervalo $[0,1]$ para as variáveis binárias. Com isto,

obtem-se um limite inferior (LINF) para o problema. Verificam-se quais variáveis violaram a condição de integralidade na solução encontrada e, em seguida, inicia-se a criação de uma árvore de subproblemas, onde em cada um fixam-se valores inteiros adequados para um subconjunto destas variáveis. Cada novo subproblema criado é denominado nó da árvore.

A eficiência de algoritmos de B&B depende essencialmente da forma como o particionamento dos nós é realizado, da velocidade na resolução dos subproblemas relaxados em cada nó, e das heurísticas realizadas para obter pontos viáveis (e, conseqüentemente, obter limites superiores da solução ótima para se podar os nós da árvore).

(LAUER *et al*, 1982) apresentou uma proposta de solução baseada no método de “B&B” que incorporava as restrições dependentes do tempo, e não necessitava da utilização de uma ordem de mérito para colocação das unidades geradoras em serviço.

(HUANG *et al*, 1998) propôs uma restrição lógica de programação que junto com a técnica de “*Branch and Bound*” resultou em uma proposta eficiente de resolução.

Como vantagens do algoritmo de B&B pode-se mencionar: (i) obtenção do ponto ótimo global; (ii) medida da otimalidade do melhor ponto encontrado; (iii) facilidade em se adicionar restrições e variáveis. Como desvantagens têm-se: (i) as expressões para as restrições e funções de custo devem ser lineares; (ii) o método demanda elevado tempo computacional e memória para aplicações de grande porte. Entretanto, avanços tecnológicos relevantes, nas últimas décadas, reduziram de forma significativa o tempo de resolução, mas não o bastante para tornar a metodologia computacionalmente atraente.

II.2.7 Algoritmo de Busca Tabu

Os métodos de Busca Tabu (BT) são metaheurísticas de melhoramento local que utilizam uma lista de movimentos proibidos para avançar em direção ao ótimo. A BT explora a vizinhança de uma dada solução e seleciona a melhor solução encontrada nesta vizinhança mesmo que esta piore a solução corrente. Esta estratégia permite que a busca escape de um ótimo local e explore outra parcela do espaço de soluções. Se ocorrer retornos a um ótimo local previamente visitado (condição desejada, mas não necessária), a BT, através de seus mecanismos de controle, permite que a exploração do espaço de soluções prossiga evitando o efeito de “ciclagem”.

Se um movimento está presente na lista tabu, ele poderá ser aceito somente se minimizar o valor da função objetivo. O processo no qual a BT transcende a otimalidade local se baseia em uma função de avaliação, que escolhe a cada iteração, o movimento com o maior valor de avaliação na vizinhança. Para tornar a busca mais flexível, classifica-se um movimento de tabu para não tabu por algum critério de aspiração. Este critério libera um movimento do seu estado tabu antes que seu tempo tabu termine. Um movimento será aceito quando suas restrições tabus não forem violadas ou quando algum critério de aspiração retirar seu estado tabu.

O algoritmo de busca tabu é uma poderosa ferramenta de otimização aplicada em vários problemas de otimização combinatória. Este algoritmo tem a vantagem de utilizar um processo de memória flexível que impede que o algoritmo fique “preso” em determinados mínimos locais.

(MORI *et al*, 2000) apresentaram uma modelagem híbrida utilizando o algoritmo de busca tabu juntamente com uma lista de prioridade, visando a obtenção de soluções de melhor qualidade e a redução do esforço computacional.

(RAJAN *et al*, 2002) propuseram a utilização de um algoritmo de busca tabu baseado em redes neurais, em que foi possível verificar uma melhoria na qualidade das soluções obtidas quando comparada com os algoritmos tabus convencionais.

II.2.8 Simulated Annealing

O “*Simulated Annealing*” consiste em uma técnica de busca local probabilística, e se fundamenta numa analogia com a termodinâmica. Esta metaheurística é uma metáfora de um processo térmico, dito “*annealing*” ou recozimento, utilizado em metalurgia para obtenção de estados de baixa energia num sólido. O processo consiste de duas etapas: na primeira, a temperatura do sólido é aumentada para um valor máximo no qual ele se funde; na segunda, o resfriamento deve ser realizado lentamente até que o material se solidifique, sendo acompanhado e controlado esse arrefecimento. Nesta segunda fase, executada lentamente, os átomos que compõem o material organizam-se numa estrutura uniforme com o mínimo de energia. Isto faz com que os átomos desse material ganhem energia para se movimentarem livremente e, assim, se organizarem numa configuração com menor energia interna, para ter, como resultado prático, uma redução dos defeitos do material.

De forma análoga, o algoritmo simulado substitui a solução atual por uma solução próxima (i.e., na sua vizinhança no espaço de soluções), escolhida de acordo com a função objetivo e com uma variável T (dita Temperatura, por analogia). Quanto maior for T, maior a componente aleatória que será incluída na próxima solução escolhida. À medida que o algoritmo progride, o valor de T é diminuindo, começando o algoritmo a convergir para uma solução ótima. Uma das principais vantagens deste algoritmo é permitir testar soluções mais distantes da solução atual e dar mais independência do ponto inicial da pesquisa.

(MANTAWY *et al*, 1998) utilizou o “*Simulated Annealing*” para resolver o problema referente ao planejamento das unidades termoelétricas de geração, e concluiu que embora o algoritmo apresente a desvantagem de necessitar de um elevado tempo de processamento, possui características interessantes, como ser independente da solução inicial e ter baixa complexidade matemática.

(SIMOPOULOS *et al*, 2006) propôs um algoritmo híbrido combinando a técnica “*Simulated Annealing*” com um despacho econômico dinâmico. O “*Simulated Annealing*” foi utilizado na geração da programação de operação, enquanto o despacho econômico dinâmico incorporava as restrições de tomada e retomada de carga.

II.2.9 Ant Colony

O princípio desta técnica de inteligência artificial é a simulação do comportamento de um conjunto de agentes (formigas) que cooperam entre si com o objetivo de resolver um problema através da comunicação. Formigas reais são capazes de encontrar o caminho mais curto de uma fonte de comida (trajetória referente ao ponto ótimo global) para sua colônia sem utilizar recursos visuais, apenas explorando as informações do feromônio que são deixadas por outras formigas. O comportamento acima descrito é a grande inspiração do algoritmo de colônia de formiga, “*Ant Colony*” cujo objetivo é solucionar problemas complexos de otimização.

(SUM e ONGSAKUL, 2003) aplicaram o algoritmo de colônias de formiga para a elaboração da programação de operação de unidades termoelétricas de geração, e o método de iteração lambda para a obtenção do despacho econômico. Os resultados obtidos foram comparados com outras metodologias, onde foi possível constatar o bom desempenho da metodologia.

II.2.10 Programação Evolutiva

A programação evolutiva apresenta a vantagem de ter boa convergência, ser tradicionalmente mais rápida que os algoritmos genéticos, e encontrar geralmente soluções de excelente qualidade. Entretanto, este tipo de algoritmo requer grande capacidade de memória.

(YANG *et al*, 1996) apresentou uma proposta de programação evolutiva para a resolução do problema, no qual as populações evoluíam por mudanças aleatórias, competições e critérios de seleção específicos.

II.2.11 Redes Neurais Artificiais

O estudo das Redes Neurais Artificiais tem alta relevância para os pesquisadores de Inteligência Artificial, sendo objeto de crescentes pesquisas e servindo como valiosa ferramenta para diversas aplicações em problemas de otimização. As redes neurais artificiais têm como objetivo modelar diversos fenômenos com base no comportamento das redes neurais biológicas.

(SASAKI *et al*, 1992) explorou a possibilidade de se resolver problemas de otimização combinatória, em particular o referente ao planejamento de operação de unidades termoelétricas de geração, aplicando rede neural de Hopfield.

(WANG *et al*, 1993) propôs um modelo de rede neural considerando, com sucesso, a inclusão das restrições de tomada e retomada de carga das unidades termoelétricas de geração.

(WALSH *et al*, 1997) descobriu que o problema não pode ser modelado com precisão pela rede de Hopfield. Portanto, foi desenvolvida uma arquitetura de rede neural aumentada com uma nova forma de interconexão entre os neurônios, dando mais precisão aos resultados.

II.2.12 Modelos Híbridos

Vários algoritmos foram combinados com o objetivo de se complementar a carência ou diminuir as dificuldades intrínsecas de cada técnica, ou seja, formar algoritmos híbridos mais eficientes. Entre estes, uma nova metodologia utilizando redes

neurais baseadas em algoritmos genéticos e programação dinâmica foi proposta por (HUANG *et al*, 1997).

(CHENG *et al*, 2000) apresentou uma aplicação da combinação do algoritmo genético e relaxação Lagrangeana, a fim de atualizar os multiplicadores de Lagrange, via algoritmo genético. Os resultados apontaram uma melhoria na eficiência da técnica de relaxação Lagrangeana.

(SRINIVASAN e CHAZELAS, 2004) apresentaram um algoritmo baseado em programação evolutiva associado a procedimentos heurísticos e a uma ordem de mérito referente às unidades termoeletricas de geração. Populações iniciais de boa qualidade foram obtidas através da ordem de mérito das unidades, e obteve-se uma convergência mais rápida e um aumento da eficiência do algoritmo.

II.3 Conclusões

Neste capítulo foi apresentado um breve relato das principais técnicas e/ou algoritmos existentes na literatura para a resolução do problema referente a programação da operação de sistemas termoeletricos. Entretanto, é importante mencionar que o ponto mínimo global só pode ser garantido através de um processo de busca por toda a região não convexa de solução, o que nem sempre é computacionalmente factível devido ao elevado tempo de processamento e capacidade de memória.

Através da revisão, pôde-se verificar que determinadas metodologias podem ser simples, de fácil implementação, apresentando baixo esforço computacional, mas que em contra partida, convergem para mínimos locais de pobre qualidade. Por outro lado, têm-se metodologias complexas, de difícil implementação, que requerem elevados tempos de processamento e memória, mas que apresentam soluções sub-ótimas ou ótimas. Diante deste quadro fica evidente que o desenvolvimento de algoritmos capazes de conciliar rapidez, robustez e eficiência na resolução do problema é um campo atrativo de estudo e pesquisa, sendo esta a principal meta do presente trabalho.

Capítulo III

Programação da Operação de Sistemas Termoeletricos

III.1 Introdução

A programação da operação é um dos problemas mais relevantes do setor de energia elétrica. Nessa tarefa, a meta é o atendimento da demanda ao menor custo possível através da otimização dos recursos disponíveis. A programação da operação torna-se cada vez mais relevante, não apenas para promover economia e segurança do sistema, mas também pelas seguintes razões:

- As decisões de partida, parada e as dinâmicas quanto à reativação das modernas instalações geradoras são mais complexas e dispendiosas do que eram antigamente;
- Modelo competitivo do setor elétrico no qual até mesmo ganhos de pequena porcentagem tornaram-se economicamente relevantes;
- Variação acentuada entre as demandas em horários de pico e fora do pico.

Usualmente o problema é subdividido em etapas, de modo que a modelagem do sistema tende a ser mais detalhada à medida que se aproxima da operação em tempo real, Figura (III.1).

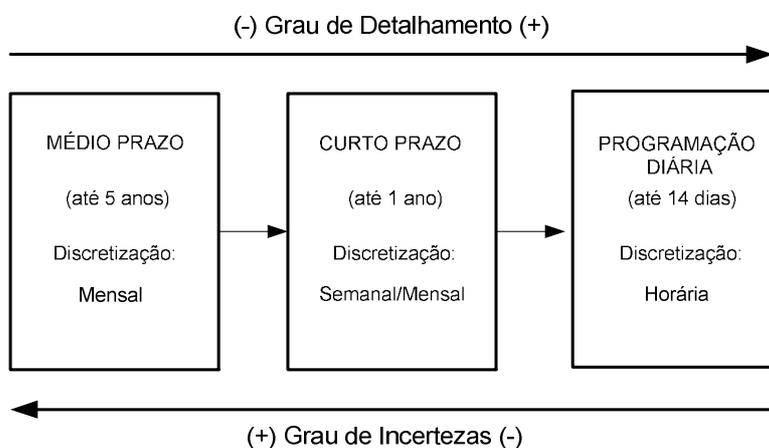


Figura III. 1-Programação da Operação: Incertezas x Detalhes.

Assim, a programação da operação tem por objetivo definir quais unidades geradoras devem estar em serviço e a potência horária gerada por estas, de modo a atender a demanda, os requisitos de reserva, limites de transmissão e as diversas restrições operativas das unidades, dos reservatórios e do sistema.

III. 2 A Termoeletricidade no Brasil

O sistema elétrico nacional é predominantemente hidrelétrico, sendo este perfil adotado naturalmente já que o país é detentor da maior bacia hidrográfica do mundo. No entanto, a impressão de que a matriz energética era inesgotável foi se dissipando gradativamente nos últimos anos, principalmente após o último racionamento (2001-2002). Essa crise deu início a uma ampla discussão sobre o modelo elétrico brasileiro, sua operação e gestão, bem como sobre a necessidade de diversificação da matriz energética. Dentro deste cenário, a inserção da geração térmica no sistema elétrico brasileiro tornou-se fundamental para a minimização dos riscos de racionamento e aumento da confiabilidade do sistema. A termoeletricidade começou a ganhar espaço, apresentando-se como uma opção atrativa a curto e médio prazo devido a uma série de fatores, dos quais se destacam:

- Possibilidade de implantação em áreas mais próximas aos centros de carga, dispensando grandes investimentos em linhas de transmissão;
- Baixo impacto geográfico;
- Flexibilidade de operação emergencial;
- Independência de condições meteorológicas.

Como desvantagens as termoelétricas apresentam:

- Altos Custos Operacionais (Consumo de Combustível);
- Maior Risco Cambial (Importação de Gás Natural);
- Poluição Ambiental (Emissão de Poluentes).

Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) existem aproximadamente 730 empreendimentos termelétricos em operação no Brasil. Juntos,

eles correspondem a aproximadamente 18% da capacidade instalada. Ainda segundo a ANEEL, esses números continuarão aumentando, já que há mais 86 empreendimentos outorgados e 20 em construção, que vão somar cerca de 17GW de potência à matriz energética brasileira, contribuindo para a garantia do suprimento de energia elétrica. A Figura (III.2) apresenta os níveis mensais de produção de energia elétrica através de unidades termoeletricas de geração referente ao ano de 2007 para o Sistema Interligado Nacional (SIN) (www.ons.org.br).

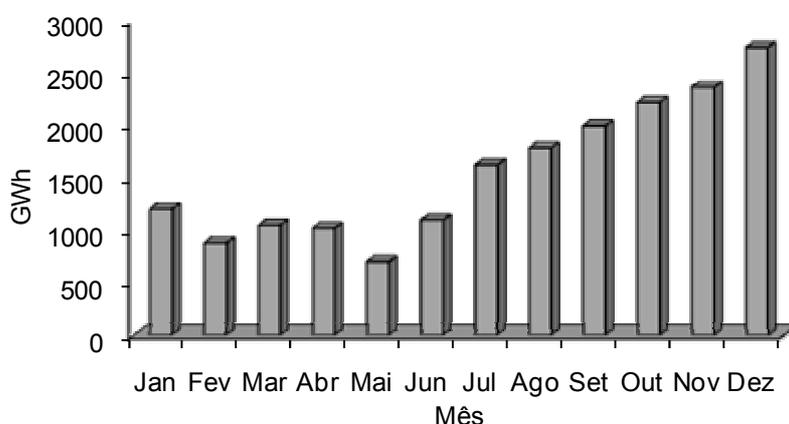


Figura III. 2- Geração Termoeletrica- SIN (2007).

Tabela (III.1) apresenta uma comparação entre as matrizes energéticas de alguns países com a brasileira.

Tabela III. 1- Comparação entre Matrizes Energéticas.

País	Matriz Energética		
	Hidrelétrica	Termoeletrica	Outras Fontes
Brasil	84%	11%	5%
Canadá	59%	39%	2%
Estados Unidos	7%	91%	2%
França	11%	88%	1%

III. 3 Unidades Termoelétricas

A operação das Unidades Termoelétricas de geração (UTES) é baseada na conversão de energia térmica em mecânica, e desta em energia elétrica. O processo é iniciado com o aquecimento de um fluido que assim se expande realizando trabalho juntamente a turbina. Logo após, ocorre o acionamento de um gerador elétrico acoplado ao eixo da turbina, obtendo-se assim a energia elétrica.

As unidades termoelétricas são geralmente divididas em dois grandes grupos: (i) convencionais, as quais utilizam combustíveis fósseis como carvão, óleo combustível e gás natural; (ii) nucleares, as quais utilizam combustíveis físséis como o urânio. As unidades convencionais podem utilizar dois tipos de métodos de combustão como descritos a seguir:

- Combustão Externa: o combustível não entra em contato com o fluido de trabalho, geralmente utiliza-se para isso água desmineralizada, que após a troca térmica com a queima do combustível, se expande na forma de vapor em turbina produzindo energia mecânica.
- Combustão Interna: neste caso a combustão se efetua sobre uma mistura de ar e combustível, assim o fluido de trabalho será o conjunto de gases provenientes dessa combustão que se expandirão no interior das turbinas.

III. 3.1 Combustão Externa: Termoelétricas a Vapor

O parque térmico brasileiro, sistema interligado, até o final da década de 90 era completamente constituído de unidades termoelétricas a vapor movidas a óleo combustível e carvão mineral, enquanto na região norte o óleo diesel era basicamente o combustível utilizado. Este parque gerador é bastante antigo, com unidades geradoras tendo em média mais de 30 anos de operação.

As unidades termoelétricas a vapor utilizam exclusivamente a combustão externa para gerar energia elétrica, podendo utilizar diversos tipos de combustíveis como: (i) Óleo Combustível; (ii) Óleo Diesel; (iii) Carvão Mineral; (iv) Biomassa, entre outros.

A geração de energia nestas unidades termoelétricas de combustão externa apresenta baixa eficiência (25% a 30%) em relação aos padrões atuais, o que

compromete o preço da energia. Além do mais, o óleo combustível tem um alto preço no mercado brasileiro, ficando sujeito às variações do preço do barril de petróleo.

Quanto ao aspecto ambiental, essas unidades, dependendo do combustível utilizado, apresentam taxas relevantes de emissão de poluentes. Com o propósito de reduzir a emissão de poluentes em valores aceitáveis torna-se necessário a instalação de grandes e onerosos equipamentos, encarecendo ainda mais os custos de geração.

A Tabela (III.2) apresenta algumas das principais unidades termoelétricas convencionais do parque gerador térmico brasileiro.

Tabela III.2- Algumas das Principais Termoelétricas Convencionais.

Concessionária	Usina	Potência Instalada	Combustível
FURNAS	Santa Cruz	600 MW	Óleo Combustível
CEMIG	Igarapé	132 MW	Óleo Combustível
TRACTEBEL	Jorge Lacerda (I a IV)	857 MW	Carvão Mineral
EMAE	Piratinga	472 MW	Óleo Combustível
ELETRONORTE	Rio Madeira	179 MW	Óleo Diesel
CGTEE	Presidente Médice	446 MW	Carvão Mineral

III. 3.2 Combustões Interna: Termoelétricas a Gás

As unidades termoelétricas a gás utilizam a combustão interna para geração de energia. Para tanto, fazem uso de turbinas a gás as quais são capazes de atingir um percentual de eficiência termodinâmica superior a da turbina a vapor, pois seu ciclo de temperatura é de 1260°C, sendo superior ao ciclo atingido pelas turbinas a vapor, 540°C.

As unidades a gás apresentam algumas vantagens: (i) baixo custo de investimento por kW instalado; (ii) prazos curtos de entregas dos equipamentos; (iii) construção em prazo reduzido; (iv) operação com elevada segurança e disponibilidade; Além disso, por serem unidades leves e compactas, uma turbina a gás entra em operação segundos após seu acionamento e em questão de minutos chega a sua capacidade máxima. Assim sendo, torna-se ideal a sua utilização na ponta da geração.

O custo da energia produzida por estas unidades ainda é alto, uma vez que o gás natural muitas vezes é importado e atrelado ao dólar. Ao mesmo tempo, a sua eficiência ainda é baixa em relação às alternativas, como o ciclo combinado, por exemplo. A

maioria dos projetos de termoeletricas a gás prevê o acoplamento futuro de turbinas a vapor caracterizando o ciclo combinado.

A perspectiva do aumento de consumo do gás natural devido principalmente à necessidade de aumentar a participação da geração térmica na matriz energética do país tem feito surgir novas oportunidades na exploração, produção e importação, tornando o produto gás natural, mais competitivo. A Figura (III.3) ilustra as principais termoeletricas a gás natural existentes em território nacional (www.gasnet.com.br).



Figura III. 3- Mapa das Principais Termoeletricas a Gás Natural.

As termoeletricas convencionais sejam elas de combustão interna ou externa nunca tiveram muita relevância, uma vez que competiam com usinas que apresentavam custos mais baixos de geração e, além disso, a oferta de energia do país possuía uma grande margem de segurança em relação ao mercado. Entretanto, com a crise da oferta de energia essas unidades passaram a ter importância estratégica integrando de forma mais expressiva a matriz energética brasileira (TOLMASQUIM, 2005).

A Tabela (III.3) apresenta a potência instalada das principais termoeletricas a gás natural.

Tabela III.3- Potência Instalada das Principais Termoelétricas a Gás Natural.

Usina	Potência Instalada	Usina	Potência Instalada
Camaçari	350 MW	Termo Rio	1170 MW
FAPEN	140 MW	Macaé Merchant	930 MW
Coteminas	100 MW	Araucária	484 MW
Termo Ceará	320 MW	Termo Canoas	500 MW
William Arjona	206 MW	Termo Fortaleza	343 MW
Ibirité	230 MW	Termo Açú	394 MW
Termo Bahia	450 MW	Uruguaiana	640 MW
Norte Fluminense	870 MW	Termo Cuiabá	480 MW
Juiz de Fora	90 MW	Termo Pernambuco	540 MW
Termo Corumbá	260 MW	Termo Pantanal	214 MW
Eletrobolt	380 MW	Santa Cruz	1000 MW
Nova Piratininga	590 MW	CCBS	250 MW

III. 3.3 Termoelétricas Nucleares

Estas usinas utilizam a reação nuclear de fissão como fonte para geração de energia. As centrais nucleares apresentam um ou mais reatores, que são compartimentos impermeáveis à radiação, cujo no interior estão colocados barras ou outras configurações geométricas de minerais com algum elemento radioativo (em geral o urânio). No processo de decomposição radioativa, se estabelece uma reação em cadeia que é sustentada e moderada mediante o uso de elementos auxiliares, dependendo do tipo de tecnologia empregada.

A energia nuclear é responsável por 16% da eletricidade consumida no mundo e 83% desta capacidade está concentrada nos países industrializados. Os cinco países com maior produção de energia elétrica através de unidades nucleares são: França, 76,4%; Lituânia, 73,7%; Bélgica, 56,8%; República Eslováquia, 53,4%; Ucrânia, 47,3%; No Brasil, apenas 1,45% do total de energia elétrica disponível é produzido em instalações nucleares (Angra I e Angra II, em conjunto, fornecem aproximadamente 1.855 MW).

A última crise energética em que o país enfrentou reacendeu a discussão sobre o término de Angra III. O principal argumento usado a favor é que, além de não depender de fatores climáticos, 70% dos equipamentos importados se encontram no país, os que torna sua conclusão em curto prazo viável. Além disso, tem-se o fato de que o Brasil domina todo o ciclo nuclear, não havendo por isso endividamento em moeda estrangeira para aquisição do combustível. Desta forma, Angra III, uma vez concluída, adicionará 1.350 MW ao sistema interligado nacional, aumentando em cerca de 2% a oferta de energia elétrica.

III.4 Programação da Operação de Sistemas Termoelétricos

Nos estudos da programação da operação, as unidades termoelétricas são representadas através de características físicas, econômicas e operativas, como: potência máxima, combustível utilizado, nível mínimo operativo, consumo de tomada e retomada de carga, entre outros. A seguir serão apresentados alguns aspectos relevantes do problema como: (i) definição; (ii) modelagem; (iii) formulação; (iv) dificuldades.

III. 4.1 Definição do Problema

Como já mencionado, à medida que nos aproximamos da operação em tempo real, maior deve ser a representação do sistema elétrico em estudo. A representação da programação da operação de sistemas termoelétricos deve ser a mais realista possível, para tanto, as restrições designadas como “*Thermal Unit Commitment*” devem ser consideradas na modelagem do problema.

A programação da operação pode ser definida como sendo a determinação de uma estratégia de operação, cujo objetivo é indicar dentre todas as unidades geradoras existentes no sistema quais devem ser colocadas em operação e suas respectivas potências horárias de saída, de modo a atender a demanda de energia, satisfazendo as restrições operacionais e funcionais do sistema.

Como se pode perceber, o problema pode ser dividido em dois subproblemas: (i) referente à determinação das unidades que devem estar em operação mediante a demanda solicitada, “*Thermal Unit Commitment*”; (ii) referente à determinação da potência gerada por cada uma das unidades colocadas em serviço pelo subproblema (i),

o despacho econômico. A diferença entre ambos os problemas é a questão relacionada à variação da demanda ao longo do tempo. O problema do despacho visa determinar unicamente a potência de saída de cada unidade termoeletrica, portanto, não decide sobre quais unidades devem estar em operação e quando isso deve ocorrer. A variação da curva de carga ao longo do tempo enseja o acionamento e/ou desligamento de determinadas unidades geradoras, o que envolve novos custos e restrições aumentando a complexidade do problema. Quanto às escalas de tempo envolvidas, a programação diária cobre o escopo das decisões de operação do sistema de potência a cada hora, dentro do horizonte de um dia a duas semanas.

III.4.2 Modelagem do Problema

Existem inúmeras variantes para a modelagem do problema, cujo estudo pode ser encontrado na literatura especializada (DINIZ, 2007). A modelagem do problema depende de algumas considerações, mostradas na Figura (III.4) e descritas a seguir.

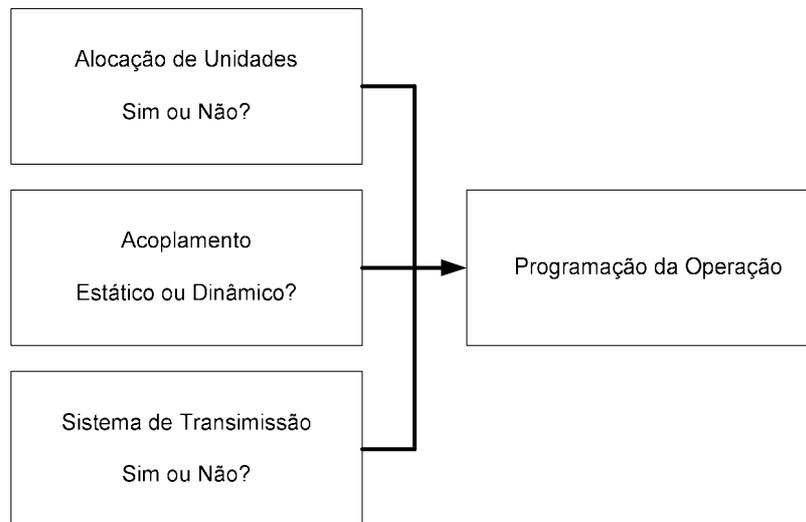


Figura III.4- Considerações na Modelagem do Problema.

- Alocação de unidades geradoras: visa à determinação de quais unidades devem estar em operação (*“Thermal Unit Commitment”*) durante um determinado período de operação ou parte-se de uma programação de operação previamente conhecida

- Acoplamento estático ou dinâmico: o problema é dito estático quando a programação é pontual (horária), ou seja, não são considerados os acoplamentos temporais entre as decisões a serem tomadas durante todo o período de análise. Por outro lado, o planejamento dinâmico considera todo o acoplamento temporal existente.
- Representação do sistema de transmissão: a consideração da rede de transmissão, limites de fluxo e perdas ôhmicas, é incipiente na literatura, sendo o sistema elétrico de potência geralmente modelado como barra única.

De acordo com as considerações apresentadas anteriormente é possível definir a modelagem e a formulação a serem consideradas no estudo. A Figura (III.5) ilustra as possíveis abordagens existentes.

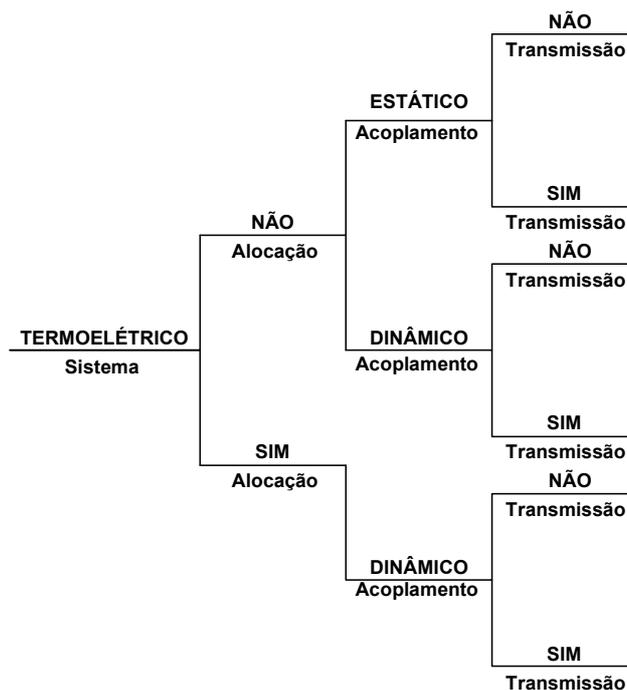


Figura III. 5- Representação das Variantes do Problema.

III.4.3 Formulação do Problema

De maneira geral, existem dois tipos de restrições na formulação (HOBBS *et al* , 2001): (i) restrições sistêmicas, tais como atendimento à demanda, reserva girante e

limites de transmissão. Estes tipos de restrições impõem alguma dificuldade ao problema, visto que acoplam as diversas termoeletricas existentes no sistema; (ii) restrições locais, tais como limites operacionais, tomadas e retomadas de carga e tempos mínimos de parada e partida. Estas restrições interferem apenas na operação das termoeletricas individualmente, ou seja, são restrições inerentes a cada unidade geradora. Entretanto, algumas destas restrições impõem uma maior dificuldade na resolução do problema devido ao acoplamento temporal existente, uma vez que as decisões atuais de parada e partida têm efeito sobre as disponibilidades futuras de operação das unidades geradoras, por exemplo.

Além das restrições citadas anteriormente, a formulação do problema pode tornar-se bastante complexa de acordo com o grau de exigência, pois restrições referentes à mistura de combustíveis, restrições ambientais e a própria consideração da rede de transmissão na modelagem são fatores complicadores e ainda, menos explorados na literatura. A seguir, será apresentada a formulação geral para o problema referente à programação da operação de sistemas termoeletricos de geração.

III.4.3.1 Função Objetivo

A função objetivo (FOB) consiste na minimização da soma do custo de operação (A_1) de cada unidade térmica em serviço, bem como os custos de partida (A_2) e parada (A_3) de cada UTE durante o período em estudo. O custo de desligamento (CD) é dado como um valor constante para cada unidade, sendo o valor nulo geralmente adotado.

$$\text{Minimizar FOB} = A_1 + A_2 + A_3$$

$$A_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NG} [a_{i,k} + b_{i,h} \cdot Pg_{i,k}(t) + c_{i,k} \cdot Pg_{i,k}^2(t)] \cdot U_{i,k}(t) \quad \text{III.1}$$

$$A_2 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NG} CP_{i,k}(t) \cdot U_{i,k}(t) \cdot [1 - U_{i,k}(t-1)] \quad \text{III.2}$$

$$A_3 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NG} CD_{i,k}(t) \cdot U_{i,k}(t-1) \cdot [1 - U_{i,k}(t)] \quad \text{III.3}$$

onde:

- T Número total de períodos de planejamento (horas);
- NG Número total de unidades geradoras;
- $a_{i,k}$ Componente constante do custo da unidade geradora i (\$/h) localizada na barra k ;
- $b_{i,k}$ Componente linear do custo da unidade geradora- i (\$/MWh) localizada na barra k ;
- $c_{i,k}$ Componente quadrático do custo da unidade geradora- i (\$/MW²h) localizada na barra k ;
- $Pg_{i,k}(t)$ Potência ativa gerada pela unidade- i (MW) no instante t localizada na barra k ;
- $CP_{i,k}(t)$ Custo (\$) de Partida da unidade geradora- i no instante t localizada na barra k ;
- $CD_{i,k}(t)$ Custo (\$) de Desligamento da unidade geradora- i no instante t localizada na barra k ;
- $U_{i,k}(t)$ Representa a decisão de colocar a unidade geradora- i em serviço (1) ou não (0), no instante t (variável discreta) localizada na barra k .

É importante mencionar que o custo de partida das unidades geradoras depende do tempo que a unidade esteve parada anteriormente (T_i^{OFF}) e do fato de se manter ou não as caldeiras quentes durante o período de parada. O custo de partida é dado pelas seguintes condições:

- se $T_{i,k}^{OFF} \leq TMD_{i,k} \leq T_{i,k}^{OFF} + csh_{i,k}$, tem-se $CP_{i,k}(t) = CP_{i,k}^q$
- se $TMD_{i,k} > T_{i,k}^{OFF} + csh_{i,k}$, tem-se $CP_{i,k}(t) = CP_{i,k}^f$

onde:

- $T_{i,k}^{OFF}$ Número de horas que a unidade geradora- i está fora de serviço na barra k ;
- $TMD_{i,k}$ Tempo mínimo de desligamento da unidade térmica i localizada na barra k ;
- $csh_{i,k}$ Tempo de partida (horas) fria da unidade térmica- i localizada na barra k ;
- $CP_{i,k}^f$ Custo (\$) de Partida a frio da unidade geradora- i localizada na barra k ;

$CP_{i,k}^q$ Custo (\$) de Partida a quente da unidade geradora- i localizada na barra k .

III.4.3.2 Restrição de Balanço de Potência Ativa do Sistema

A formulação tradicional utiliza o modelo de fluxo de carga CC, o qual possibilita o desenvolvimento de um modelo aproximado, com baixo esforço computacional e precisão aceitável para a distribuição dos fluxos de potência ativa em uma rede de transmissão. Este tipo de modelagem tem encontrado muitas aplicações na análise de sistemas de potência, tanto em planejamento como na operação. A restrição de balanço de potência, utilizando o modelo CC, é dada por:

$$U_{i,k}(t) \cdot Pg_{i,k}(t) - Pl_k(t) - \sum_{m \in \Omega_k} f_{km}(t) = 0 \quad \text{III.4}$$

onde:

$Pl_k(t)$ Valor da demanda (MW) na barra k no instante t ;

$f_{km}(t)$ Fluxo de potência ativa (MW) no ramo entre as barras k - m no instante t ;

Ω_k Vizinhança da barra k .

A restrição de balanço de potência ativa analisa diretamente o estado da rede, sendo que as duas leis de Kirchhoff devem ser obedecidas a todo o momento. As vantagens da formulação CC são a robustez e os baixos requisitos computacionais para solução.

III.4.3.3 Restrições do Sistema de Transmissão

Tradicionalmente, o problema é simplificado usando-se o modelo de fluxo de carga CC, onde restrições de tensão e estabilidade são incorporadas através de limites preestabelecidos para o fluxo de potência ativa, equação (III.5). No modelo CC, o fluxo de potência ativa através da linha entre as barras k - m é dada pela equação (III.6).

$$f_{km}^{\min} \leq f_{km}(t) \leq f_{km}^{\max} \quad \text{III.5}$$

$$f_{km}(t) = \gamma_{km} \cdot \theta_{km} \quad \text{III.6}$$

onde:

f_{km}^{\max} Limite superior do fluxo de potência ativa (MW) entre as barras $k-m$;

f_{km}^{\min} Limite inferior do fluxo de potência ativa (MW) entre as barras $k-m$;

f_{km} Fluxo de potência ativa (MW) entre as barras $k-m$;

θ_{km} Diferença angular entre as barras $k-m$;

γ_{km} Susceptância da linha de transmissão localizada entre as barras $k-m$.

A inclusão das perdas ativas no modelo CC requer a adição de um termo não linear em (III.6), ou seja:

$$f_{km}(t) = \gamma_{km} \cdot \theta_{km} + \frac{1}{2} g_{km} \cdot \theta_{km}^2 \quad \text{III.7}$$

onde:

g_{km} Condutância da linha de transmissão localizada entre as barras $k-m$.

Como já mencionado, o modelo CC é bastante utilizado como ferramenta rápida para o cálculo aproximado dos fluxos de potência ativa no sistema de transmissão. Estudos com o sistema brasileiro (PARKER *et al*, 1980) mostram que os erros na aproximação são relativamente pequenos, entre 2% e 5% em circuitos mais sobrecarregados.

A consideração da rede de transmissão na modelagem do problema é incipiente na literatura, sendo o sistema elétrico de potência geralmente modelado como barra única. As restrições dos fluxos de potência ativa da rede de transmissão trazem fatores complicadores à análise do problema, já que os limites de transmissão passam a ter influência direta nas decisões de operação.

III.4.3.4 Restrição de Reserva Girante do Sistema

É necessário prever uma folga, designada de reserva girante, entre a carga prevista e a potência total disponível entre as unidades geradoras em serviço, seja para suprir aumentos inesperados de carga ou desvios de previsão, seja para manter o serviço

em caso da perda da unidade geradora de maior capacidade. Esta folga é representada analiticamente pela restrição de desigualdade.

$$\sum_{i=1}^{NG} U_i(t) \cdot Pg_i^{\max} \geq \sum_{k=1}^{NB} Pl_k(t) + rg(t) \quad \text{III.8}$$

onde:

NB Número de barras;

$rg(t)$ Reserva girante prevista (MW) para o instante t (percentual da demanda solicitada no instante t).

III.4.3.5 Restrição dos Tempos de Partida e Parada das Unidades Geradoras

Estas restrições, equação (III.9), são essencialmente por razões de ordem técnica, fadiga do material e gradientes térmicos inerentes às unidades geradoras. Valores típicos para as unidades a vapor são de duas a doze horas para o tempo de parada e de uma a oito horas para o tempo de partida. Os demais tipos de unidades apresentam intervalos inferiores a estes.

$$\begin{aligned} T_{ij}^{ON} &\geq TMP_{i,k} \\ T_{ij}^{OFF} &\geq TMD_{i,k} \end{aligned} \quad \text{III.9}$$

onde:

T_{ij}^{ON} Número de horas que a unidade geradora- i está em serviço até a hora j ;

T_{ij}^{OFF} Número de horas que a unidade geradora- i está fora de serviço até a hora j ;

$TMP_{i,k}$ Tempo mínimo de partida (horas) da unidade geradora- i localizada na barra k ;

$TMD_{i,k}$ Tempo mínimo de desligamento (horas) da unidade geradora- i localizada na barra k .

III.4.3.6 Restrições de Operação das Unidades Geradoras

Estas restrições representam os valores máximos e mínimos de potência ativa gerada por cada unidade térmica por razões técnicas e/ou econômicas. Por exemplo, nas unidades a diesel, a produção de baixas potências é economicamente inviável, embora

possível tecnicamente. Valores típicos da potência mínima para unidades a vapor são da ordem de 45% a 65% da potência máxima. Estes limites também são utilizados no problema referente ao despacho econômico.

$$Pg_{i,k}^{\min} \leq Pg_{i,k}(t) \leq Pg_{i,k}^{\max} \quad \text{III.10}$$

onde:

$Pg_{i,k}^{\min}$ Limite mínimo de geração de potência ativa (MW) da unidade geradora-*i* localizada na barra *k*;

$Pg_{i,k}^{\max}$ Limite máximo de geração de potência ativa (MW) da unidade geradora-*i* localizada na barra *k*.

III.4.3.7 Restrição de Tomada e Retomada de Carga ou Restrição de Rampa

Como não é possível a variação rápida de potência gerada pelas UTEs, taxas de tomada e retomada de carga são definidas para as unidades, as quais condicionam as alterações de produção de energia em intervalos de tempo sucessivos. A restrição de tomada e retomada de carga tem como objetivo restringir a variação de potência gerada por cada UTE, uma vez que esta não deve ser abrupta.

$$\left| Pg_{i,k}(t) - Pg_{i,k}(t-1) \right| \leq Rp_{i,k} \quad \text{III.11}$$

onde:

$Rp_{i,k}$ Variação máxima permitida de geração de potência ativa (MW/h) da unidade geradora-*i* localizada na barra *k*.

A restrição de tomada e retomada de carga não foi considerada na formulação empregada no presente trabalho, sendo sua modelagem proposta como desenvolvimento futuro.

III. 5 Dificuldades do Problema

Classificado matematicamente como um problema de programação não linear inteira mista, o problema apresenta as seguintes dificuldades:

(i) Região de solução não convexa, o que permite a existência de várias soluções e conduz grande parte dos algoritmos a convergirem em direção de mínimos locais (VIANA *et al*, 2003), veja a Figura (III.6);

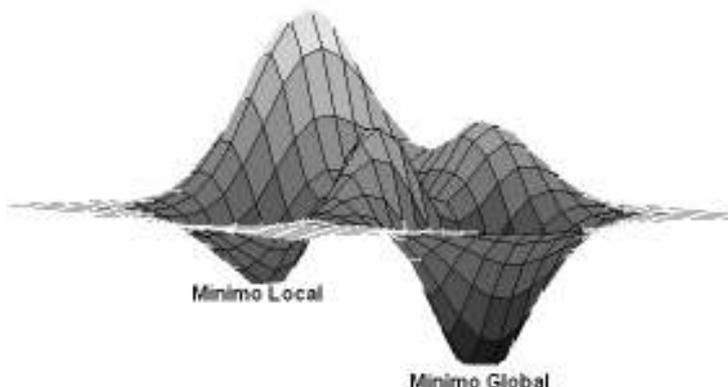


Figura III.6- Região de Solução Não Convexa.

(ii) Natureza combinatória do processo de decisão, que leva ao fenômeno da explosão combinatória referente às alternativas de operação, acarretando elevado tempo computacional (VALENZUELA e SMITH, 1999). A Tabela (III.4) apresenta o número total de combinações de operação em relação a um determinado número de unidades geradoras para um período de vinte e quatro horas de operação (WOOD e WOLLEMBERG, 1996);

(iii) Natureza dinâmica do processo de decisão, que se por um lado limita as opções de decisão, por outro ocasiona antagonismo em relação ao despacho econômico (YANG *et al*, 1996).

Tabela III.4- Natureza Combinatória do Problema.

Nº de Geradores	Nº de Combinações
7	3,0995e+050
10	1,7259e+072
40	9,7453e+288
100	∞

III.6 Conclusões

Este capítulo abordou o problema referente à programação da operação de sistemas termoelétricos de geração. Inicialmente, foi apresentado um panorama da utilização das termoelétricas no parque gerador brasileiro, bem como um breve parecer a respeito das unidades termoelétricas, onde foram expostos os principais grupos térmicos de geração, tipos de combustíveis empregados na geração de energia e características utilizadas no estudo da programação da operação. A seguir, foi apresentada a definição, modelagem e a formulação geral do problema. Além disso, as principais dificuldades do processo de resolução foram apontadas, onde foi possível perceber a complexidade e a dificuldade de se conciliar soluções de qualidade (minimização do custo operacional) com baixo esforço computacional.

Capítulo IV

Listas de Prioridade

IV.1 Introdução

Considerando a inviabilidade prática da obtenção de todas as enumerações possíveis de operação das unidades termoeletricas de geração, principalmente para sistemas termoeletricos de médio e grande porte, foi proposta no final década de 50 a técnica de solução baseada na elaboração de uma lista de prioridade para a resolução do problema de alocação das unidades geradoras em serviço ou “*Thermal Unit Commitment*”.

Apesar da simplicidade e do baixo esforço computacional inerente a esta técnica, verificou-se posteriormente que as soluções encontradas geralmente apresentam custos operacionais superiores quando comparadas com outras metodologias. Entretanto, ainda hoje, inúmeros são os trabalhos que fazem uso de listas de prioridade com o objetivo de suprir algumas dificuldades encontradas por metodologias mais complexas, principalmente no que diz respeito à obtenção de soluções factíveis (VALENZUELA e SMITH, 2003; SRINIVASAN e CHALENZA, 2004; ONGSAKUL e PETCHARACKS, 2004; SENJYU *et al*, 2006; DIEU *et al*, 2006; DIEU *et al*, 2007). Além disso, o emprego de heurísticas (SHEBLE, 1990; WONG e DOAN, 1991; WANG *et al*, 2000; SENJYU *et al*, 2003) junto aos algoritmos baseados em listas de prioridades tem se apresentado como uma opção na obtenção de soluções de melhor qualidade, ou seja, de baixo custo operacional.

IV.2 Algoritmo Baseado em Lista de Prioridade

Uma característica fundamental de um sistema termoeletrico de geração é o fato de que uma decisão tomada hoje, relativa ao nível de produção, não afeta a operação do sistema no futuro e adicionalmente, o custo de produção de uma unidade térmica de geração independe da produção em outras unidades. Estas características confirmam que o despacho de um sistema termoeletrico pode efetivamente ser executado pela

ordenação das unidades termoelétricas de geração (UTES) em ordem crescente de custos. O algoritmo baseado em uma lista de prioridade tem como objetivo determinar, entre todas as unidades geradoras existentes no sistema, quais devem entrar em operação de acordo com uma determinada ordem de mérito previamente estabelecida. Esta ordenação geralmente baseia-se em características econômicas e/ou grandezas relacionadas com a eficiência energética de cada gerador. Uma lista de prioridade pode ser obtida e as unidades geradoras são colocadas em serviço “ON” de modo que as restrições de demanda $PI(t)$ e reserva $rg(t)$ sejam satisfeitas, Figura (IV.1).

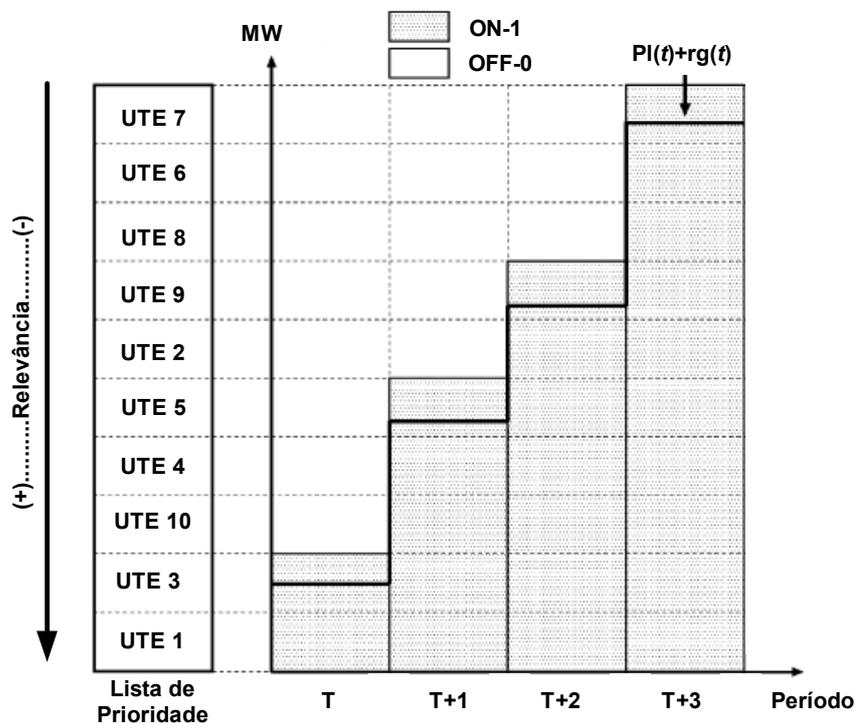


Figura IV.1- Solução Baseada em Lista de Prioridade.

A lista de prioridade foi uma das primeiras técnicas a serem empregadas na resolução do problema de alocação de unidades termoelétricas de geração, principalmente por não demandar muito esforço de memória e tempo de processamento, o que a tornava extremamente atraente em épocas em que a capacidade computacional era bastante limitada. Apesar dos avanços significativos dos recursos computacionais nas últimas décadas, os algoritmos baseados na ordenação das unidades apresentam alguns aspectos ainda interessantes, como: (i) robustez; (ii) simplicidade; (iii) baixo

esforço computacional; (iv) garantia da viabilidade das soluções encontradas; (v) características, propriedades e resultados podem ser utilizados no desenvolvimento ou aperfeiçoamento de algoritmos mais complexos. Além disso, como já mencionado, a utilização de heurísticas junto a estes algoritmos tem se apresentado como uma boa opção na busca de soluções de melhor qualidade. Como desvantagens têm-se: (i) otimalidade não garantida; (ii) ausência de uma estimativa da sub-otimalidade da solução encontrada.

A Tabela (IV.1) apresenta um breve histórico de publicações que fazem uso direta ou indiretamente de listas de prioridade para a resolução do problema de alocação de unidades termoelétricas de geração. Nesta tabela são apresentados o ano da publicação, a referência de pesquisa, o número de unidades termoelétricas consideradas (N_{UTE}), o período de operação (T) em horas, e se a rede de transmissão foi considerada na modelagem do problema (DINIZ, 2007).

Tabela IV. 1- Publicações que Utilizam Listas de Prioridade.

Ano	Referência	N_{UTE}	T	Rede
1959	BALDWIN <i>et al</i>	9	8	Não
1989	LEE, F. N	58	36	Não
1990	SHEBLE, G. B	41	24	Não
1991	WONG, K. P. e DOAN, K	13	96	Não
1994	LEE, F. N <i>et al</i>	55	36	Não
1996	FAN, J. Y <i>et al</i>	16	48	Não
2000	WANG, M <i>et al</i>	26	24	Não
2003	SENJYU <i>et al</i>	100	24	Não
2004	ONGSAKUL <i>et al</i>	100	24	Não
2006	SENJYU <i>et al</i>	100	24	Não

A principal diferença entre os algoritmos baseados em listas de prioridade encontram-se no indicador de sensibilidade utilizado na elaboração da ordem de mérito, e no tratamento dado as restrições dinâmicas inerentes ao problema, conforme discussão a seguir.

IV.3 Ordem de Mérito

O ponto principal do algoritmo baseado em listas de prioridade é o mecanismo de ordenação das unidades geradoras, o qual geralmente é concebido através de um indicador de sensibilidade (IS) de natureza técnica e/ou econômica.

O indicador de sensibilidade é um parâmetro que está relacionado direta ou indiretamente com a variação da função objetivo. O índice de sensibilidade deve ser capaz de identificar as unidades geradoras mais econômicas. Entretanto, é um identificador de caráter pontual, não sendo capaz de identificar a estratégia global de decisão para todo o período de operação em análise. Na literatura existe uma série de índices propostos para elaboração de uma ordem de mérito, a seguir serão apresentados alguns destes índices (MOMOH, 2005).

IV. 3.1 Índice A

Baseado no custo médio de geração a plena carga de cada unidade geradora (BURNS e GIBSON, 1975) a lista de prioridade estática é dada por:

$$IS_i^A = \frac{a_i + b_i \cdot Pg_i^{\max} + c_i \cdot (Pg_i^{\max})^2}{Pg_i^{\max}} \quad \text{IV.1}$$

onde:

- a_i Custo constante da unidade geradora i (\$/h);
- b_i Custo linear da unidade geradora- i (\$/MWh);
- c_i Custo quadrático da unidade geradora- i (\$/MW²h);
- Pg_i^{\max} Potência ativa máxima gerada pela unidade- i (MW).

Entre os índices de sensibilidade encontrados na literatura, o índice acima é um dos mais utilizados principalmente para a obtenção de soluções iniciais factíveis para metodologias mais complexas (LEE, 1991), (VALENZUELA e SMITH, 1999), (VIANA *et al*, 2002), (SENJYU *et al*, 2003) e (SRINIVASAN e CHAZELAS, 2004).

IV. 3.2 Índice B

O custo marginal de produção é definido como a derivada da função Custo Operacional ($CO_i(t) = a_i + b_i \cdot Pg_i(t) + c_i \cdot Pg_i^2(t)$) em relação à potência gerada ($Pg_i(t)$). Sendo a curva típica da função custo de produção aproximada por um polinômio de segundo grau, o custo marginal de produção será uma função linear da potência gerada ($b_i + 2 \cdot c_i \cdot Pg_i(t)$). O custo marginal foi adotado por (PENG e CHEN, 1976) como critério para colocação das unidades termoeletricas em serviço, sendo calculada para capacidade média de geração de cada UTE, e dado por:

$$IS_i^B = \frac{\partial CO}{\partial Pg_i} \Big|_{Pg_i^{med}} = b_i + 2 \cdot c_i \cdot Pg_i^{med} \quad IV.2$$

onde:

Pg_i^{med} Capacidade média de geração da unidade- i (MW).

IV. 3.3 Índice C

Neste índice, o custo marginal de produção é obtido para o ponto (MW) de rendimento máximo da unidade geradora. O rendimento (η) é dado pelo quociente entre a potência gerada e o custo operacional. Traçando uma reta tangente à curva de rendimento, passando pela origem, o ponto de tangência corresponde ao rendimento máximo do gerador.

Associado ao custo marginal de produção para o ponto de rendimento máximo de cada unidade geradora, o índice considera ainda uma parcela adicional referente ao custo médio de partida para o ponto (MW) de rendimento máximo. O critério de ordenação é dado por:

$$IS_i^C = (b_i + 2 \cdot c_i \cdot Pg_i^{\eta_{max}}) + \frac{CP_i^m}{TMP_i \cdot Pg_i^{\eta_{max}}} \quad IV.3$$

onde:

$Pg_i^{n_{max}}$ Potência ativa gerada pela unidade- i (MW) no ponto de rendimento máximo;

CP_i^m Custo de Partida Médio da unidade geradora- i (\$);

TMP_i Tempo mínimo de partida da unidade geradora- i (horas).

IV. 3.4 Índice D

O despacho econômico consiste na determinação de um conjunto de valores para as potências geradas que minimizem a soma dos custos operacionais satisfazendo o balanço energético do sistema. Tem-se assim, um problema de otimização condicionado pela restrição de balanço de potência ativa:

$$\sum_{i=1}^{NG} Pg_i(t) = Pl(t) \quad \text{IV.4}$$

Resolvendo o problema pelo método dos multiplicadores de Lagrange tem-se a seguinte equação:

$$L(Pg, \lambda) = \sum_{i=1}^{NG} CO_i(Pg_i(t)) - \lambda \left(\sum_{i=1}^{NG} Pg_i(t) - Pl(t) \right) \quad \text{IV.5}$$

onde:

$L(Pg, \lambda)$ Equação Lagrangeana;

λ Multiplicador de Lagrange associado à equação de balanço (custo marginal do sistema).

As condições de otimalidade são obtidas igualando as derivadas parciais, da equação Lagrangeana em relação às variáveis $Pg_i(t)$ e λ , a zero:

$$\frac{\partial L}{\partial Pg_i} = -\lambda + b_i + 2.c_i.Pg_i(t) = 0 \quad \text{IV.6}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = \sum_{i=1}^{NG} Pg_i(t) - Pl(t) = 0$$

IV.7

Assim, conclui-se que a condição necessária para a existência de um custo mínimo de operação reside nos seguintes fatos: (i) o custo marginal de produção (CM) ser igual ao custo marginal do sistema (λ); (ii) a soma da geração das unidades termoeletricas atenda a demanda solicitada. A Figura (IV.2) ilustra o ponto ótimo (\$/MWh) de operação para duas unidades termoeletricas (i e j).

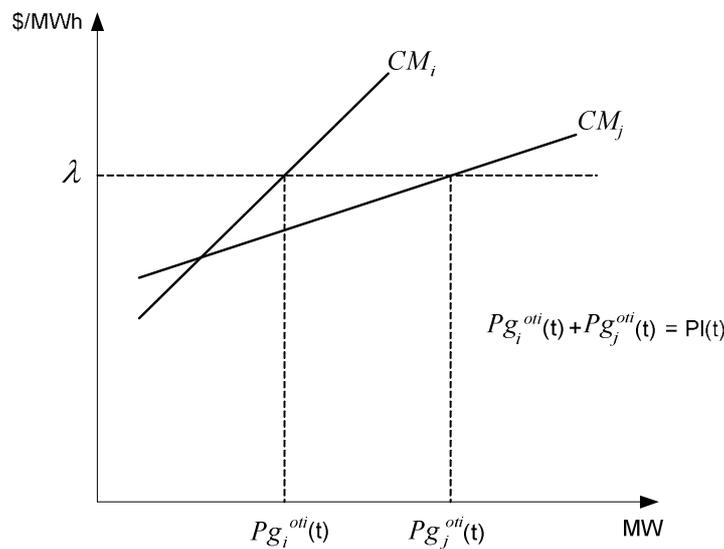


Figura IV.2- Despacho Econômico para Duas Unidades Geradoras.

O multiplicador de Lagrange (λ) é uma grandeza que depende dos custos de produção associados às unidades geradoras e da demanda solicitada. No caso de uma variação da demanda, um novo valor para o multiplicador de Lagrange é obtido de modo que a equação de balanço de potência ativa seja satisfeita, implicando em novos valores de potência, $Pg_i^{oti}(t)$ e $Pg_j^{oti}(t)$. Assim, conhecendo-se o valor de λ , a potência ótima de saída de cada unidade é dada por:

$$Pg_i^{oti}(t) = \frac{\lambda - b_i}{2.c_i}$$

IV.8

onde:

$Pg_i^{oti}(t)$ Potência ativa gerada pela unidade- i (MW) no ponto de mesmo custo marginal de produção para todas as unidades.

Após o cálculo de $Pg_i^{oti}(t)$ deve-se verificar possíveis violações dos limites de geração das unidades termoeletricas, ou seja:

$$\text{Se } \frac{dCO_i}{dPg_i} = \frac{d(a_i + b_i Pg_i + c_i Pg_i^2)}{dPg_i} = b_i + 2.c_i.Pg_i^{oti}(t) = \lambda \rightarrow Pg_i^{\min} \leq Pg_i^{oti}(t) \leq Pg_i^{\max}$$

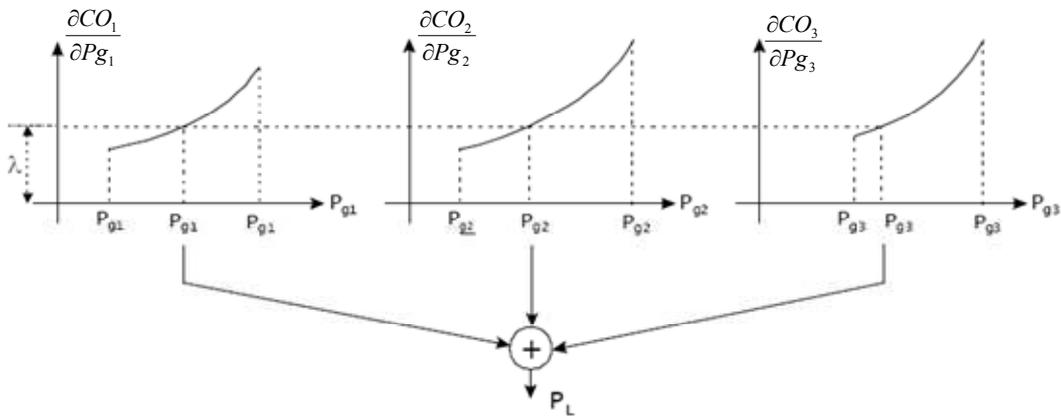


Figura IV. 3- Custo Marginal de Produção Igual ao Custo Marginal do Sistema.

$$\text{Se } \frac{dCO_i}{dPg_i} = \frac{d(a_i + b_i Pg_i + c_i Pg_i^2)}{dPg_i} = b_i + 2.c_i.Pg_i^{oti}(t) \leq \lambda \rightarrow Pg_i^{oti}(t) = Pg_i^{\max}$$

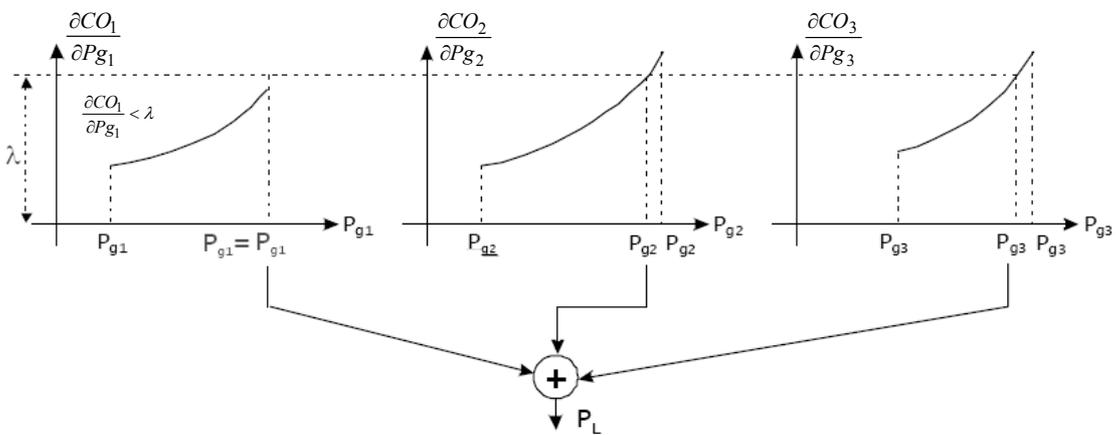


Figura IV. 4- Custo Marginal de Produção Menor do que o Custo Marginal do Sistema.

$$\text{Se } \frac{dCO_i}{dPg_i} = \frac{d(a_i + b_i Pg_i + c_i Pg_i^2)}{dPg_i} = b_i + 2.c_i.Pg_i^{oti}(t) \geq \lambda \rightarrow Pg_i^{oti}(t) = Pg_i^{\min}$$

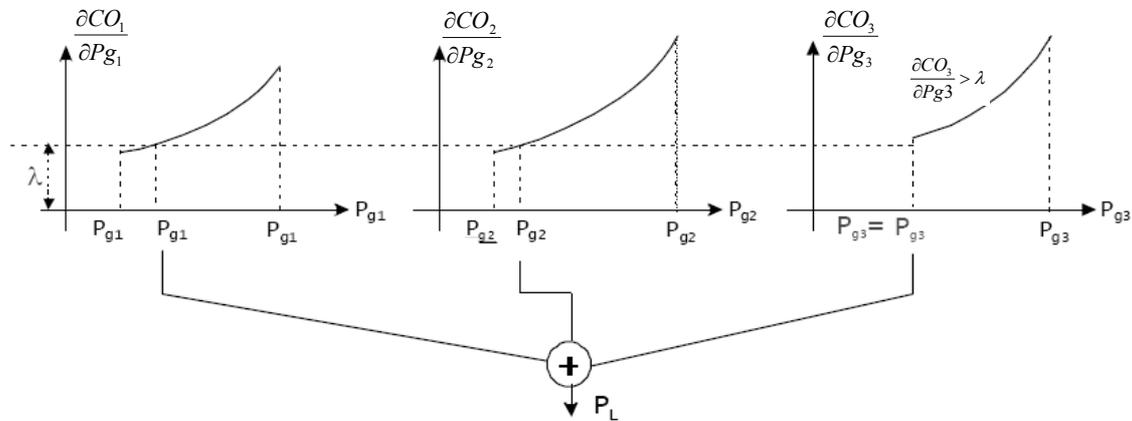


Figura IV. 5- Custo Marginal de Produção Maior do que o Custo Marginal do Sistema.

Com as potências conhecidas, o índice de sensibilidade pode ser calculado pela equação (IV.9). Apesar de se tratar de um custo médio, o ponto relevante deste índice é o fato de considerar a variação de carga do sistema.

$$IS_i^D(t) = \frac{a_i + b_i \cdot Pg_i^{oti}(t) + c_i \cdot (Pg_i^{oti}(t))^2}{Pg_i^{oti}(t)} \quad \text{IV.9}$$

Fazendo uma análise crítica dos índices clássicos de sensibilidade apresentados para a elaboração das listas de prioridade, alguns pontos importantes podem ser apresentados:

- (i) O comportamento da curva de carga durante o período de operação não é geralmente considerado na elaboração da lista de prioridade, uma vez que grande parte dos índices considera as unidades termelétricas operando em pontos específicos como: potência máxima, potência média, rendimento máximo, entre outros;
- (ii) Os índices de sensibilidade baseados nos custos marginais de produção não recuperam a parcela fixa do custo operacional e os índices que contemplam esta parcela não a consideram de forma integral, fazendo com que decisões de operação equivocadas, do

ponto de vista econômico, possam ocorrer. Estes equívocos podem ser observados principalmente para pontos de baixa demanda existentes na curva de carga, onde as unidades geradoras tendem a estar perto de seus limites mínimos de geração e, o custo fixo dependendo da sua ordem de grandeza, passa a ter maior influência sobre o custo operacional.

A Tabela (IV.2) apresenta um resumo das deficiências encontradas para os índices clássicos de sensibilidade abordados.

Tabela IV.2 – Deficiências Encontradas na Elaboração das Listas de Prioridade.

Índice	Variação da Carga - $Pl(t)$	Custo fixo - a_i
IS^A	Não Considera	Considera Parcialmente
IS^B	Não Considera	Não Considera
IS^C	Não Considera	Não Considera
IS^D	Considera	Considera Parcialmente

IV.4 Algoritmo de Solução

Os algoritmos baseados em listas de prioridade se fundamentam em colocar as unidades geradoras em serviço, de acordo com a ordenação obtida, de modo a atender a demanda, reserva solicitada e as demais restrições do sistema. Enquanto houver crescimento da demanda, unidades geradoras são colocadas em operação, o que conduz às seguintes perguntas: como tratar um eventual decréscimo e/ou oscilação da demanda ao longo do período de estudo? Quais unidades devem ser retiradas de serviço? E a questão relacionada com os tempos mínimos de parada e partida das unidades geradoras? O fluxograma apresentado pela Figura (IV.6) traz o tratamento tradicionalmente utilizado pelos algoritmos baseados em listas de prioridade para as questões abordadas acima (MOMOH, 2005).

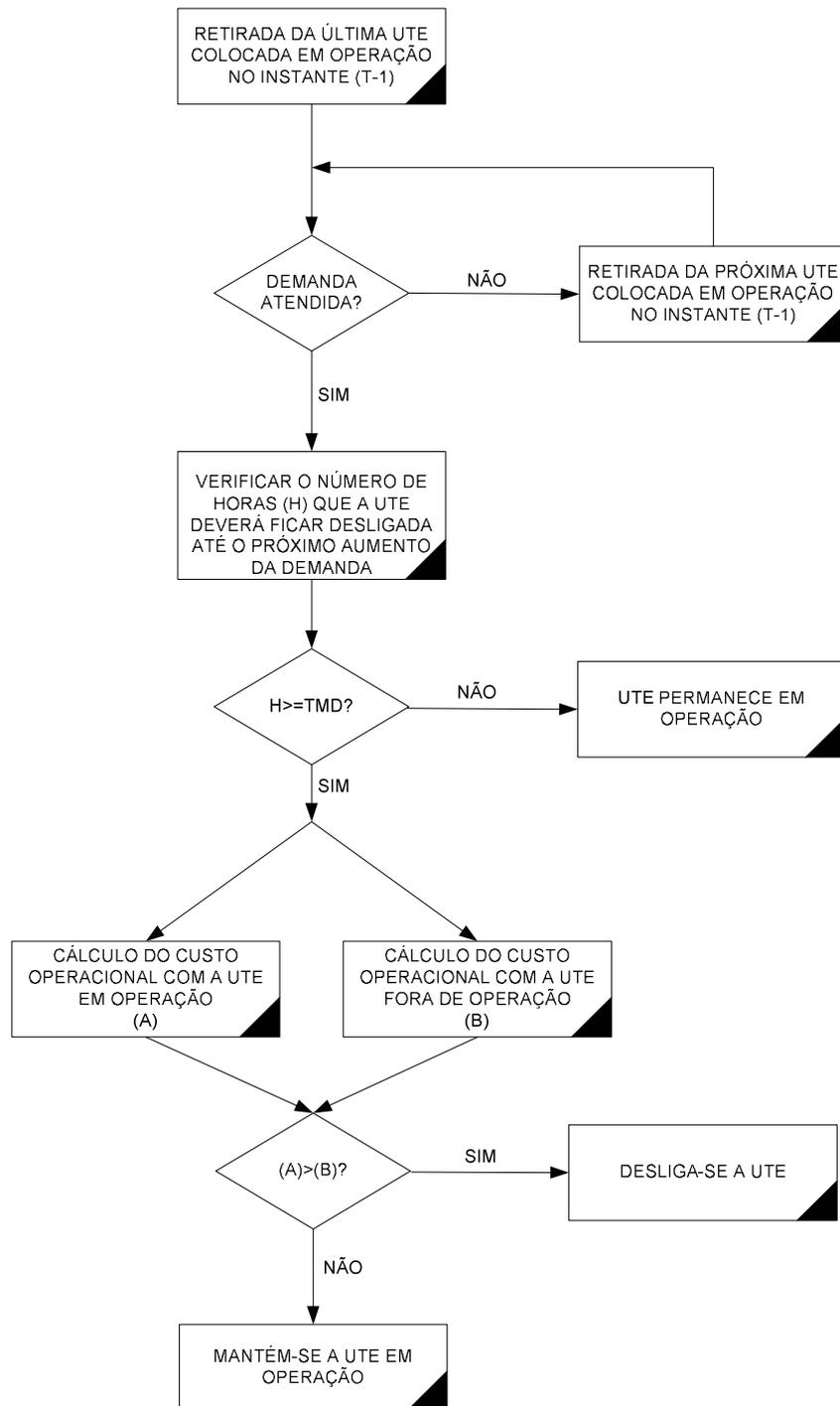


Figura IV. 6- Tratamento Tradicional dado ao Decréscimo da Demanda.

IV.5 Conclusões

Este capítulo apresentou de forma geral os principais aspectos da metodologia baseada em listas de prioridade para a determinação da programação de operação de unidades termoeletricas de geração. Além disso, um breve resumo dos índices clássicos

de sensibilidade, encontrados na literatura, para elaboração de uma lista de prioridade foi apresentado. Os algoritmos baseados na ordenação das unidades geradoras apresentam aspectos relevantes como robustez, simplicidade e baixo esforço computacional. Entretanto, na elaboração dos índices de sensibilidade encontrados na literatura, dois parâmetros importantes não são considerados: *(i)* variação da demanda; *(ii)* a componente fixa do custo operacional. Sendo assim, as listas obtidas tornam-se pouco eficientes conduzindo para uma solução, na maioria das vezes, de alto custo operacional.

Capítulo V

Metodologia Proposta

V.1 Introdução

Apresentadas as deficiências dos índices de sensibilidade utilizados na elaboração de uma ordem de mérito, o presente trabalho propõe a elaboração de um novo índice de sensibilidade para a determinação da operação das unidades termoeletricas de geração. Assim sendo, tem-se como objetivo a elaboração de uma lista de prioridade mais eficiente do que as obtidas através dos índices clássicos de sensibilidade e conseqüentemente a geração de soluções economicamente competitivas em relação às demais metodologias existentes na literatura. Para tanto, são utilizados alguns fatores que diferem a técnica proposta das demais: *(i)* a variável discreta referente à decisão de operação é modelada por uma função contínua e incorporada ao problema de otimização através das equações do fluxo de carga CC; *(ii)* ordenação das unidades termoeletricas baseadas nos multiplicadores de Lagrange obtidos através da resolução de fluxo de potência ótimo via metodologia primal-dual de pontos interiores; *(iii)* estimativa de geração de cada unidade através da minimização da área abaixo da curva referente ao custo operacional.

O problema de otimização é resolvido e os multiplicadores de Lagrange associados às variáveis de decisão são obtidos para a elaboração de uma lista de prioridade, visando a determinação das unidades geradoras a serem colocadas em operação. Os multiplicadores de Lagrange permitem interpretações econômicas relevantes, pois pela modelagem proposta traduzem a sensibilidade da função objetivo em relação à variação das decisões de operação.

V.2 Índice de Sensibilidade Proposto

Os algoritmos baseados na ordenação das unidades geradoras apresentam aspectos relevantes como robustez, simplicidade e baixo esforço computacional. Entretanto, o processo de resolução é conduzido para uma solução, na maioria das vezes, de alto custo operacional quando comparado com soluções apresentadas por

outras técnicas e/ou metodologias. Diante deste quadro, propõe-se a adoção de um índice de sensibilidade que seja capaz de agregar baixo esforço computacional a soluções economicamente satisfatórias. O índice deve ser capaz de considerar a variação da carga (MW) durante o período em estudo e a componente fixa do custo de operação (\$/h). Sendo assim, na elaboração do índice de sensibilidade proposto destaca-se a modelagem da variável discreta de decisão.

V.2.1 Modelagem da Variável Discreta de Decisão

Enquanto problemas contínuos encontram uma série de algoritmos robustos e eficientes, problemas discretos não compartilham de tais algoritmos (PUCCINI e PIZZOLATO, 1989). Em virtude dessa realidade, surgiram várias técnicas computacionalmente eficientes conhecidas como heurísticas ou aproximadas, mas que não garantem a otimalidade de problemas discretos (GOLDBARG e LUNA, 2000). De modo a evitar as dificuldades peculiares da resolução de problemas de programação discreta, a metodologia proposta permite que a variável de decisão, representada por uma função denominada de Função Decisão de Operação (FDO), assumam valores contínuos dentro do intervalo discreto de decisão [0-1]. Assim, o problema que originalmente é de programação inteira passa a ser formulado como um problema de programação contínua.

Teoricamente qualquer função contínua poderia ser utilizada na modelagem da FDO. Entretanto, adotou-se uma função contínua da família das funções sigmóides. As funções sigmóides são adequadas no contexto do problema, já que possuem dinâmica similar ao da função degrau unitário na representação dos dois estados de decisão (*OFF-ON*), Figura (V.1). Estas funções são comumente empregadas como possíveis funções de ativação na modelagem de neurônios artificiais em trabalhos envolvendo redes neurais e inteligência artificial (HAYKIN, 2000).

A função sigmoidal adotada como função decisão de operação é dada pela equação (V.1) e sujeita a restrição (V.2).

$$FDO_i(x_i^t) = \frac{e^{\alpha x_i^t} - 1}{e^{\alpha x_i^t} + 1} \tag{V.1}$$

$$x^{\min} \leq x_i^t \leq x^{\max} \quad \dots \quad \pi_{lxi}, \pi_{uxi} \tag{V.2}$$

onde:

- α Constante responsável pela inclinação da função sigmoidal;
- x_i^t Argumento da função sigmoidal referente à unidade geradora- i no instante t ;
- x^{\min}, x^{\max} Limites de canalização do argumento da função sigmoidal;
- $\pi_{uxi}(t), \pi_{lxi}(t)$ Multiplicadores de Lagrange associados ao argumento da função sigmoidal referente à unidade geradora- i no instante t .

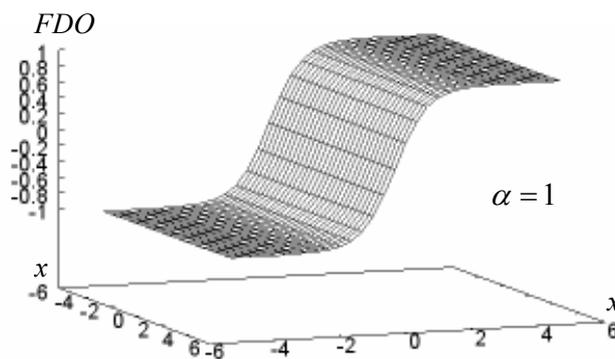


Figura V.1 – Função Sigmoidal - Perspectiva 3D.

Valores para o parâmetro α , Figura (V.2), foram testados e se pôde verificar, através de testes, que o valor unitário apresenta um bom compromisso entre convergência e qualidade dos resultados.

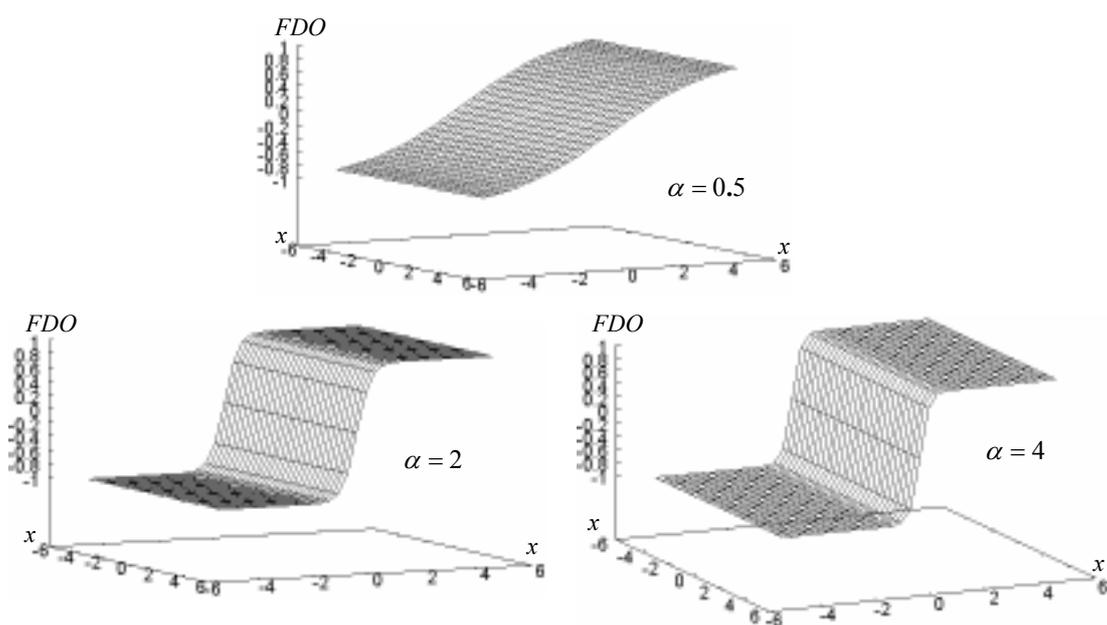


Figura V.2 - Variação do Parâmetro (α).

As soluções obtidas através da função sigmoïdal apresentaram resultados mais satisfatórios quando comparadas com a utilização de outras funções contínuas.

V.2.2 Obtenção do Índice de Sensibilidade

Com a Função Decisão de Operação (FDO), equação (V.1), assumindo valores contínuos, verificou-se que a condição inicial consiste em um fator complicador, visto que esta interfere diretamente na solução devido à não convexidade da região de solução. Assim, com o objetivo de evitar esta situação indesejável, ao invés de se utilizar diretamente o valor da FDO como critério de decisão para a elaboração da lista de prioridade, optou-se em investigar os multiplicadores de Lagrange associados às funções de decisão. Para tanto, os seguintes aspectos são considerados:

(i) intervalo rígido de canalização para argumento da FDO, $0 \leq x_i^t \leq 0,0001$, de todas as unidades geradoras existentes no sistema. Isto porque se pretende avaliar a sensibilidade da função objetivo em relação à tendência de acionamento de cada uma das unidades termoelétricas diante da demanda solicitada, ou seja, $FDO(x_i^t) \rightarrow 1$;

(ii) novas unidades geradoras, fictícias, denominadas unidades de convergência (Pg_c). Estas novas unidades têm como objetivo possibilitar a convergência do problema de otimização. Convergência que não seria obtida devido ao estreitamento da restrição de canalização do argumento da FDO, equação (V.2). Assim, todas as barras de geração do sistema terão geradores fictícios com as seguintes características: (a) alto custo operacional; (b) argumento da FDO livre, ou seja, $0 \leq x_c \leq 20$. A localização das unidades fictícias nas barras de geração se faz necessária para que a sensibilidade proposta incorpore as condições de transmissão.

(iii) para a elaboração da lista de prioridade torna-se necessária a estimativa da potência gerada por cada UTE mediante a demanda solicitada. Esta estimativa tem por objetivo possibilitar a análise econômica, já que o custo operacional das unidades geradoras é função da potência gerada. Além disso, a ausência de uma estimativa faz com que o despacho das UTEs seja máximo, devido à restrição $0 \leq x_i^t \leq 0,0001$, fazendo com que as variações da demanda ao longo do período em estudo não sejam consideradas. Duas alternativas podem ser utilizadas: (a) duplicação das restrições referentes ao balanço de potência, considerando todas as termoelétricas em operação;

(b) A resolução de um fluxo de potência adicional, visando exclusivamente à obtenção das potências geradas por cada térmica existente no sistema. Em ambas as alternativas as unidades de convergência não são consideradas, pois o objetivo é de estimar, supondo todas as unidades em operação, a parcela de contribuição (MW) de cada unidade geradora mediante a demanda solicitada. Diante das possibilidades apresentadas optou-se pela resolução de um fluxo de potência adicional, visto que a duplicação, dependendo do tamanho do sistema, poderá ocasionar um aumento significativo no número de variáveis do problema.

(iv) relaxamento dos limites inferiores de geração na etapa de estimação dos níveis de geração. Originalmente os limites mínimos de geração das unidades termoelétricas, por questões termodinâmicas, são diferentes de zero. Entretanto, durante os testes realizados verificou-se que a consideração de limites inferiores iguais a zero, na etapa de estimação da geração, permite a obtenção de uma melhor sensibilidade no que diz respeito à decisão de operação (0-1) através da contribuição ou não de cada unidade geradora ao atendimento a demanda.

A Figura (V.3) ilustra a modelagem utilizada para a obtenção da sensibilidade proposta. Nesta figura são representadas as unidades termoelétricas (UTES) e as respectivas funções de decisão (FDO) representando os dois estados discretos inerentes ao problema.

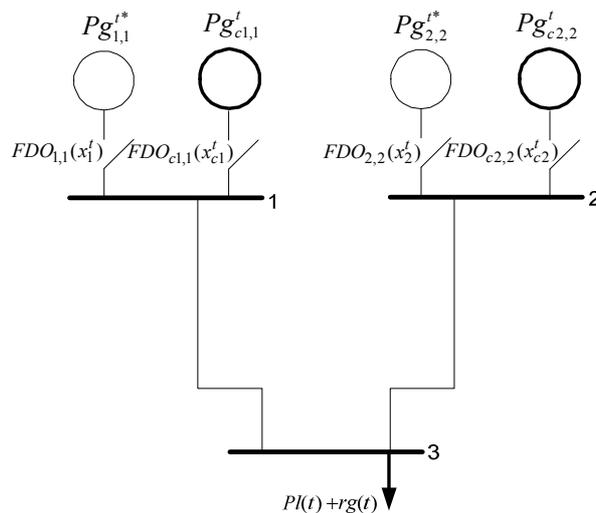


Figura V.3 – Modelagem Proposta.

A modelagem do sistema como barra única, mais comum na literatura, pode ser considerada adotando como nulas as resistências, e infinitas as capacidades de fluxo para as linhas de transmissão.

A obtenção do índice proposto inicia-se com a execução de FPO com o objetivo de estimar a potência gerada por cada termoeletrica existente no sistema. Para tanto, parte-se da premissa de que todas as termoeletricas estão em operação mediante a demanda horária solicitada pelo sistema e considera-se o relaxamento dos limites mínimos de geração das unidades termoeletricas.

Com a estimativa do nível da potência de saída de cada unidade geradora conhecida, um novo FPO é executado com o objetivo de obter o índice de sensibilidade proposto para a elaboração de uma lista de prioridade. Nesta segunda simulação, primeira referente à estimativa de geração, as seguintes considerações são observadas:

- ✓ Consideração de um intervalo estreito de canalização para argumento da função decisão de operação (sigmoideal);
- ✓ Consideração das unidades de convergência;
- ✓ Consideração das potências geradas obtidas (etapa de estimativa).

O fluxo de potência ótimo inicialmente apresentará a tendência em colocar as unidades geradoras mais econômicas em serviço, porém com a imposição $0 \leq x_i^t \leq 0,0001$, as restrições de balanço de potência e reserva girante, equações (V.3) e (V.4), só poderão ser atendidas pela utilização das unidades de convergência (Pg_c). Portanto, cabem a estas suprirem sozinhas a demanda e a reserva girante solicitadas pelo sistema, apesar do alto custo associado às mesmas.

$$FDO_{i,k}(x_i^t) \cdot Pg_{i,k}(t) + FDO_{i,k}(x_c^t)Pg_{c,k} - Pl_k(t) - \sum_{m \in \Omega_k} f_{km}(t) = 0 \quad V.3$$

$$\sum_{i=1}^N (FDO_{i,k}(x_i^t) \cdot Pg_i^{\max} + FDO_{i,k}(x_c^t) \cdot Pg_c^{\max}) \geq Pl(t) + rg(t) \quad V.4$$

Com este procedimento os valores para os multiplicadores de Lagrange, associados aos argumentos da função de decisão de cada uma das unidades geradoras existentes, são obtidos através do fluxo de potência ótimo.

Com o objetivo de incluir o impacto da variação da demanda na elaboração da sensibilidade proposta, o fluxo de potência deverá ser calculado para todo o período de operação. Desta forma, é possível obter uma Matriz de Sensibilidade (MS), equação (V.5). Esta matriz é formada pelos multiplicadores de Lagrange associados às FDO e traduz a sensibilidade da função objetivo em relação à tendência de acionamento de cada uma das termoeletricas em relação à demanda horária solicitada ao longo do período de operação. Como os valores dos multiplicadores são negativos, já que estes retratam uma redução da função objetivo, a lista de prioridade é obtida através da ordenação crescente dos valores dos multiplicadores de Lagrange, para cada instante de tempo t , dentro do período de operação.

$$MS = \begin{bmatrix} \pi_{ux1}(t) & \pi_{ux2}(t) & \dots & \pi_{uxN}(t) \\ \pi_{ux1}(t+1) & \pi_{ux2}(t+1) & \dots & \pi_{uxN}(t+1) \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \pi_{ux1}(T) & \pi_{ux2}(T) & \dots & \pi_{uxN}(T) \end{bmatrix} \quad V.5$$

V.2.3 Interpretação do Multiplicador de Lagrange

A fim de apresentar a interpretação do multiplicador de Lagrange associado à função sigmoïdal faz-se a seguinte análise: supondo a existência de uma única unidade termoeletrica (UTE_1) de alto custo operacional, localizado na barra- k de um sistema de potência hipotético, modelado como barra única. Este gerador de alto custo operacional é responsável, a priori, pelo atendimento à demanda (10 MW) e a reserva (1 MW) solicitada. Supondo a possibilidade da colocação de uma nova termoeletrica (UTE_2) em operação, Figura (V.4), pergunta-se: qual é o impacto no custo operacional original com a colocação da nova térmica em operação? Os dados técnicos e econômicos das UTEs são apresentados na Tabela (V.1).

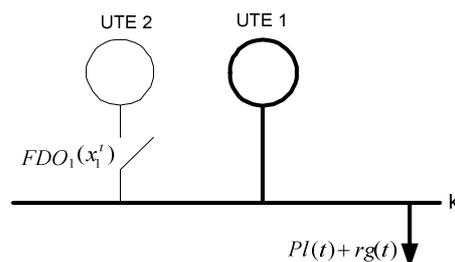


Figura V.4 – Sistema Teste I.

Tabela V.1 – Características das UTEs- Sistema teste I.

Unidade	UTE ₁	UTE ₂	
Pg_i^{\max}	20	20	MW
Pg_i^{\min}	0	0	MW
a_i	0	45	\$/h
b_i	235,4	10	\$/MWh
c_i	0	0,001	\$/MW ² h

Inicialmente, só a UTE₁ de alto custo garante o atendimento à demanda (10 MW) e a reserva (1 MW) solicitada pelo sistema. Sendo, o custo operacional original de \$2.354,00. Dadas as características técnicas e econômicas da nova termoeletrica, percebe-se que a nova unidade pode suprir de maneira integral a demanda e a reserva com custo operacional de \$145,10. Ou seja, a colocação da UTE₂ em operação causa uma redução econômica significativa de aproximadamente \$2.209,00 em relação ao custo operacional original.

O problema de otimização é executado de modo a estimar o valor da potência gerada pela nova termoeletrica UTE₂, sendo o valor de 10 MW encontrado. Com o valor estimado uma nova simulação é realizada, agora com o objetivo de obter o índice de sensibilidade proposto. O processo de otimização irá tentar colocar a UTE₂ em operação, já que esta opção é a mais econômica. Entretanto, com a imposição $0 \leq x'_i \leq 0,0001$, a restrição de balanço de potência e reserva girante, equações (V.3) e (V.4), só podem ser garantidas pela utilização da termoeletrica de alto custo. Tem-se como solução o valor do multiplicador de Lagrange associado ao argumento da função de decisão referente à UTE₂. A Tabela (V.2) apresenta o valor encontrado para o argumento da função de decisão (x) e o respectivo multiplicador de Lagrange (π_{ux}).

Tabela V.2 - Argumento da Função Sigmoial e Multiplicador de Lagrange.

UTE ₂	Valores
x	0,0001
π_{ux}	-2.209

Como se pode observar através dos resultados apresentados, o FPO realmente tentou colocar a nova térmica em operação, já que a variável de controle (x) atinge o limite máximo permitido ($0 \leq x_i^t \leq 0,0001$). Diante disso, tem-se um valor não nulo para o multiplicador de Lagrange (π_{ux}), o qual corresponde ao valor encontrado anteriormente (\$2.209,00), ou seja, o multiplicador de Lagrange (π_{ux}) associado à função sigmoideal pode ser interpretado como indicador da economia realizada mediante a decisão de colocação de uma determinada unidade térmica em operação.

V.3 Estimativa do Nível de Geração

Para a elaboração da lista de prioridade é necessária uma estimativa da potência gerada por cada UTE de acordo com a demanda solicitada. Esta estimativa tem por objetivo: (i) a consideração da variação da demanda pela sensibilidade proposta; (ii) possibilitar a análise econômica, já que o custo operacional das unidades geradoras é função da potência produzida.

Os incrementos de geração são determinados através de uma curva de custo denominada custo marginal de operação $CMa(Pg)$. Esta curva quantifica a variação do custo operacional ($CO = a + b.Pg + c.Pg^2$) para uma dada variação no nível de geração (Pg). Ou seja, para qualquer nível de geração, pode-se perguntar como a função objetivo varia se alterações, numa quantidade ΔPg , ocorrerem no nível de geração de uma determinada unidade geradora, equações (V.6) e (V.7).

$$CMa(Pg) = \frac{\Delta FOB(Pg)}{\Delta Pg} = \frac{FOB(Pg + \Delta Pg) - FOB(Pg)}{\Delta Pg} \quad V.6$$

$$CMa(Pg) = \frac{\partial FOB(Pg)}{\partial Pg} = \frac{\partial (a + b.Pg + c.Pg^2)}{\partial Pg} = b + 2.c.Pg \quad V.7$$

Observando a equação (V.7), percebe-se que o custo incremental de potência ativa não contempla a componente fixa do custo operacional (\$/h), sendo esta componente financeira referente à soma dos custos com recursos humanos, tratamento químico, montagem, engenharia e administração da unidade térmica de geração

(NELSON, 2006). O fato de se negligenciar esta componente não é fator economicamente relevante, quando já se conhece a programação de operação das unidades geradoras durante o período em estudo, “*status ON-OFF*” de cada unidade. Para esta situação, os fatores que determinam a otimalidade da solução são as componentes variáveis (linear e quadrática) do custo operacional. Entretanto, quando a análise visa à determinação de quais unidades devem estar em operação, a não consideração da componente fixa pode fazer com que unidades, operacionalmente mais onerosas, contribuam de forma mais contundente ao atendimento da demanda solicitada, ocasionado um aumento do custo operacional total do sistema. O sistema elétrico de potência, Figura (V.5), ilustra o fato acima mencionado, cujos dados são apresentados nas Tabelas (V.3) e (V.4). O objetivo desta análise é estimar o nível de geração de cada unidade existente no sistema, no sentido de verificar quais unidades geradoras contribuem de forma significativa ao atendimento a demanda, e assim, possibilitar uma análise econômica posterior de quais unidades devem ser colocadas em operação.

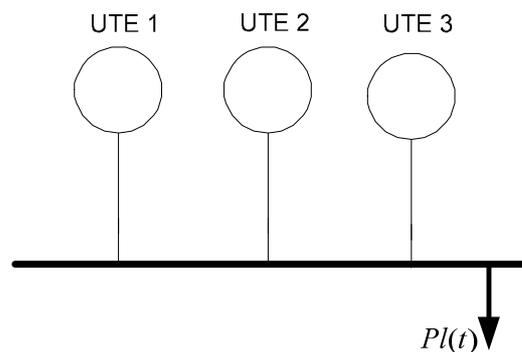


Figura V.5 - Sistema Teste II.

Tabela V.3 – Características das UTEs- Sistema teste II.

Unidade	UTE ₁	UTE ₂	UTE ₃	
Pg_i^{\max}	20	20	20	MW
Pg_i^{\min}	0	0	0	MW
a_i	200	100	500	\$/h
b_i	5	10	1	\$/MWh
c_i	0,001	0,002	0,003	\$/MW ² h
CMA_i	$5+0,002.Pg$	$10+0,004.Pg$	$1+0,006.Pg$	\$/MWh

Tabela V.4 – Dados de Demanda - Sistema Teste II.

t	$Pl(t)$
1 h	10 MW

Analisando as características técnicas das unidades geradoras apresentadas pela Tabela (V.3) e a demanda solicitada, Tabela (V.4), é possível verificar que todas as unidades possuem condições de atender integralmente à demanda solicitada.

O incremento do nível de potência de cada uma das unidades existentes no sistema é realizado de acordo com o custo marginal de operação, CMa_i . Observando as expressões referentes aos custos marginais das unidades, última linha da Tabela (V.3), verifica-se que a UTE_3 é a unidade que apresenta o menor custo marginal e, portanto deve contribuir com a maior parcela de energia ao atendimento a demanda solicitada. A Tabela (V.5) ilustra a estimativa de potência ativa de cada unidade com base no custo marginal, confirmando que a UTE_3 se apresenta como sendo a unidade relevante ao atendimento à demanda solicitada.

Tabela V.5 – Estimativa da Potência de Saída: Análise Marginal-Sistema Teste II.

	UTE_1	UTE_2	UTE_3
P_g	0 MW	0 MW	10 MW

Observando o resultado acima encontrado e a facilidade de análise deste pequeno sistema, pode-se considerar que a UTE_3 é a unidade indicada a ser colocada em operação. O custo operacional total desta decisão é de aproximadamente \$510,00. Entretanto, analisando as demais opções de atendimento da demanda verifica-se que a segunda opção, a qual corresponde à colocação da UTE_2 em operação, contradiz o resultado indicado pelo custo marginal, veja Tabela (V.6).

Conclui-se que a estimativa de geração pelo custo marginal pode-se mostrar equivocada no que diz respeito à decisão de operação, ou seja, uma unidade geradora que apresente o menor custo na produção de energia (\$/MWh) não é necessariamente a unidade de menor custo de operação (\$/h) e sua colocação em operação nem sempre é a decisão mais econômica a ser tomada. A conclusão acima pode ser observada principalmente para pontos de baixa demanda existentes na curva de carga, uma vez que

as unidades geradoras tendem a estar perto de seus limites mínimos de geração, e a componente fixa do custo operacional, dependendo de sua ordem de grandeza, pode ter maior influência sobre a componente linear e quadrática do custo operacional. Sendo assim, para a questão relacionada à decisão de operação, a existência de uma estimativa de despacho que levasse em consideração não somente o custo de produção (linear e quadrática) como também o custo fixo da usina seria interessante ao problema em estudo.

Tabela V.6 – Custo Marginal x Custo Operacional - Sistema Teste II.

	Custo Marginal	Custo Operacional
UTE ₁	5 \$/MWh	250 \$/h
UTE ₂	10 \$/MWh	200 \$/h
UTE ₃	1 \$/MWh	510 \$/h

Diante do quadro descrito acima, optou-se em estimar o nível de geração de cada unidade geradora através da minimização da área situada abaixo da curva de custo operacional, Figura (V.6) e descrito em (NARAYAN, 2003) pela equação (V.8).

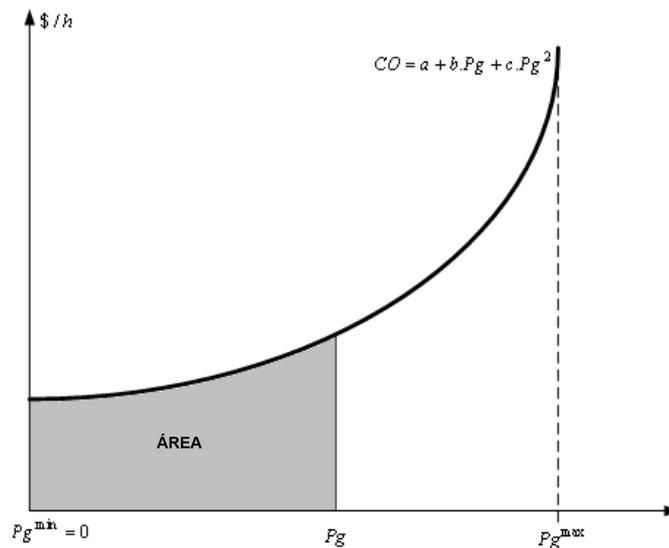


Figura V.6 – Área Delimitada pelo Custo Operacional.

$$\int_0^{Pg_i} CO(Pg_i).dPg_i \quad \frac{\$}{MW^{-1}h} \quad V.8$$

A utilização da equação (V.8) se torna atrativa e pertinente à questão relacionada às decisões de operação, visto que assumindo como objetivo a minimização da área delimitada pela curva referente ao custo operacional, tem-se a própria equação do custo operacional como custo incremental, e conseqüentemente a incorporação da componente fixa de custo. Estas considerações podem ser observadas através da nova equação proposta como função objetivo (V.9) e do custo incremental correspondente, equação (V.10).

$$\int_0^{P_{gi}} (a_i + b_i \cdot P_{gi} + c_i \cdot P_{gi}^2) dP_{gi} = (a_i \cdot P_{gi} + \frac{1}{2} b_i \cdot P_{gi}^2 + \frac{1}{3} c_i \cdot P_{gi}^3) \quad V.9$$

$$CMA_i = \frac{\partial(FOB)}{\partial P_{gi}} = a_i + b_i \cdot P_{gi} + c_i \cdot P_{gi}^2 \quad V.10$$

O principal atrativo para a utilização da equação (V.9) é o fato de que o nível incremental de potência de cada unidade é dado pelo ponto de vista econômico total de operação (custo fixo e custos variáveis), ou seja, é possível fazer uma estimativa do nível de geração de cada unidade em relação ao custo operacional total da termoeletrica (\$/h).

Aplicando a função objetivo proposta ao sistema de potência anterior, Figura (V.5), tem-se os novos valores estimados de potência ativa gerada por cada uma das unidades geradoras existentes, Tabela (V.7), onde é possível verificar que a UTE₂ apresenta-se como sendo a térmica a suprir a demanda solicitada, sendo esta a decisão mais econômica conforme apresentada anteriormente, Tabela (V.6).

Tabela V.7– Estimativa da Potência de Saída: Nova Análise-Sistema Teste II.

	UTE ₁	UTE ₂	UTE ₃
P_g	0 MW	10 MW	0 MW

Outra informação que deve ser utilizada, visando um direcionamento ainda melhor da estimativa do nível de geração, diz respeito ao estado de operação (0-1) de cada termoeletrica no início do período de estudo, ou seja, a alocação das unidades geradoras na primeira hora de estudo. Como a programação da operação sempre parte

de uma condição inicial já existente, os valores de potência ativa gerada por cada uma das termoeletricas em operação mediante a demanda solicitada são conhecidas. As curvas de demanda, independente do sistema em análise, apresentam praticamente a mesma dinâmica já que facilmente se compreende que a demanda de energia e a atividade humana seguem ritmos semelhantes. Pode-se dizer que as unidades termométricas em operação nestas primeiras horas formam a base do sistema de geração e, portanto, tendem a permanecer em operação durante todo o período de estudo (SENJYU *et al*, 2003).

O conhecimento das potências geradas, pelas unidades que formam a base da geração no ponto de demanda mínima, faz com que se possam adotar as mesmas como limites mínimos de geração para as horas posteriores de operação, e conseqüentemente proporcionar um direcionamento ainda mais adequado dos níveis de geração para as demais unidades geradoras ao longo de todo período em análise. Entretanto, caso a condição inicial não corresponda à demanda mínima, a identificação das unidades que formam base da geração fica comprometida, e a utilização da informação referente à condição inicial não poderá ser empregada.

Não se deve perder de foco que o nível de potência aqui estimado não diz respeito à obtenção de um despacho ótimo, e sim de uma sinalização que seja capaz de indicar pelo custo total de operação (\$/h), quais unidades contribuem de forma mais contundente ou não ao atendimento à demanda horária solicitada. Esta estimativa torna-se pertinente para que se possa posteriormente, através dos multiplicadores de Lagrange associados às funções de decisão, fazer uma análise econômica mais direcionada no que diz respeito à decisão de operação (0-1).

V.4 Procedimentos Heurísticos

O estudo iniciado no final da década de 70 (GAREY e JOHNSON, 1979) é um marco para o entendimento dos obstáculos que se interpõem, entre uma possível solução teórica para um problema de natureza discreta, e sua implementação prática através dos instrumentos computacionais. O ponto principal da dificuldade da abordagem exata dos problemas conhecidos como NP-árduos, que correspondem a grande parte dos problemas de programação inteira, está na explosão combinatória dos métodos enumerativos. Por exemplo, um sistema elétrico de potência que possua dez unidades geradoras e um período de estudo de dez horas gera uma árvore na ordem de 2^{100} nós.

Um computador capaz de examinar 1,5 trilhões de nós por segundo dessa árvore levaria cerca de 537 milhões de anos para esgotar todas as possibilidades existentes de operação. Em virtude desta realidade tem-se verificado o surgimento significativo de um conjunto de técnicas e algoritmos computacionalmente muito eficientes, mas que não garantem a otimalidade de problemas de natureza discreta. Estes algoritmos são denominados heurísticos (GOLDBARG e LUNA, 2000).

A palavra heurística é derivada do grego “*heuriskein*”, que significa descobrir ou encontrar. Entretanto o significado da palavra, em otimização, vai um pouco além de sua raiz etimológica. Heurística refere-se a um método de busca de soluções em que não existe qualquer garantia de sucesso do ponto de vista da otimalidade. Assim, pode-se definir aqui uma heurística como sendo uma técnica de solução com baixo esforço computacional que é capaz de garantir a viabilidade ou a otimalidade das soluções encontradas ou até mesmo ambas, especialmente nas ocasiões em que as soluções iniciais viáveis estão próximas do ponto ótimo.

O desenvolvimento destes algoritmos deve atender a diversas questões práticas, tais como: eficiência, rapidez, legibilidade, facilidade de implementação, execução e manutenção, e o fornecimento de soluções satisfatórias. Estes aspectos justificam o emprego de algoritmos heurísticos, ao invés de algoritmos exatos, em um grande número de casos, correspondendo, inclusive, à única alternativa para certos problemas.

Nos últimos anos, o emprego de heurísticas (SHEBLE, 1990; WONG e DOAN, 1991; WANG *et al*, 2000; SENJYU *et al*, 2003) junto aos algoritmos baseados em listas de prioridades tem se apresentado como uma opção na busca de soluções economicamente atrativas com tempos computacionais aceitáveis. A metodologia proposta faz uso de heurísticas na colocação das UTEs em operação e principalmente no tratamento das restrições dinâmicas de operação (tempos mínimos de parada e partida das unidades termoelétricas de geração). A seguir estes pontos serão abordados detalhadamente.

V.4.1 Colocação das Unidades Termoelétricas em Operação

As termoelétricas devem ser colocadas em operação através da ordem de mérito estabelecida pela Matriz de Sensibilidade (MS), equação (V.5). Têm-se duas situações:

(i) análise sem a rede de transmissão: Neste caso, as termoelétricas podem ser colocadas em operação analisando somente os limites mínimos e máximos de geração

de cada unidade. Assim, as unidades são colocadas em operação de modo que as equações (V.11) e (V.12) sejam satisfeitas, uma vez que estas restrições garantem o atendimento à demanda e a reserva.

$$\sum Pg^{\min,ON}(t) \leq Pl(t) \quad \text{V.11}$$

$$\sum Pg^{\max,ON}(t) \geq Pl(t) + rg(t) \quad \text{V.12}$$

(ii) análise com a rede de transmissão: Neste caso, as equações (V.11) e (V.12) não garantem o atendimento à demanda e reserva, já que as restrições de transmissão passam a ter influência direta no atendimento à demanda. Ou seja, decisões de operação que dêem origem a uma capacidade de geração igual ou até superior a demanda solicitada não são garantias do suprimento de energia devido à eventual falta de capacidade de transmissão em trechos do sistema. Desta forma, o seguinte procedimento é adotado: Com a ordem de mérito estabelecida as UTEs são colocadas em operação de modo que as equações (V.11) e (V.12) sejam atendidas. A seguir, executa-se um fluxo de potência de modo a verificar a viabilidade das decisões de operação no que diz respeito ao atendimento a demanda. Se a solução for viável, parte-se para a próxima hora de operação. Caso contrário, deve-se colocar a próxima UTE da lista de prioridade em operação e executar novamente o fluxo de potência a fim de verificar novamente a viabilidade da solução. O processo é repetido até a obtenção de uma solução horária viável. A Figura (V.7) apresenta o fluxograma referente à colocação das UTEs em operação.

Ao final do processo descrito anteriormente obtém-se a programação parcial de operação. Denominou-se parcial porque as restrições referentes aos tempos mínimos de parada e partida até então, não foram consideradas na análise.

V.4.2 Tratamento dos Tempos Mínimos de Partida e Parada das UTEs

Sabe-se que o comportamento da demanda durante o período de operação é o fator determinante para a definição das transições dos possíveis estados (0-1) de cada uma das unidades geradoras. Sem uma visão dinâmica do comportamento da demanda, as decisões de acionamento ou desligamento das unidades tendem a ser equivocadas.

Por esta razão, optou-se em fazer a análise dos tempos mínimos das unidades somente depois da obtenção da programação parcial da operação. Isto porque através desta se tem um panorama geral de cada unidade geradora mediante o comportamento da demanda ao longo de todo período de operação.

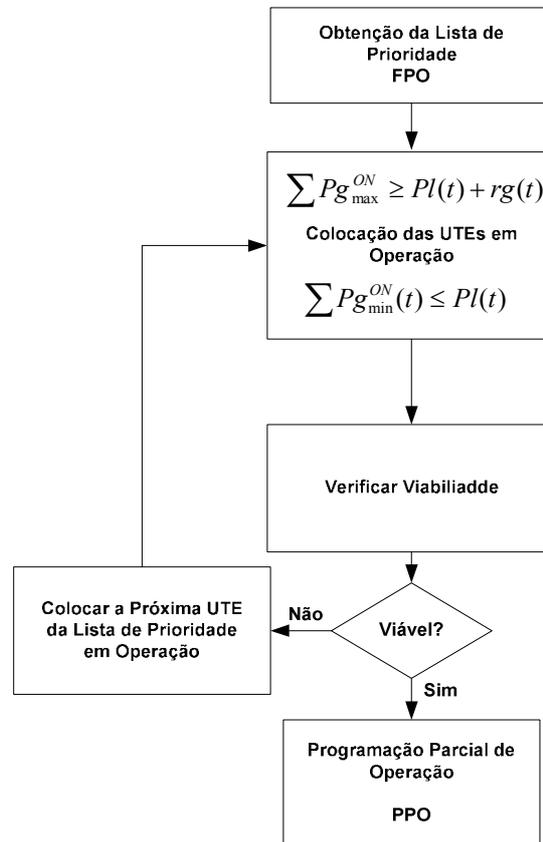


Figura V.7 – Colocação das UTEs em Operação.

Com base em (SENJYU *et al*, 2003), a seguinte análise heurística é proposta:

(i) identificação das unidades geradoras que tiveram violações em suas restrições de tempo mínimo de parada e/ou partida e o intervalo das mesmas;

(ii) tratamento das transições (0→1), ou seja, se o tempo de operação ($T_{i,k}^{on}$) da unidade- i localizada na barra- k , dentro do período mínimo de funcionamento, for maior ou igual a 2/3 de $TMP_{i,k}$ (Tempo Mínimo de Partida), liga-se a unidade. Caso contrário, mantém-se a unidade desligada;

(iii) o tratamento das transições (1→0) é feito de forma análoga, ou seja, se o tempo de desligamento ($T_{i,k}^{off}$) da unidade- i localizada na barra- k , dentro do período

mínimo de parada, for maior ou igual a $2/3$ de $TMD_{i,k}$ (Tempo Mínimo de Desligamento), desliga-se a unidade. Caso contrário mantém-se a unidade ligada.

A observação experimental de que a consideração de $2/3$ dos tempos mínimos é um bom critério de decisão, é puramente empírico, não havendo justificativa matemática. A Figura (V.8) ilustra os procedimentos heurísticos descritos acima.

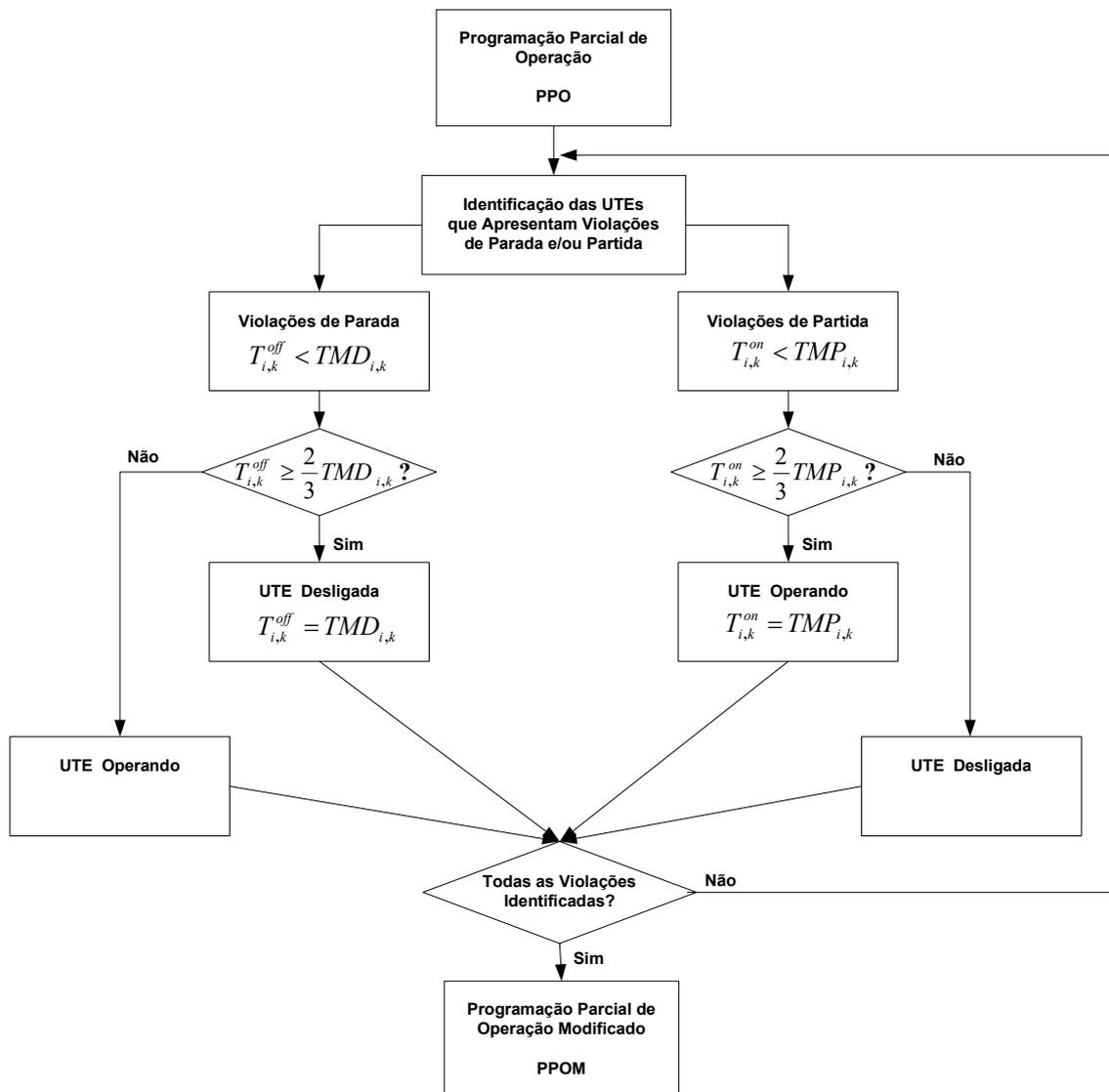


Figura V.8– Tratamento Heurístico dado aos Tempos mínimos de Parada e Partida.

Ocorrendo violações, modificações no plano parcial de operação são necessárias, e os seguintes cenários não desejáveis são encontrados: (i) excessos de reserva girante, que podem ser amenizados retirando de serviço unidades geradoras de pior classificação, desde que estes desligamentos não acarretem violações das restrições de tempo mínimo de partida das unidades retiradas; (ii) não atendimento à demanda e/ou

reserva que pode ser corrigido colocando em serviço as unidades geradoras de melhor classificação entre as desligadas, desde que estes acionamentos também não acarretem violações das restrições de tempo mínimo de parada das unidades colocadas em serviço. Caso os cenários descritos não sejam observados, mantém-se a programação horária de operação. A Figura (V.9) ilustra os procedimentos heurísticos descritos anteriormente.

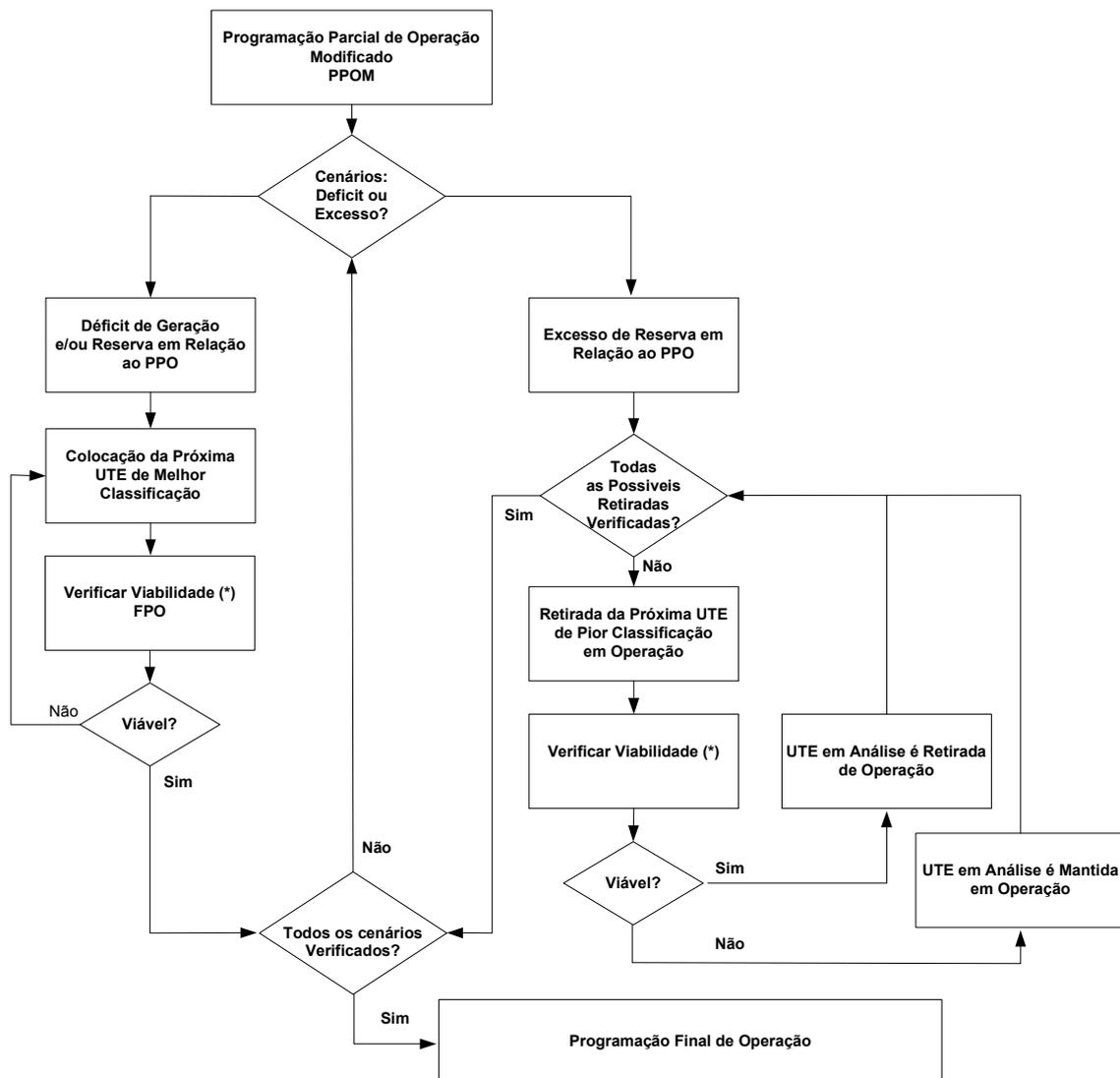


Figura V.9– Tratamento dado às Modificações no Plano Parcial de Operação.

Os procedimentos descritos acima devem ser realizados até a obtenção de uma solução totalmente viável, ou seja, que respeite as restrições de atendimento a demanda, reserva girante, tempos mínimos de parada e tempos mínimos de partida. Desta forma, chega-se a programação final de operação.

Para a análise sem a rede não há a necessidade de verificar a viabilidade da solução via fluxo de potência (*), veja figura anterior, já que as equações (V.11) e (V.12) garantem o atendimento à demanda e a reserva horária solicitada pelo sistema.

V.5 Despacho Econômico

Com a programação final de operação obtida parte-se para o problema referente ao despacho econômico, cujo objetivo é a determinação da potência ativa horária gerada por cada termoeletrica em operação. A metodologia proposta utiliza novamente o fluxo de potência ótimo baseado na metodologia primal-dual de pontos interiores (KARMAKAR, 1984; GRANVILLE, 1993; WRIGHT, 1997).

V.6 Sistema Tutorial

O índice de sensibilidade proposto é utilizado na obtenção da programação da operação de um sistema termoeletrico constituído por duas unidades geradoras, duas linhas de transmissão e um período de operação de dez horas. O sistema tutorial em análise é apresentado na Figura (V.10), onde as decisões de operação são representadas pelas Funções de Decisão de Operação (FDO).

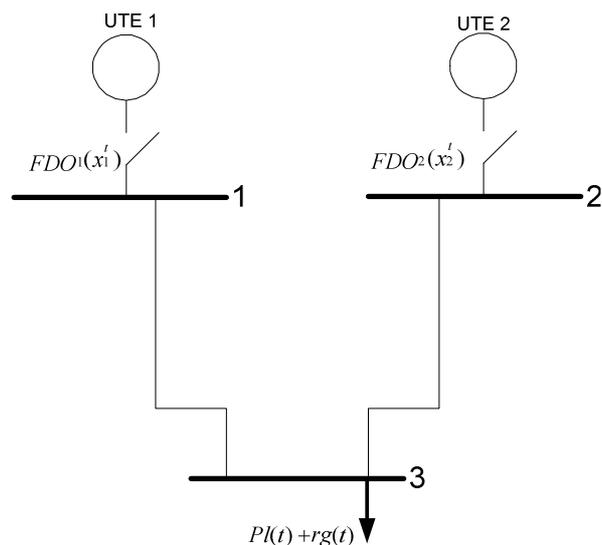


Figura V.10 – Sistema Tutorial – Modelagem Proposta.

Os dados do sistema são apresentados pelas Tabelas (V.8), (V.9) e (V.10), onde a reserva girante é considerada como sendo 10% da carga horária solicitada.

Tabela V.8 – Dados de Transmissão – Sistema Tutorial.

Circuito	de	para	Resistência (pu-Ω)	Reatância (pu-Ω)	Capacidade (pu-MW)
1	1	3	0,0652	0,1652	0,40
2	2	3	0,0970	0,3537	0,31

Potência Base= 100 MVA.

Tabela V.9 – Características das Termoelétricas – Sistema Tutorial.

Unidades	UTE ₁	UTE ₂
Pg_i^{\max}	100	100
Pg_i^{\min}	1	1
a_i	50	200
b_i	10	5
c_i	0	0
T_i^{on}	1	4
T_i^{off}	1	4
CP_i^q	200	115
CP_i^f	200	115
$cs h_i$	5	5
Barra	1	2
CI_i	+2	-3

onde:

CI_i Condição inicial de operação da unidade i (+) ON / (-) OFF

Para o sistema tutorial serão realizadas duas simulações: (i) sem a consideração da rede de transmissão; (ii) com a consideração da rede de transmissão.

Tabela V.10 – Dados de Demanda - Sistema Tutorial.

t (Horas)	$Pl(t)$ (MW)	t (Horas)	$Pl(t)$ (MW)
1	27,6	6	31,5
2	27,6	7	32,7
3	29,4	8	33,6
4	29,7	9	32,7
5	29,1	10	25,8

V.6.1 Simulação sem a consideração do sistema de transmissão–Barra Única

A não consideração dos limites de transmissão e das respectivas perdas ativas faz com que o sistema seja modelado como barra única. Neste caso, chega-se ao mesmo resultado adotando-se como nulas as resistências das linhas de transmissão, e como infinita a capacidade do sistema de transmissão.

A metodologia proposta resolve o problema da programação da operação através das seguintes etapas: (i) Estimativa do nível de geração; (ii) Obtenção dos multiplicadores de Lagrange; (iii) Procedimentos heurísticos; (iv) Despacho econômico.

V.6.1.1 Estimativa do Nível de Geração

Esta etapa tem como objetivo obter uma estimativa da contribuição de cada UTE ao atendimento à demanda, e assim, possibilitar uma análise econômica posterior de quais unidades devem ser colocadas em operação. Para tanto, algumas considerações devem ser observadas: (i) todas as termoeletricas são consideradas em operação, ($FDO_i(x'_i) = 1$); (ii) os limites inferiores de geração de todas as unidades geradoras são considerados nulos, ($Pg_i^{\min} = 0$); (iii) alteração da função objetivo original, para a minimização da área delimitada pelo custo operacional, equação (V.8), conforme abordado em seções anteriores. A etapa referente à estimativa de geração é formulada como:

$$\begin{aligned} \text{Min} [& FDO_{1,1}(x_1^t) \cdot \int_0^{Pg_{1,1}} (50 + 10 \cdot Pg_{1,1}^t) \cdot dPg_1 + \\ & + FDO_{2,2}(x_2^t) \cdot \int_0^{Pg_{2,2}} (200 + 5 \cdot Pg_{2,2}^t) \cdot dPg_2] \end{aligned}$$

sujeito a :

$$FDO_{1,1}(x_1^t) \cdot Pg_{1,1}^t - f_{13}(t) = 0 \quad (\lambda_{Pl1})$$

$$FDO_{2,2}(x_2^t) \cdot Pg_{2,2}^t - f_{23}(t) = 0 \quad (\lambda_{Pl2})$$

$$-Pl(t) - f_{32}(t) = 0 \quad (\lambda_{Pl3})$$

$$0 \leq Pg_{1,1}^t \leq 100 \quad (\pi_{lPg_1}, \pi_{uPg_1})$$

$$0 \leq Pg_{2,2}^t \leq 100 \quad (\pi_{lPg_2}, \pi_{uPg_2})$$

$$11 \leq x_1^t \leq 20 \quad (\pi_{lx_1}, \pi_{ux_1})$$

$$11 \leq x_2^t \leq 20 \quad (\pi_{lx_2}, \pi_{ux_2})$$

$$|f_{13}(t)| \leq +\infty$$

$$|f_{23}(t)| \leq +\infty$$

$$FDO_{1,1}(x_1^t) = \frac{e^{x_1^t} - 1}{e^{x_1^t} + 1} = 1$$

$$FDO_{2,2}(x_2^t) = \frac{e^{x_2^t} - 1}{e^{x_2^t} + 1} = 1$$

Como solução do FPO tem-se as estimativas horárias de geração para as duas termoelétricas, veja Tabela (V.11). Os níveis de potência aqui estimados têm como objetivo uma sinalização (\$/h) de quais unidades contribuem (MW) de forma mais contundente ao atendimento a demanda horária solicitada. Esta estimativa faz-se

pertinente para que posteriormente, através dos multiplicadores de Lagrange associados às funções de decisão, seja possível uma análise econômica mais direcionada no que diz respeito às decisões de operação.

Tabela V.11 – Estimativa Horária do Nível de Geração (MW)- Sem Rede.

Horas \ UTEs	1	2
1	14.2000	13.4000
2	14.2000	13.4000
3	14.8000	14.6000
4	14.9000	14.8000
5	14.7000	14.4000
6	15.5000	16.0000
7	15.9000	16.8000
8	16.2001	17.3999
9	15.9000	16.8000
10	13.6000	12.2000

V.6.1.2 Obtenção da Matriz de Sensibilidade

Com a estimativa do nível de geração de cada termoelétrica conhecida ($Pg_{1,1}^t$ e $Pg_{2,2}^t$), segue-se para a etapa referente à obtenção dos multiplicadores de Lagrange associados à função decisão de operação. Para tanto, alguns aspectos devem ser considerados: (i) intervalo rígido de canalização para o argumento da função decisão de operação $0 \leq x_i^t \leq 0,0001$; (ii) utilização das unidades de convergência (Pg_c), fictícias, onde o argumento da função decisão de operação destas unidades varia dentro do seguinte intervalo: $0 \leq x_c^t \leq 20$; (iii) imposição das injeções de potência ativa obtidas na etapa de estimação ($Pg_{1,1}^{t*}$ e $Pg_{2,2}^{t*}$) para as termoelétricas existentes. As justificativas para as considerações acima foram abordadas em seções anteriores.

A Figura (V.11) apresenta a modelagem proposta para o problema referente à obtenção dos multiplicadores de Lagrange associados às funções de decisão de operação, sendo a formulação apresentada a seguir:

$$\begin{aligned}
& \text{Min} [\quad FDO_{1,1}(x'_1).(50 + 10.Pg_{1,1}^{t*} + 200) \\
& \quad + FDO_{2,2}(x'_2).(200 + 5.Pg_{2,2}^{t*} + 115) \\
& \quad + FDO_{c1,1}(x'_{c1}).(50 + 10.Pg_{c1,1}^t + 200) \\
& \quad + FDO_{c2,2}(x'_{c2}).(200 + 5.Pg_{c2,2}^t + 115)]
\end{aligned}$$

sujeito a :

$$FDO_{1,1}(x'_1).Pg_{1,1}^{t*} + FDO_{c1,1}(x'_{c1}).Pg_{c1,1}^t - f_{13}(t) = 0 \quad (\lambda_{pl1})$$

$$FDO_{2,2}(x'_2).Pg_{2,2}^{t*} + FDO_{c2,2}(x'_{c2}).Pg_{c2,2}^t - f_{23}(t) = 0 \quad (\lambda_{pl2})$$

$$- Pl(t) - f_{32}(t) = 0 \quad (\lambda_{pl3})$$

$$\sum_{i=1}^2 FDO_{i,i}(x'_i).Pg_{i,i}^{\max} + \sum_{j=1}^2 FDO_{c_j,j}(x'_{c_j}).Pg_{c_j,j}^{\max} \geq Pl(t) + rg(t) \quad (\lambda_{rg})$$

$$1 \leq Pg_{c1,1}^t \leq 100 \quad (\pi_{lp_{gc1}}, \pi_{up_{gc1}})$$

$$1 \leq Pg_{c2,2}^t \leq 100 \quad (\pi_{lp_{gc2}}, \pi_{up_{gc2}})$$

$$0 \leq x'_1 \leq 0,0001 \quad (\pi_{ux_1})$$

$$0 \leq x'_2 \leq 0,0001 \quad (\pi_{ux_2})$$

$$0 \leq x'_{c1} \leq 20 \quad (\pi_{lx_{c1}}, \pi_{ux_{c1}})$$

$$0 \leq x'_{c2} \leq 20 \quad (\pi_{lx_{c2}}, \pi_{ux_{c2}})$$

$$|f_{13}(t)| \leq +\infty$$

$$|f_{23}(t)| \leq +\infty$$

$$FDO_{1,1}(x'_1) = FDO_{2,2}(x'_2) \cong 0$$

$$FDO_{c1,1}(x'_{c1}) = FDO_{c2,2}(x'_{c2}) = [0 - 1]$$

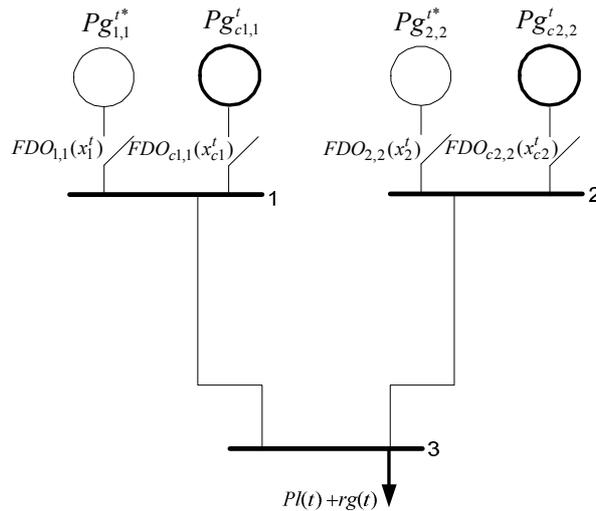


Figura V.11 – Modelagem Referente à Etapa de Obtenção da Sensibilidade.

Como solução do fluxo de potência ótimo tem-se os valores horários dos multiplicadores de Lagrange ($\pi_{ux_1}^t$ e $\pi_{ux_2}^t$) associados às funções de decisão de cada uma das unidades termoeletricas existentes e conseqüentemente a formação da Matriz de Sensibilidade (MS).

A matriz de sensibilidade informa o impacto da colocação de cada termoeletrica em operação na função objetivo. A Tabela (V.12) apresenta a matriz de sensibilidade obtida para a presente análise. Os valores negativos dos multiplicadores retratam a redução da função objetivo em relação à possibilidade de operação. A lista horária de prioridade é obtida através da ordenação crescente dos valores dos multiplicadores de Lagrange para cada hora dentro do período de operação, sendo esta apresentada pela Tabela (V.13).

Tabela V.12 – Multiplicadores de Lagrange - Matriz Sensibilidade – Sem Rede.

Horas \ UTEs	1	2
1	-3.6532	-3.4186
2	-3.6532	-3.4186
3	-3.8091	-3.7473
4	-3.8352	-3.8043
5	-3.7830	-3.6903
6	-3.9806	-4.1326
7	-4.0847	-4.3498
8	-4.1627	-4.5125
9	-4.0847	-4.3498
10	-3.5015	-3.2131

Tabela V.13 – Lista Horária de Prioridade – Ordem das Termoelétricas – Sem rede.

Horas \ Ordem	1	2
1	1	2
2	1	2
3	1	2
4	1	2
5	1	2
6	2	1
7	2	1
8	2	1
9	2	1
10	1	2

Com a lista de prioridade horária estabelecida pode-se então obter a programação parcial de operação, Tabela (V.14). Como as restrições do sistema de transmissão não são consideradas, as termoelétricas podem ser colocadas em operação diretamente pelas equações (V.11) e (V.12).

Tabela V.14 – Programação Parcial de Operação - Decisões Parciais – Sem Rede.

Horas \ UTEs	1	2
1	1	0
2	1	0
3	1	0
4	1	0
5	1	0
6	0	1
7	0	1
8	0	1
9	0	1
10	1	0

V.6.1.3 Procedimentos Heurísticos

Com a programação parcial obtida parte-se para a verificação da existência ou não de possíveis violações das restrições referentes aos tempos mínimos de parada e partida das unidades geradoras. Caso sejam verificadas violações, faz-se uso das heurísticas propostas, Figura (V.8). Caso contrário, tem-se a programação final de operação. Detalhes sobre as heurísticas propostas foram abordadas em seções anteriores.

Analisando a programação parcial de operação obtida e os tempos mínimos de parada (4h) e partida (4h) das termoelétricas, verifica-se que a programação parcial não apresenta violações, sendo assim, esta corresponde à programação final de operação.

V.6.1.4 Despacho Econômico

Com a programação final de operação obtida, definidas quais termoelétricas estão em operação ($FDO_i(x_i^t) = 1$) ou não ($FDO_i(x_i^t) = 0$), parte-se para a última etapa da metodologia proposta: a obtenção da potência ativa horária gerada pelas unidades em operação. A formulação desta etapa é apresentada abaixo, sendo os resultados obtidos pelo FPO apresentados pela Tabela (V.15).

$$\begin{aligned} \text{Min} [& FDO_{1,1}(x_1^t).(50 + 10.Pg_{1,1}^{t*}) + 200.(FDO_{1,1}(x_1^t) - FDO_{1,1}(x_1^{t-1})) \\ & + FDO_{2,2}(x_2^t).(200 + 5.Pg_{2,2}^{t*}) + 115.(FDO_{2,2}(x_2^t) - FDO_{2,2}(x_2^{t-1}))] \end{aligned}$$

sujeito a :

$$FDO_{1,1}(x_1^t).Pg_{1,1}^t - f_{13}(t) = 0 \quad (\lambda_{PI1})$$

$$FDO_{2,2}(x_2^t).Pg_{2,2}^t - f_{23}(t) = 0 \quad (\lambda_{PI2})$$

$$-PI(t) - f_{32}(t) = 0 \quad (\lambda_{PI3})$$

$$1 \leq Pg_{1,1}^t \leq 100 \quad (\pi_{IPg_{C1}}, \pi_{uPg_{C1}})$$

$$1 \leq Pg_{2,2}^t \leq 100 \quad (\pi_{IPg_{C2}}, \pi_{uPg_{C2}})$$

$$|f_{13}(t)| \leq +\infty$$

$$|f_{23}(t)| \leq +\infty$$

$$FDO_{1,1}(x_1^t) = 0 \quad \text{ou} \quad FDO_{1,1}(x_1^t) = 1$$

$$FDO_{2,2}(x_2^t) = 0 \quad \text{ou} \quad FDO_{2,2}(x_2^t) = 1$$

Tabela V.15 – Despacho Econômico (MW) – Sem Rede.

Horas \ UTEs	1	2
1	27.6000	0
2	27.6000	0
3	29.4000	0
4	29.7000	0
5	29.1000	0
6	0	31.5000
7	0	32.7000
8	0	33.6000
9	0	32.7000
10	25.8000	0

O custo operacional total é formado pelo custo operacional das termoeletricas e pelos custos de partida. Assim, de acordo com a programação final obtida, têm-se duas partidas: (i) partida da UTE₂ às 6h, cujo custo é de \$115,00; (ii) partida da UTE₁ às 10h, cujo custo é de \$200,00. O custo total de operação das duas termoeletricas dentro do período de operação é de aproximadamente \$3.759,56.

V.6.2 Simulação com a consideração do sistema de transmissão

Com a consideração da rede de transmissão, as restrições referentes aos limites máximos e mínimos de potência ativa passam a ter valores finitos, e as resistências das linhas valores não nulos. A consideração do sistema de transmissão e suas respectivas perdas ativas tornam a análise mais complexa, já que ambos passam a ser fatores relevantes no processo de decisão.

V.6.2.1 Estimativa do Nível de Geração

A nova formulação, considerando as restrições do sistema de transmissão e as respectivas perdas ativas, é apresentada a seguir:

$$\text{Min} \left[FDO_{1,1}(x_1^t) \cdot \int_0^{Pg_{1,1}} (50 + 10 \cdot Pg_{1,1}^t) \cdot dPg_1 + FDO_{2,2}(x_2^t) \cdot \int_0^{Pg_{2,2}} (200 + 5 \cdot Pg_{2,2}^t) \cdot dPg_2 \right]$$

sujeito a :

$$FDO_{1,1}(x_1^t).Pg_{1,1}^t - f_{13}(t) = 0 \quad (\lambda_{pl1})$$

$$FDO_{2,2}(x_2^t).Pg_{2,2}^t - f_{23}(t) = 0 \quad (\lambda_{pl2})$$

$$-Pl(t) - f_{32}(t) = 0 \quad (\lambda_{pl3})$$

$$0 \leq Pg_{1,1}^t \leq 100 \quad (\pi_{lPg_1}, \pi_{uPg_1})$$

$$0 \leq Pg_{2,2}^t \leq 100 \quad (\pi_{lPg_2}, \pi_{uPg_2})$$

$$11 \leq x_1^t \leq 20 \quad (\pi_{lx_1}, \pi_{ux_1})$$

$$11 \leq x_2^t \leq 20 \quad (\pi_{lx_2}, \pi_{ux_2})$$

$$|f_{13}(t)| \leq 40$$

$$|f_{23}(t)| \leq 31$$

$$FDO_{1,1}(x_1^t) = \frac{e^{x_1^t} - 1}{e^{x_1^t} + 1} = 1$$

$$FDO_{2,2}(x_2^t) = \frac{e^{x_2^t} - 1}{e^{x_2^t} + 1} = 1$$

Na formulação apresentada percebem-se as seguintes alterações em relação à análise, onde a rede de transmissão foi negligenciada: (i) inclusão das perdas ativas nas equações de balanço de potência, equação (III.7); (ii) limites de transmissão finitos.

Como solução do fluxo de potência ótima tem-se as estimativas horárias de geração, veja Tabela (V.16). Esta etapa faz-se pertinente para uma análise econômica mais direcionada, visto que o custo incremental das potências ativas estimadas considera, pela utilização da função objetivo proposta, a componente fixa do custo operacional e conseqüentemente uma sensibilidade melhor no que diz respeito às decisões de operação.

Tabela V16 – Estimativa Horária do Nível de Geração (MW) – Com Rede.

Horas	UTEs	1	2
1	1	14.3880	13.7760
2	2	14.3880	13.7760
3	3	15.0157	15.0314
4	4	15.1583	15.2025
5	5	14.9109	14.8219
6	6	17.0238	15.2030
7	7	18.2721	15.2030
8	8	19.2106	15.2030
9	9	18.2721	15.2030
10	10	13.7624	12.5249

V.6.2.2 Obtenção da Matriz de Sensibilidade

Conhecidas as estimativas das potências ativas geradas pelas unidades geradoras ($Pg_{1,1}^{t*}$ e $Pg_{2,2}^{t*}$) parte-se para a obtenção dos multiplicadores de Lagrange associados à função decisão de operação, e conseqüentemente para obtenção da matriz de sensibilidade. A nova formulação, considerando as restrições do sistema de transmissão e as respectivas perdas ativas, é apresentada a seguir:

$$\begin{aligned} \text{Min} [& FDO_{1,1}(x_1^t).(50 + 10.Pg_{1,1}^{t*} + 200) \\ & + FDO_{2,2}(x_2^t).(200 + 5.Pg_{2,2}^{t*} + 115) \\ & + FDO_{c1,1}(x_{c1}^t).(50 + 10.Pg_{c1,1}^t + 200) \\ & + FDO_{c2,2}(x_{c2}^t).(200 + 5.Pg_{c2,2}^t + 115)] \end{aligned}$$

sujeito a :

$$FDO_{1,1}(x_1^t).Pg_{1,1}^{t*} + FDO_{c1,1}(x_{c1}^t).Pg_{c1,1}^t - f_{13}(t) = 0 \quad (\lambda_{pl1})$$

$$FDO_{2,2}(x_2^t).Pg_{2,2}^{t*} + FDO_{c2,2}(x_{c2}^t).Pg_{c2,2}^t - f_{23}(t) = 0 \quad (\lambda_{pl2})$$

$$- Pl(t) - f_{32}(t) = 0 \quad (\lambda_{pl3})$$

$$\sum_{i=1}^2 FDO_{i,i}(x_i^t).Pg_{i,i}^{\max} + \sum_{j=1}^2 FDO_{c_j,j}(x_{c_j}^t).Pg_{c_j,j}^{\max} \geq Pl(t) + rg(t) \quad (\lambda_{rg})$$

$$1 \leq Pg_{c1,1}^t \leq 100 \quad (\pi_{IPg_{c1}}, \pi_{uPg_{c1}})$$

$$1 \leq Pg_{c2,2}^t \leq 100 \quad (\pi_{IPg_{c2}}, \pi_{uPg_{c2}})$$

$$0 \leq x_1^t \leq 0,0001 \quad (\pi_{ux_1})$$

$$0 \leq x_2^t \leq 0,0001 \quad (\pi_{ux_2})$$

$$0 \leq x_{c1}^t \leq 20 \quad (\pi_{lx_{c1}}, \pi_{ux_{c1}})$$

$$0 \leq x_{c2}^t \leq 20 \quad (\pi_{lx_{c2}}, \pi_{ux_{c2}})$$

$$|f_{13}(t)| \leq 40$$

$$|f_{23}(t)| \leq 31$$

$$FDO_{1,1}(x_1^t) = FDO_{2,2}(x_2^t) \cong 0$$

$$FDO_{c1,1}(x_{c1}^t) = FDO_{c2,2}(x_{c2}^t) = [0 - 1]$$

Como solução tem-se os valores horários dos multiplicadores de Lagrange ($\pi_{ux_1}^t$ e $\pi_{ux_2}^t$) e conseqüentemente a formação da matriz de sensibilidade, Tabela (V.17).

Tabela V.17 – Multiplicadores de Lagrange - Matriz Sensibilidade – Com Rede.

Horas \ UTEs	1	2
1	-3.7277	-3.6201
2	-3.7277	-3.6201
3	-3.8826	-3.9715
4	-3.9188	-4.0179
5	-3.8585	-3.9147
6	-6.8010	-4.0057
7	-7.3037	-4.0057
8	-7.6815	-4.0058
9	-7.3037	-4.0057
10	-3.5649	-3.2822

A lista horária de prioridade é obtida através da ordenação crescente dos valores dos multiplicadores de Lagrange para cada hora dentro do período de operação, sendo esta apresentada pela Tabela (V.18).

Tabela V.18 – Lista Horária de Prioridade – Ordem das Termoelétricas – Com Rede.

Horas \ Ordem	1	2
1	1	2
2	1	2
3	2	1
4	2	1
5	2	1
6	1	2
7	1	2
8	1	2
9	1	2
10	1	2

Com a lista de prioridade horária estabelecida, as termoelétricas são colocadas em operação. Entretanto, ao contrário da análise onde a rede de transmissão não foi considerada, decisões de operação que dão origem a uma capacidade de geração igual ou até superior a demanda solicitada não são garantias do suprimento de energia devido à eventual falta de capacidade de transmissão em trechos do sistema. Torna-se necessária a execução de um fluxo de potência adicional, de modo a verificar a viabilidade das decisões de operação. Se a solução for viável, parte-se para a próxima hora de operação. Caso contrário, deve-se colocar a próxima UTE da lista de prioridade em operação, e verificar novamente a viabilidade da solução. O processo é repetido até a obtenção de uma solução horária viável. A Tabela (V.19) apresenta a programação parcial de operação após a execução desta etapa.

Tabela V.19 – Programação Parcial de Operação- Decisões Parciais – Com Rede.

Horas \ UTEs	1	2
1	1	0
2	1	0
3	0	1
4	0	1
5	0	1
6	1	0
7	1	0
8	1	0
9	1	0
10	1	0

V.6.2.3 Procedimentos Heurísticos

Com a programação parcial obtida, parte-se para a verificação da existência ou não de possíveis violações das restrições referentes aos tempos mínimos de parada e partida das unidades geradoras. Sendo detectadas violações, dá-se início ao tratamento heurístico proposto. Caso contrário, tem-se a programação final de operação.

Analisando a programação parcial de operação obtida, Tabela (V.19), e os tempos mínimos de parada e partida das termoeletricas, verifica-se que a UTE₂ apresenta violação em seu tempo mínimo de partida (4hs).

A UTE₂ foi colocada em operação às 3hs e deveria permanecer em operação até às 7hs. Entretanto, às 6hs, a termoeletrica foi retirada de operação violando o tempo mínimo de partida que é de 4 horas. Pela heurística proposta, dentro do período mínimo de desligamento (3hs-7hs), é possível verificar que a unidade permaneceu em operação por um período superior a 2/3 do tempo mínimo de partida. Portanto, a unidade geradora deve ser mantida em operação até às 7hs. Entretanto, esta imposição de operação ocasiona uma modificação na programação parcial de operação, veja Tabela (V.20).

Tabela V.20 – Modificação na Programação Parcial de Operação.

Horas \ UTEs	1	2
1	1	0
2	1	0
3	0	1
4	0	1
5	0	1
6	1	1
7	1	0
8	1	0
9	1	0
10	1	0

Com a modificação na programação parcial de operação descrita anteriormente o seguinte cenário não desejável é observado:

- Excesso de reserva girante com a colocação da UTE₂ em serviço às 6hs. Diante deste cenário, parte-se para o desligamento das unidades em operação de pior classificação, desde que estes não ocasionem novas violações. Em particular, como o sistema é composto por apenas duas

unidades geradoras, verificou-se que não é possível a retirada da UTE₁ de operação. Veja Figura (V.9).

Com o procedimento heurístico descrito chega-se a uma solução totalmente viável, a qual satisfaça as restrições de reserva girante, atendimento a demanda, tempos mínimos de parada e partida das unidades, ou seja, a programação final de operação, apresentada na Tabela (V.21).

Tabela V.21 – Programação Final de Operação - Decisões Finais – Com Rede.

Horas \ UTEs	1	2
1	1	0
2	1	0
3	0	1
4	0	1
5	0	1
6	1	1
7	1	0
8	1	0
9	1	0
10	1	0

V.6.2.4 Despacho Econômico

Com a programação final de operação obtida parte-se para a última etapa da metodologia proposta: a obtenção da potência ativa horária gerada pelas unidades em operação. A formulação desta etapa é apresentada a seguir:

$$\begin{aligned} \text{Min} [& FDO_{1,1}(x_1^t).(50 + 10.Pg_{1,1}^{t*}) + 200.(FDO_{1,1}(x_1^t) - FDO_{1,1}(x_1^{t-1})) \\ & + FDO_{2,2}(x_2^t).(200 + 5.Pg_{2,2}^{t*}) + 115.(FDO_{2,2}(x_2^t) - FDO_{2,2}(x_2^{t-1}))] \end{aligned}$$

sujeito a :

$$FDO_{1,1}(x_1^t).Pg_{1,1}^t - f_{13}(t) = 0 \quad (\lambda_{p11})$$

$$FDO_{2,2}(x_2^t).Pg_{2,2}^t - f_{23}(t) = 0 \quad (\lambda_{p12})$$

$$-Pl(t) - f_{32}(t) = 0 \quad (\lambda_{p13})$$

$$1 \leq Pg_{1,1}^t \leq 100$$

$$(\pi_{lPg_{C1}}, \pi_{uPg_{C1}})$$

$$1 \leq Pg_{2,2}^t \leq 100$$

$$(\pi_{lPg_{C2}}, \pi_{uPg_{C2}})$$

$$|f_{13}(t)| \leq 40$$

$$|f_{23}(t)| \leq 31$$

$$FDO_{1,1}(x_1^t) = 0 \quad \text{ou} \quad FDO_{1,1}(x_1^t) = 1$$

$$FDO_{2,2}(x_2^t) = 0 \quad \text{ou} \quad FDO_{2,2}(x_2^t) = 1$$

Como solução do FPO tem-se as potências horárias geradas por cada termoelétrica em operação, Tabela (V.22). A Tabela (V.23) apresenta as perdas ativas horárias do sistema de transmissão.

Tabela V.22 – Despacho Econômico (MW) – Com Rede.

Horas \ UTEs	1	2
1	28.0366	0
2	28.0366	0
3	0	30.2012
4	0	30.5178
5	0	29.8847
6	1.3638	31.0000
7	33.3146	0
8	34.2492	0
9	33.3146	0
10	26.1811	0

Tabela V.23 – Perdas Ativas (MW) do Sistema de Transmissão.

Horas	Perdas
1	0.4366
2	0.4366
3	0.8012
4	0.8178
5	0.7847
6	0.8636
7	0.6146
8	0.6492
9	0.6146
10	0.3811

De acordo com a programação final obtida, têm-se duas partidas: (i) partida da UTE₂ às 3hs, cujo custo é de \$115,00; (ii) partida da UTE₁ às 7hs, cujo custo é de \$200,00. O custo de operação das duas termoeletricas dentro do período de operação é de aproximadamente \$3.601,25. Assim, o custo total é de \$3.916,25.

V.7 Influência do Sistema de Transmissão nas Tomadas de Decisão

A fim de analisar os resultados apresentados, decidiu-se confrontar as curvas referentes aos custos operacionais das duas termoeletricas existentes, Figura (V.12).

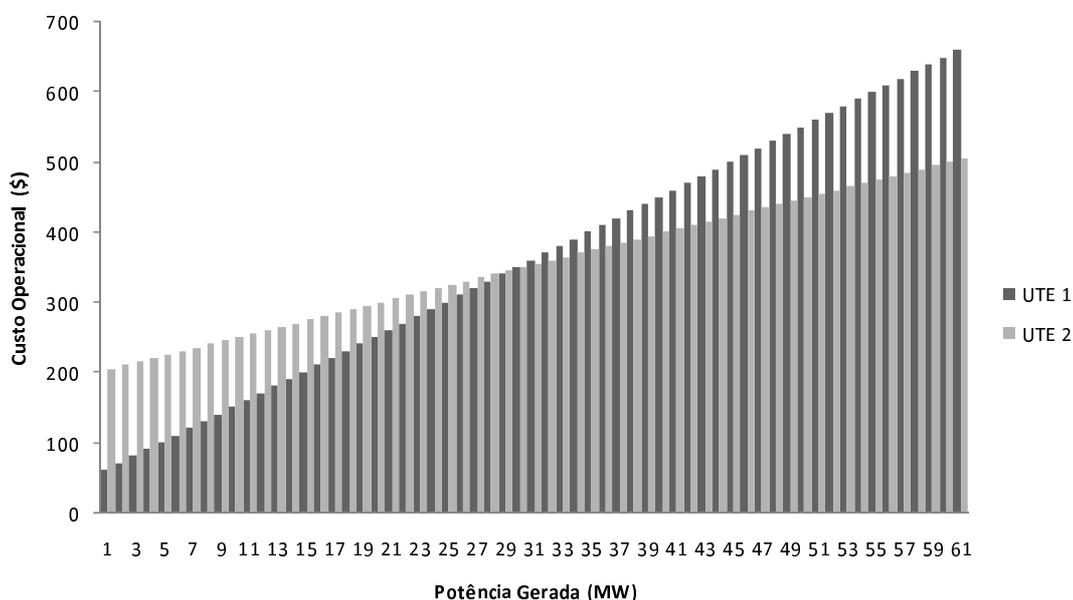


Figura V.12- Confronto entre os Custos Operacionais: UTE₁ x UTE₂

Analisando a Figura (V.13), pode-se observar que:

- Para um nível de carregamento inferior a 30 MW, a UTE₁ se apresenta como a mais econômica;
- Para um nível de carregamento superior a 30 MW, a UTE₂ se apresenta como a mais econômica;
- Para um nível de carregamento igual ou muito próximo a 30 MW, praticamente, ambas as termoeletricas apresentam o mesmo custo operacional.

Diante das conclusões acima, pode-se verificar que a solução obtida pelo índice de sensibilidade proposto, para a análise sem a consideração do sistema de transmissão, retrata de maneira fiel o comportamento apresentado pela Figura (V.13). Ou seja, a sensibilidade proposta indicou corretamente as unidades geradoras a serem colocadas em operação, capturando a mudança econômica apresentada.

Com a consideração do sistema de transmissão e das respectivas perdas ativas, alterações na matriz de sensibilidade foram observadas e serão abordadas a seguir.

V.7.1 Influência das Perdas Ativas do Sistema de Transmissão

As primeiras alterações na matriz de sensibilidade foram detectadas no período que compreende o intervalo das três às cinco horas, sendo as perdas ativas responsáveis por estas alterações. Isto porque no intervalo mencionado, as perdas ativas do sistema elevam a demanda solicitada para um patamar igual ou acima de 30 MW, e assim, como apresentado graficamente, a UTE_2 passa a ser mais econômica do que a UTE_1 (3hs-4hs) ou apresenta praticamente o mesmo custo operacional (5hs).

V.7.2 Influência dos Limites de Transmissão

As demais modificações na matriz de sensibilidade foram detectadas no período que compreende o intervalo das seis às nove horas, sendo as restrições do sistema de transmissão responsáveis por estas alterações. No intervalo mencionado, a UTE_2 , que pelo patamar de carga solicitado (acima de 31 MW) corresponde à unidade mais econômica, não pode atender a demanda integralmente devido à falta de capacidade de transmissão. Assim, o índice de sensibilidade indica, corretamente, a UTE_1 como a alternativa mais econômica, visto que a capacidade de transmissão conectada a esta unidade geradora é de 40 MW.

A Figura (V.13) apresenta o gráfico comparativo entre os custos operacionais obtidos para as simulações realizadas. É possível verificar que a não consideração do sistema de transmissão faz com que as programações de operação obtidas sejam mais econômicas. Entretanto, para uma programação de operação segura, que possa ser aplicada na prática e com indicativos econômicos mais realistas, a consideração das

restrições da transmissão e suas respectivas perdas são fatores importantes a serem considerados na tomada de decisão.



Figura V.13- Custos Operacionais: sem rede x com rede.

Pôde-se verificar que a sensibilidade proposta indicou corretamente as unidades geradoras a serem colocadas em operação. A consideração das restrições de transmissão e das perdas ativas podem ser fatores relevantes no que diz respeito às decisões de operação, ou seja, a não representação da rede de transmissão no problema pode levar a tomada de decisões tecnicamente inviáveis e/ou menos econômicas.

V.8 Conclusões

Neste capítulo foram apresentados detalhes da formulação, da modelagem e da metodologia proposta para a resolução do problema referente à programação da operação de unidades termoeletricas de geração.

As decisões de operação modeladas pela função sigmoideal foram incorporadas ao problema de otimização através das equações originais do modelo CC, e as não linearidades foram tratadas pelo método de pontos interiores. Devido a não convexidade da região de solução, partiu-se para a utilização dos multiplicadores de Lagrange referentes às funções de decisão.

A área delimitada pela curva do custo operacional mostrou-se mais adequada à questão relacionada às decisões de operação, visto que o nível incremental de potência de cada unidade é dado pelo ponto de vista econômico total de operação (custo fixo e custos variáveis). Com isso, é possível fazer uma estimativa do nível de geração de cada unidade em relação ao custo operacional total da usina termoeletrica (\$/h).

Procedimentos heurísticos foram adotados com o objetivo de contornar aspectos complicadores inerentes ao problema e suprir algumas deficiências. Além disso, através de um pequeno sistema tutorial foram abordados aspectos sobre a formulação utilizada e metodologia proposta na obtenção da programação da operação de sistemas termoeletricos de geração.

Entre as principais contribuições da metodologia proposta tem-se: *(i)* relaxamento da variável discreta de decisão através de uma função contínua com características próximas à representação real discreta (função degrau unitário); *(ii)* utilização dos multiplicadores de Lagrange associados às variáveis de decisão; *(iii)* incorporação da componente fixa dos custos operacionais das unidades termoeletricas e da variação da carga pelo índice de sensibilidade proposto, visto que estes fatores são negligenciados ou parcialmente considerados pelos demais índices encontrados na literatura; *(iv)* A inclusão da rede elétrica e suas respectivas perdas ativas, uma vez que esta abordagem é incipiente na literatura.

Capítulo VI

Estudo de Casos

VI.1 Considerações Iniciais

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados obtidos pela metodologia proposta para a resolução do problema referente à programação da operação de unidades termoeletricas de geração. Para tanto, serão utilizados sistemas termoeletricos de geração encontrados na literatura especializada. O estudo de casos será dividido em duas análises: (i) Sem a consideração da rede de transmissão; (ii) Considerando a rede de transmissão. Os resultados alcançados pela metodologia proposta serão comparados com os resultados obtidos pelos índices clássicos de sensibilidade apresentados no capítulo IV e por algumas metodologias encontradas na literatura especializada, tais como:

- ◆ Lagrangian Relaxation (LR) (KAZARLIS *et al*,1996);
- ◆ Enhanced Lagrangian Relaxation (ELR) (ONGSAKUL, 2004);
- ◆ Dynamic Programming-Lagrangian Relaxation (DPLR) (ONGSAKUL,2004);
- ◆ Genetic Algorithm on Characteristic Classification (GAUC) (SENJYU *et al*, 2002);
- ◆ Integer Coded Genetic Algorithm (ICGA) (DAMOUSIS *et al*,2004);
- ◆ Hybrid Particle Swarm Optimization (HPSO) (TING *et al*, 2006);
- ◆ Priority List Based Evolutionary Algorithm (PLEA) (SRINIVASAN *et al*,2004);
- ◆ Evolutionary Programming (EP) (JUSTE *et al*, 1999);
- ◆ Improve Particle Swarm Optimization (IPSO) (ZHAO *et al*, 2006);
- ◆ Absolutely Stochastic Simulated Annealing (ASSA) (AHMED *et al*, 2006);
- ◆ Stochastic Priority List (SPL) (SENJYU *et al*, 2006);
- ◆ Ant Colony Search Algorithm (ACSA) (SUM e ONGSAKUL, 2003);
- ◆ Particle Swarm-Simulated Annealing (PSSA) (NASSER *et al*, 2007);
- ◆ Lagrangian Relaxation-Genetic Algorithm(LRGA) (CHENG *et al*, 2000);
- ◆ Seed Memetic Algorithm(SMA) (VALENZUELA *et al*, 2002);
- ◆ Extended Priority List (EPL) (SENJYU *et al*, 2003);

- ◆ Fuzzy Optimization (FO) (SAADAWI *et al*, 2004);
- ◆ Enhanced Merit Order–Augmented Lagrange Hopfield (EMO-ALH) (DIEU *et al*, 2006);
- ◆ Particle Swarm Optimization (PSO) (ZHAO *et al*, 2006);
- ◆ Constraint Logic Programming (CLP) (HUANG *et al*, 1998);
- ◆ Particle Swarm Optimization – Lagrangian Relaxation (PSO-LR) (BALCI *et al*, 2004).

VI.2 Aspectos Computacionais

A metodologia proposta foi implementada em MATLAB versão 6.1 e o ambiente computacional utilizado para o processamento dos casos foi um computador Pentium IV, 2.0 GHz e 512 Mb RAM. Os dados dos sistemas de geração utilizados estão contidos no apêndice B.

Um aspecto relevante, considerando a natureza combinatória do problema, é a questão relacionada ao tempo de processamento. Entretanto, as diferenças de linguagens de programação e de computadores na execução das metodologias encontradas na literatura fazem com que comparações diretas entre os tempos computacionais não sejam possíveis. De modo a ajustar os tempos de processamento das diversas metodologias e tornar as comparações entre os tempos de processamento viáveis, adotou-se um determinado valor para o tempo de execução (segundos) e uma determinada frequência de CPU (GHz) como bases. Assim, convertem-se os tempos de processamento obtidos pelas diversas configurações para as bases adotadas (DIEU *et al*, 2007). A frequência base adotada é de 2 GHz, a qual corresponde à frequência da CPU utilizada para a simulação da metodologia proposta, e o tempo base adotado corresponde ao tempo de processamento obtido pela metodologia proposta para cada um dos casos analisados. A Tabela (VI.1) apresenta as metodologias utilizadas na comparação dos tempos de processamento e as respectivas frequências das CPUs.

Tabela VI.1 – Frequência das CPUs.

Metodologias	CPU	Metodologias	CPU
PROPOSTA	2 GHz	SPL	1.5 GHz
DPLR	1.6 GHz	ASSA	1.2 GHz
ICGA	1.2 GHz	ELR	1.6 GHz

VI.3 Análise sem a consideração do sistema de transmissão

A ausência da rede de transmissão na modelagem do problema pôde ser observada na literatura especializada durante a pesquisa, sendo a maioria dos sistemas termoeletricos modelados como barra única. Os casos apresentados nesta seção referem-se aos principais sistemas termoeletricos de geração encontrados e analisados pela literatura, onde a rede de transmissão não é considerada. Os dados técnicos e econômicos das termoeletricas e da demanda horária solicitada pelo sistema são apresentados no apêndice B.

VI.3.1 Caso A

O sistema termoeletrico de geração proposto por Kazarlis é indiscutivelmente o mais difundido na literatura especializada, sendo constituído originalmente por dez unidades termoeletricas de geração e um período de operação de vinte e quatro horas. Variações no número de unidades, 20-40-60-80-100, também são encontradas para este sistema. Nestas situações, duplicações proporcionais dos dados de geração e carga do sistema original, são realizadas de modo a formar os novos sistemas.

A Tabela (VI.2) apresenta a ordem de grandeza referente ao número total de combinações de operação para cada uma das variações existentes na literatura para o sistema em questão, onde se percebe a dimensão e a dificuldade do problema.

Tabela VI.2- Número de combinações –Sistema Kazarlis.

Caso	Unidades Termoeletricas	Combinações
A10	10	$(2^{10} - 1)^{24} \cong 10^{72}$
A20	20	$(2^{20} - 1)^{24} \cong 10^{144}$
A40	40	$(2^{40} - 1)^{24} \cong 10^{288}$
A60	60	$(2^{60} - 1)^{24} \cong \infty$
A80	80	$(2^{80} - 1)^{24} \cong \infty$
A100	100	$(2^{100} - 1)^{24} \cong \infty$

A Figura (VI.1) ilustra o sistema Kazarlis de acordo com a modelagem proposta, onde são representadas as unidades termoeletricas (UTEs) e as respectivas funções de decisão (FDO), sendo que estas últimas representam as possíveis decisões de operação.

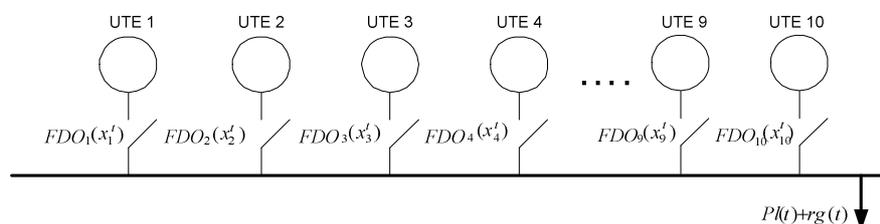


Figura VI.1 – Modelagem proposta para o sistema Kazarlis.

O primeiro passo na obtenção da programação de operação consiste em obter uma estimativa do nível de geração de cada termoeletrica existente no sistema diante da demanda solicitada. Esta estimativa é importante, pois possibilita a sensibilidade proposta incorporar a variação da demanda e, a realização de uma análise econômica, já que o custo operacional é função da potência gerada. As seguintes considerações devem ser observadas: (i) todas as unidades geradoras são consideradas em operação; (ii) os limites mínimos de geração devem ser relaxados; (iii) utiliza-se como função objetivo a área delimitada pela curva referente ao custo operacional; (iv) verificar se a condição inicial CI_i de operação é referente ao ponto de demanda mínima, de modo a promover um direcionamento ainda melhor da contribuição (MW) das demais unidades geradoras ao atendimento a demanda durante todo o período de operação, 24 horas. A Figura VI.2 mostra a curva diária de carga para o sistema Kazarlis.

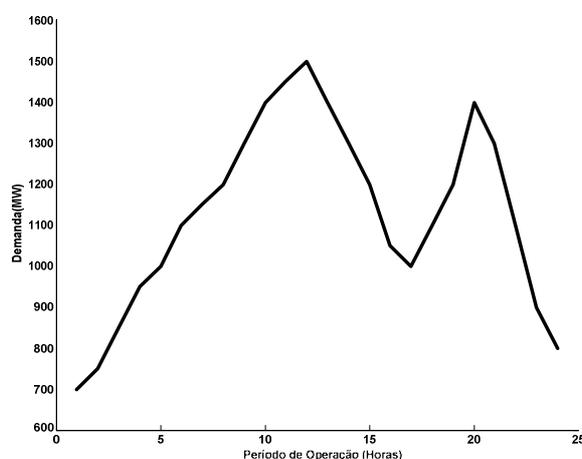


Figura VI.2 - Curva de demanda – Sistema Kazarlis.

Pela Figura (VI.2), verifica-se que a primeira hora de operação corresponde ao ponto de demanda mínima. De acordo com a condição inicial de operação dada, as termoeletricas que formam a base da geração correspondem a UTE_1 e UTE_2 , sendo as respectivas potências ativas geradas conhecidas. O conhecimento real das potências geradas, por estas unidades para o ponto de demanda mínima, faz com que se possam adotar as mesmas como sendo os limites mínimos de geração para as horas subsequentes e, conseqüentemente proporcionar um direcionamento ainda mais adequado dos níveis de geração das demais unidades geradoras ao longo de todo período em análise. O problema de otimização é resolvido pela metodologia primal dual de pontos interiores, e os resultados são apresentados pela Tabela (VI.3), onde é possível observar a estimativa de potência ativa para cada uma das dez termoeletricas existentes durante as vinte e quatro horas de operação.

Tabela VI.3- Estimativa Horária do Nível de Geração (MW) – A10.

Horas \ UTEs	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	455	245	0	0	0	0	0	0	0	0
2	455	245	2	3	14	15	9	3	2	2
3	455	245	19	20	28	26	19	13	13	12
4	455	245	35	37	42	37	29	24	23	22
5	455	245	44	45	49	42	34	30	28	27
6	455	245	61	62	64	52	44	41	39	38
7	455	245	70	71	71	57	49	46	44	43
8	455	245	78	80	78	61	54	52	49	48
9	455	245	99	101	95	73	67	55	55	55
10	455	245	126	128	118	80	83	55	55	55
11	455	245	130	130	160	80	85	55	55	55
12	455	293	130	130	162	80	85	55	55	55
13	455	245	126	128	118	80	83	55	55	55
14	455	245	99	101	95	73	67	55	55	55
15	455	245	78	80	78	61	54	52	49	48
16	455	245	52	54	57	47	39	35	33	33
17	455	245	44	45	49	42	34	30	28	27
18	455	245	61	62	64	52	44	41	39	38
19	455	245	78	80	78	61	54	52	49	48
20	455	245	126	128	118	80	83	55	55	55
21	455	245	99	101	95	73	67	55	55	55
22	455	245	61	62	64	52	44	41	39	38
23	455	245	27	28	35	32	24	19	18	17
24	455	245	10	11	21	21	14	8	7	7

A estimativa apresentada tem como objetivo identificar entre as unidades geradoras existentes, quais contribuem de forma mais contundente ao atendimento à demanda horária solicitada. Com a estimativa do nível de geração de cada termoeletrica conhecida pode-se dar início a etapa de obtenção da sensibilidade proposta, devendo-se

considerar: (i) intervalo rígido de canalização para argumento da FDO para as unidades existentes no sistema; (ii) consideração das potências obtidas na etapa de estimação;(iii) inserção da unidade de convergência (fictícia) ao problema, cuja característica é o alto custo operacional quando comparada com as unidades existentes.

Diante das considerações acima, o processo de otimização irá inicialmente tentar colocar as termoeletricas mais econômicas em operação, porém com a imposição estabelecida ao argumento da FDO ($0 \leq x' \leq 0,0001$) das unidades existentes, as restrições de balanço de potência e reserva girante só poderão ser atendidas através da unidade de convergência ($0 \leq x'_c \leq 20$). Com isso, têm-se valores para os multiplicadores de Lagrange associados aos argumentos das funções de decisão das unidades geradoras existentes e conseqüentemente a matriz de sensibilidade, Tabela (VI.4). Os valores negativos dos multiplicadores retratam a redução da função objetivo em relação à tendência de colocação das unidades em operação.

Tabela VI.4- Multiplicadores de Lagrange - Matriz Sensibilidade - A10.

Horas \ UTEs	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	-2.2809	-1.2266	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000
2	-2.1501	-1.1559	-0.0025	-0.0075	-0.0615	-0.0666	-0.0369	-0.0074	-0.0026	-0.0026
3	-1.9223	-1.0327	-0.0737	-0.0781	-0.1135	-0.1052	-0.0737	-0.0474	-0.0472	-0.0429
4	-1.7471	-0.9380	-0.1281	-0.1360	-0.1563	-0.1369	-0.1039	-0.0838	-0.0797	-0.0758
5	-1.6726	-0.8977	-0.1556	-0.1595	-0.1750	-0.1490	-0.1171	-0.1015	-0.0938	-0.0901
6	-1.5441	-0.8283	-0.2012	-0.2048	-0.2118	-0.1707	-0.1405	-0.1295	-0.1223	-0.1188
7	-1.4887	-0.7983	-0.2233	-0.2269	-0.2268	-0.1805	-0.1510	-0.1405	-0.1335	-0.1300
8	-1.4380	-0.7709	-0.2410	-0.2476	-0.2409	-0.1866	-0.1609	-0.1538	-0.1439	-0.1406
9	-1.3485	-0.7225	-0.2882	-0.2945	-0.2757	-0.2096	-0.1876	-0.1523	-0.1515	-0.1512
10	-1.2722	-0.6812	-0.3475	-0.3534	-0.3236	-0.2166	-0.2196	-0.1430	-0.1423	-0.1420
11	-1.2380	-0.6628	-0.3490	-0.3493	-0.4281	-0.2106	-0.2187	-0.1389	-0.1382	-0.1379
12	-1.2063	-0.7708	-0.3399	-0.3403	-0.4222	-0.2050	-0.2127	-0.1351	-0.1343	-0.1340
13	-1.2722	-0.6812	-0.3475	-0.3534	-0.3236	-0.2166	-0.2196	-0.1430	-0.1423	-0.1420
14	-1.3485	-0.7225	-0.2882	-0.2945	-0.2757	-0.2096	-0.1876	-0.1523	-0.1515	-0.1512
15	-1.4380	-0.7709	-0.2410	-0.2476	-0.2409	-0.1866	-0.1609	-0.1538	-0.1439	-0.1406
16	-1.6051	-0.8612	-0.1774	-0.1848	-0.1958	-0.1602	-0.1292	-0.1143	-0.1069	-0.1067
17	-1.6726	-0.8977	-0.1556	-0.1595	-0.1750	-0.1490	-0.1171	-0.1015	-0.0938	-0.0901
18	-1.5441	-0.8283	-0.2012	-0.2048	-0.2118	-0.1707	-0.1405	-0.1295	-0.1223	-0.1188
19	-1.4380	-0.7709	-0.2410	-0.2476	-0.2409	-0.1866	-0.1609	-0.1538	-0.1439	-0.1406
20	-1.2722	-0.6812	-0.3475	-0.3534	-0.3236	-0.2166	-0.2196	-0.1430	-0.1423	-0.1420
21	-1.3485	-0.7225	-0.2882	-0.2945	-0.2757	-0.2096	-0.1876	-0.1523	-0.1515	-0.1512
22	-1.5441	-0.8283	-0.2012	-0.2048	-0.2118	-0.1707	-0.1405	-0.1295	-0.1223	-0.1188
23	-1.8298	-0.9827	-0.1021	-0.1064	-0.1238	-0.1357	-0.0895	-0.0684	-0.0642	-0.0601
24	-2.0280	-1.0899	-0.0378	-0.0425	-0.0889	-0.0891	-0.0563	-0.0285	-0.0240	-0.0239

Através da matriz de sensibilidade pode-se então estabelecer a ordem de mérito das termoeletricas para cada hora do período de operação em estudo, Tabela (VI.5).

Tabela VI.5- Lista Horária de Prioridade – Ordem das Termoelétricas - A10

Ordem Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	2	6	3	4	10	9	8	7	5
2	1	2	6	5	7	4	8	9	10	3
3	1	2	5	6	4	7	3	8	9	10
4	1	2	5	6	4	3	7	8	9	10
5	1	2	5	4	3	6	7	8	9	10
6	1	2	5	4	3	6	7	8	9	10
7	1	2	4	5	3	6	7	8	9	10
8	1	2	4	3	5	6	7	8	9	10
9	1	2	4	3	5	6	7	8	9	10
10	1	2	4	3	5	7	6	8	9	10
11	1	2	5	4	3	7	6	8	9	10
12	1	2	5	4	3	7	6	8	9	10
13	1	2	4	3	5	7	6	8	9	10
14	1	2	4	3	5	6	7	8	9	10
15	1	2	4	3	5	6	7	8	9	10
16	1	2	5	4	3	6	7	8	9	10
17	1	2	5	4	3	6	7	8	9	10
18	1	2	5	4	3	6	7	8	9	10
19	1	2	4	3	5	6	7	8	9	10
20	1	2	4	3	5	7	6	8	9	10
21	1	2	4	3	5	6	7	8	9	10
22	1	2	5	4	3	6	7	8	9	10
23	1	2	6	5	4	3	7	8	9	10
24	1	2	6	5	7	4	3	8	9	10

Com a lista de prioridade horária estabelecida pode-se então obter a programação parcial de operação, Tabela (VI.6). Assim, como a rede de transmissão não é considerada na análise, as unidades são colocadas em serviço de acordo com as restrições (V.11) e (V.12).

Com a programação parcial obtida parte-se para a etapa referente ao tratamento heurístico dado aos tempos mínimos de parada e partida das unidades geradoras, uma vez que estes ainda não foram considerados. Como já mencionado, optou-se por fazer a análise dos tempos mínimos das unidades somente depois da obtenção da programação parcial de operação, já que através desta se tem um panorama geral de cada unidade geradora ao longo de todo período de operação, ou seja, tem-se uma visão dinâmica do comportamento das unidades geradoras.

Analisando a programação parcial de operação é possível verificar que as unidades 3, 6 e 7 apresentam violações em seus respectivos tempos mínimos de parada e/ou partida.

Tabela VI.6- Programação Parcial de Operação - Decisões Parciais -A10.

Horas \ UTEs	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0
4	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0
5	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
6	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
7	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
8	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
9	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
10	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
14	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
15	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
16	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
17	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
18	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
20	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
21	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
22	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
23	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0
24	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0

A UTE₃ foi retirada de serviço às 16hs e deveria permanecer desligada, no mínimo, até às 21hs. Entretanto, pôde-se verificar que a unidade foi colocada em operação novamente às 18hs, violando a restrição referente ao tempo mínimo de parada (5hs). Fazendo a análise heurística proposta, dentro do período mínimo de desligamento (16hs-21hs), verificou-se que a unidade permaneceu fora de serviço por um período inferior a 2/3 do tempo mínimo de parada, sendo assim, a unidade deve ser colocada em serviço até às 21hs.

A UTE₆ foi colocada em serviço às 20hs e deveria permanecer em operação até às 23hs. Entretanto, às 22hs a unidade foi retirada de operação violando o tempo mínimo de partida. Pela análise heurística pôde-se verificar que a unidade permaneceu em serviço por período igual a 2/3 do tempo mínimo de partida, devendo assim, permanecer em serviço até às 23hs.

A UTE₇, assim como a UTE₆, foi colocada em operação às 20hs e deveria permanecer em serviço, no mínimo, até às 23hs. Pode-se verificar que a unidade foi retirada de operação às 22hs, violando a restrição referente ao tempo mínimo de partida

(3hs). A UTE₇ deve ser mantida em serviço até às 23hs. Com as modificações descritas anteriormente, alterações ocorreram na programação parcial de operação e os seguintes cenários foram formados:

- ◆ Excesso de reserva girante com a colocação da UTE₃ em operação às 16hs e 17hs. Entretanto, não foi possível o desligamento de outras unidades geradoras sem que novas violações fossem ocasionadas.
- ◆ Excesso de reserva girante com a colocação da UTE₆ e UTE₇ em serviço às 22hs. Sendo assim, partiu-se para o desligamento das unidades em serviço de pior classificação desde que não ocasionem novas violações, resultando no desligamento da UTE₃ e UTE₄ às 22hs.

Com os procedimentos descritos acima a programação final de operação é obtida, Tabela (VI.7).

Tabela VI.7 – Programação Final de Operação- Decisões Finais - A10.

Horas \ UTEs	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0
4	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0
5	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
6	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
7	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
8	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
9	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
10	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
14	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
15	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
16	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
17	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
18	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
20	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
21	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
22	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0
23	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0
24	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0

Definida a programação final de operação, parte-se para a última etapa da metodologia, o despacho econômico. A Tabela (VI.8) apresenta a potência ativa horária gerada por cada uma das unidades termoeletricas em operação durante todo o período de operação.

Tabela VI.8 – Despacho Econômico (MW) -A10.

Horas \ UTEs	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	455	245	0	0	0	0	0	0	0	0
2	455	295	0	0	0	0	0	0	0	0
3	454	370	0	0	25	0	0	0	0	0
4	455	455	0	0	40	0	0	0	0	0
5	453	396	0	125	25	0	0	0	0	0
6	455	361	130	130	25	0	0	0	0	0
7	455	411	130	130	25	0	0	0	0	0
8	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0
9	455	455	130	130	85	21	25	0	0	0
10	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0
11	455	455	130	130	162	73	25	10	10	0
12	455	455	130	130	162	80	25	43	10	10
13	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0
14	455	455	130	130	85	21	25	0	0	0
15	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0
16	455	311	130	130	25	0	0	0	0	0
17	455	261	130	130	25	0	0	0	0	0
18	455	361	130	130	25	0	0	0	0	0
19	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0
20	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0
21	455	455	130	130	85	21	25	0	0	0
22	455	455	0	0	145	20	25	0	0	0
23	455	425	0	0	0	20	0	0	0	0
24	455	345	0	0	0	0	0	0	0	0

A Figura (VI.3) apresenta o gráfico comparativo entre os resultados encontrados na literatura e o obtido pela metodologia proposta, onde se verifica que o custo referente a programação diária de operação obtida pela metodologia proposta é de \$563.940,00 , correspondendo a melhor solução encontrada na literatura.

Análises econômicas percentuais entre as diversas soluções existentes podem ser visualizadas através do gráfico apresentado pela Figura (VI.4), em que o eixo das ordenadas informa a diferença percentual do custo operacional em relação à melhor solução encontrada. O eixo das abscissas informa o número de metodologias analisadas, e a legenda apresenta a metodologia e o ano da respectiva publicação. Apesar da maior diferença econômica ser de apenas +0,45%, diante da natureza combinatória inerente ao problema, espera-se que para sistemas reais e/ou de grande porte as diferenças percentuais entre os custos sejam mais elevadas e, portanto, fique mais evidente a

eficiência de cada metodologia. Com relação ao melhor resultado obtido entre os índices clássicos (\$579.171,00 – índices A e D), a diferença percentual chega a ser superior a +2,5%.

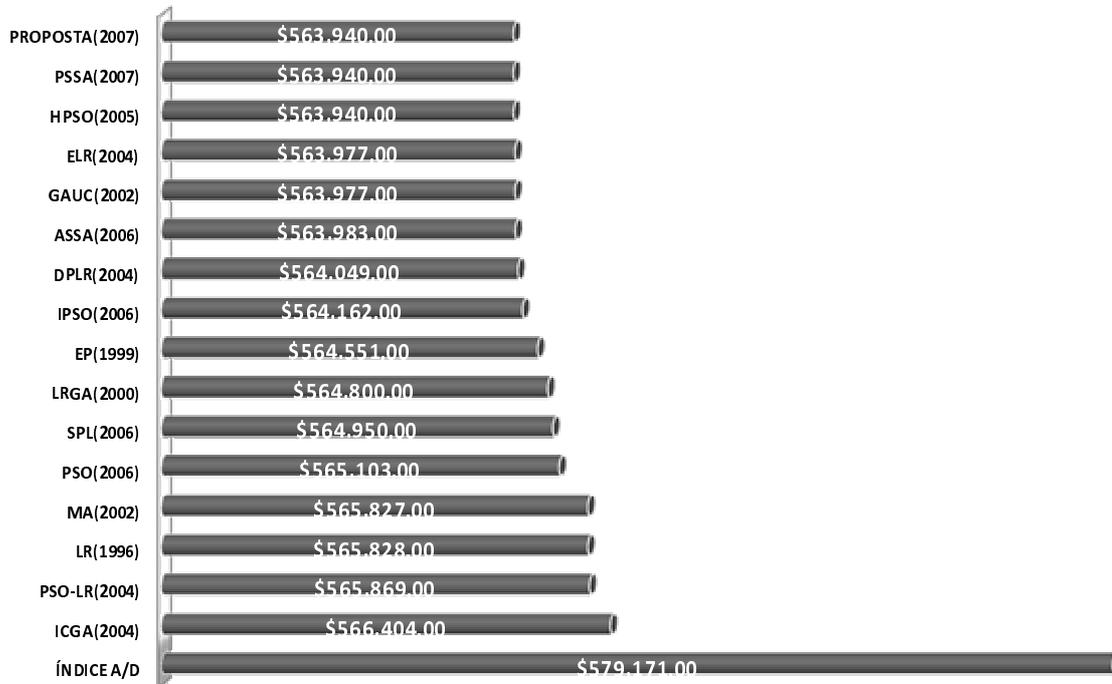


Figura VI.3– Comparação entre Metodologias-A10.

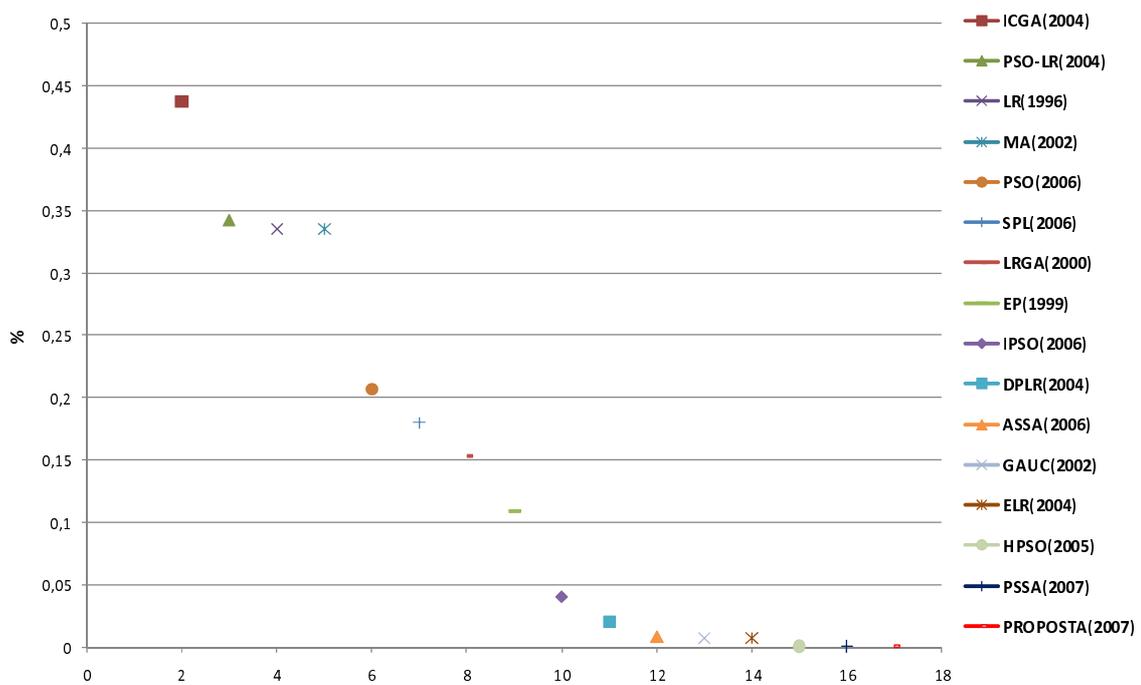


Figura VI.4– Diferença Econômica Percentual-A10.

A Tabela (VI.9) apresenta os tempos de processamento de algumas metodologias para o caso A10, onde pode-se verificar que a metodologia híbrida (DPLR) apresenta o maior esforço computacional, requerendo um tempo de processamento vinte vezes maior do que o obtido pela metodologia proposta. Destaca-se o fato da metodologia ASSA e ELR apresentarem respectivamente uma redução de 40% e 20% do tempo de processamento em relação à metodologia proposta. Entretanto, deve-se mencionar que o baixo esforço computacional é uma característica intrínseca dos algoritmos baseados em listas de prioridade (metodologia proposta), e que tende a ficar mais evidente com o aumento do número de unidades geradoras envolvidas e/ou do horizonte de operação em estudo.

Tabela VI.9 – Tempo de Processamento -A10.

Metodologias	Tempo - pu	Tempo - seg
PROPOSTA	1	4
DPLR	21,6	108
ICGA	1,05	7
SPL	1,31	7
ASSA	0,6	4
ELR	0,8	4

Para o caso A20, referente ao sistema Kazarlis constituído por vinte termoelétricas e um período de operação de vinte e quatro horas, a matriz de sensibilidade formada pelos valores dos multiplicadores de Lagrange associados às funções de decisão de cada unidade geradora ao longo do período é apresentada através da Tabela (VI.10).

Com base na sensibilidade obtida pode-se então estabelecer uma lista de prioridade horária, Tabela (VI.11), para que as unidades possam ser posteriormente colocadas em operação de modo a garantir o atendimento à demanda e à reserva solicitadas pelo sistema, obtendo-se a programação parcial de operação.

Tabela VI.10- Multiplicadores de Lagrange - Matriz Sensibilidade - A20.

UTES Horas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	-2.7567	-2.7567	-1.4872	-1.4872	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0000
2	-2.6462	-2.6462	-1.4272	-1.4272	-0.0047	-0.0047	-0.0108	-0.0108	-0.0770	-0.0770	-0.0830	-0.0830	-0.0468	-0.0468	-0.0107	-0.0107	-0.0048	-0.0048	-0.0048	-0.0048
3	-2.4770	-2.4770	-1.3356	-1.3356	-0.0971	-0.0971	-0.1027	-0.1027	-0.1479	-0.1479	-0.1367	-0.1367	-0.0971	-0.0971	-0.0634	-0.0634	-0.0632	-0.0632	-0.0577	-0.0577
4	-2.5696	-2.5696	-1.3858	-1.3858	-0.1918	-0.1918	-0.2034	-0.2034	-0.2327	-0.2327	-0.2034	-0.2034	-0.1567	-0.1567	-0.1275	-0.1275	-0.1215	-0.1215	-0.1158	-0.1158
5	-2.5418	-2.5418	-1.3707	-1.3707	-0.2402	-0.2402	-0.2460	-0.2460	-0.2692	-0.2692	-0.2287	-0.2287	-0.1824	-0.1824	-0.1591	-0.1591	-0.1477	-0.1477	-0.1420	-0.1420
6	-2.5096	-2.5096	-1.3533	-1.3533	-0.3314	-0.3314	-0.3372	-0.3372	-0.3484	-0.3484	-0.2799	-0.2799	-0.2398	-0.2398	-0.2170	-0.2170	-0.2001	-0.2001	-0.1998	-0.1998
7	-2.4967	-2.4967	-1.3463	-1.3463	-0.3738	-0.3738	-0.3851	-0.3851	-0.3850	-0.3850	-0.3054	-0.3054	-0.2656	-0.2656	-0.2429	-0.2429	-0.2315	-0.2315	-0.2258	-0.2258
8	-2.4870	-2.4870	-1.3410	-1.3410	-0.4217	-0.4217	-0.4330	-0.4330	-0.4217	-0.4217	-0.3256	-0.3256	-0.2915	-0.2915	-0.2743	-0.2743	-0.2575	-0.2575	-0.2518	-0.2518
9	-2.4755	-2.4755	-1.3348	-1.3348	-0.5346	-0.5346	-0.5458	-0.5458	-0.5121	-0.5121	-0.3879	-0.3879	-0.3597	-0.3597	-0.2892	-0.2892	-0.2884	-0.2884	-0.2881	-0.2881
10	-2.4740	-2.4740	-1.3340	-1.3340	-0.6818	-0.6818	-0.6931	-0.6931	-0.6313	-0.6313	-0.4248	-0.4248	-0.4452	-0.4452	-0.2890	-0.2890	-0.2882	-0.2882	-0.2879	-0.2879
11	-2.4770	-2.4770	-1.3356	-1.3356	-0.7045	-0.7045	-0.7049	-0.7049	-0.8657	-0.8657	-0.4253	-0.4253	-0.4511	-0.4511	-0.2893	-0.2893	-0.2886	-0.2886	-0.2883	-0.2883
12	-2.4816	-2.4816	-1.6010	-1.6010	-0.7059	-0.7059	-0.7062	-0.7062	-0.8782	-0.8782	-0.4261	-0.4261	-0.4520	-0.4520	-0.2899	-0.2899	-0.2892	-0.2892	-0.2888	-0.2888
13	-2.4740	-2.4740	-1.3340	-1.3340	-0.6818	-0.6818	-0.6931	-0.6931	-0.6313	-0.6313	-0.4248	-0.4248	-0.4452	-0.4452	-0.2890	-0.2890	-0.2882	-0.2882	-0.2879	-0.2879
14	-2.4755	-2.4755	-1.3348	-1.3348	-0.5346	-0.5346	-0.5458	-0.5458	-0.5121	-0.5121	-0.3879	-0.3879	-0.3597	-0.3597	-0.2892	-0.2892	-0.2884	-0.2884	-0.2881	-0.2881
15	-2.4870	-2.4870	-1.3410	-1.3410	-0.4217	-0.4217	-0.4330	-0.4330	-0.4217	-0.4217	-0.3256	-0.3256	-0.2915	-0.2915	-0.2743	-0.2743	-0.2575	-0.2575	-0.2518	-0.2518
16	-2.5254	-2.5254	-1.3618	-1.3618	-0.2832	-0.2832	-0.2947	-0.2947	-0.3063	-0.3063	-0.2545	-0.2545	-0.2086	-0.2086	-0.1855	-0.1855	-0.1740	-0.1740	-0.1683	-0.1683
17	-2.5418	-2.5418	-1.3707	-1.3707	-0.2402	-0.2402	-0.2460	-0.2460	-0.2692	-0.2692	-0.2287	-0.2287	-0.1824	-0.1824	-0.1591	-0.1591	-0.1477	-0.1477	-0.1420	-0.1420
18	-2.5096	-2.5096	-1.3533	-1.3533	-0.3314	-0.3314	-0.3372	-0.3372	-0.3484	-0.3484	-0.2799	-0.2799	-0.2398	-0.2398	-0.2170	-0.2170	-0.2001	-0.2001	-0.1998	-0.1998
19	-2.4870	-2.4870	-1.3410	-1.3410	-0.4217	-0.4217	-0.4330	-0.4330	-0.4217	-0.4217	-0.3256	-0.3256	-0.2915	-0.2915	-0.2743	-0.2743	-0.2575	-0.2575	-0.2518	-0.2518
20	-2.4740	-2.4740	-1.3340	-1.3340	-0.6818	-0.6818	-0.6931	-0.6931	-0.6313	-0.6313	-0.4248	-0.4248	-0.4452	-0.4452	-0.2890	-0.2890	-0.2882	-0.2882	-0.2879	-0.2879
21	-2.4755	-2.4755	-1.3348	-1.3348	-0.5346	-0.5346	-0.5458	-0.5458	-0.5121	-0.5121	-0.3879	-0.3879	-0.3597	-0.3597	-0.2892	-0.2892	-0.2884	-0.2884	-0.2881	-0.2881
22	-2.5096	-2.5096	-1.3533	-1.3533	-0.3314	-0.3314	-0.3372	-0.3372	-0.3484	-0.3484	-0.2799	-0.2799	-0.2398	-0.2398	-0.2170	-0.2170	-0.2001	-0.2001	-0.1998	-0.1998
23	-2.4080	-2.4080	-1.2982	-1.2982	-0.1367	-0.1367	-0.1423	-0.1423	-0.1807	-0.1807	-0.1641	-0.1641	-0.1203	-0.1203	-0.0928	-0.0928	-0.0873	-0.0873	-0.0819	-0.0819
24	-2.5566	-2.5566	-1.3787	-1.3787	-0.0495	-0.0495	-0.0554	-0.0554	-0.1135	-0.1135	-0.1135	-0.1135	-0.0728	-0.0728	-0.0379	-0.0379	-0.0322	-0.0322	-0.0321	-0.0321

Tabela VI.11- Lista Horária de Prioridade - Ordem das Termoelétricas - A20.

Ordem	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Horas 1	1	2	3	4	15	16	17	18	19	20	7	8	5	6	13	14	9	10	11	12
2	1	2	3	4	11	12	9	10	13	14	7	8	15	16	17	18	19	20	5	6
3	1	2	3	4	9	10	11	12	7	8	13	14	5	6	15	16	17	18	19	20
4	1	2	3	4	9	10	11	12	7	8	5	6	13	14	15	16	17	18	19	20
5	1	2	3	4	9	10	7	8	5	6	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
6	1	2	3	4	9	10	7	8	5	6	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
7	1	2	3	4	7	8	9	10	5	6	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
8	1	2	3	4	7	8	5	6	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
9	1	2	3	4	7	8	5	6	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
10	1	2	3	4	7	8	5	6	9	10	13	14	11	12	15	16	17	18	19	20
11	1	2	3	4	9	10	7	8	5	6	13	14	11	12	15	16	17	18	19	20
12	1	2	3	4	9	10	7	8	5	6	13	14	11	12	15	16	17	18	19	20
13	1	2	3	4	7	8	5	6	9	10	13	14	11	12	15	16	17	18	19	20
14	1	2	3	4	7	8	5	6	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
15	1	2	3	4	7	8	5	6	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
16	1	2	3	4	9	10	7	8	5	6	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
17	1	2	3	4	9	10	7	8	5	6	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
18	1	2	3	4	9	10	7	8	5	6	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
19	1	2	3	4	7	8	5	6	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
20	1	2	3	4	7	8	5	6	9	10	13	14	11	12	15	16	17	18	19	20
21	1	2	3	4	7	8	5	6	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
22	1	2	3	4	9	10	7	8	5	6	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
23	1	2	3	4	9	10	11	12	7	8	5	6	13	14	15	16	17	18	19	20
24	1	2	3	4	9	10	11	12	13	14	7	8	5	6	15	16	17	18	19	20

Como já mencionado, a programação parcial de operação não considera os tempos mínimos de parada e partida das termoelétricas, já que as unidades geradoras são colocadas em operação de acordo com lista de prioridade obtida e a satisfação das restrições de atendimento a demanda e reserva girante. Assim, os tempos mínimos de parada e partida são considerados somente depois da obtenção da programação parcial da operação, já que através desta visão parcial tem-se o cenário de comportamento de cada UTE ao longo de todo o período de operação. A Tabela (VI.12) apresenta a programação parcial de operação encontrada para o caso A20, onde pode-se visualizar o comportamento (0-1) de cada termoelétrica ao longo do dia.

Analisando a programação parcial de operação podem ser observadas as seguintes violações referentes aos tempos mínimos de parada e partida: (i) UTE_5 , UTE_6 e UTE_8 apresentam violações referentes aos tempos mínimos de parada; (ii) UTE_{11} , UTE_{12} , UTE_{13} e UTE_{14} apresentam violações referentes aos tempos mínimos de partida.

Tabela VI.12- Programação Parcial de Operação –Decisões Parciais de Operação- A20.

Horas \ UTEs	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	1	1	1	1	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	1	1	1	1	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
22	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	1	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Parte-se para o tratamento heurístico proposto, cujo objetivo é fazer com que as restrições acima mencionadas sejam satisfeitas. A UTE₅ foi retirada de serviço às 16hs e deveria permanecer desligada, no mínimo, até às 21hs. Entretanto, pode-se verificar que a unidade foi colocada em operação novamente às 18hs, violando a restrição referente ao tempo mínimo de parada (5hs). Diante da análise heurística proposta, dentro do período mínimo de desligamento (16hs-21hs), verificou-se que a unidade permaneceu fora de serviço por um período inferior a 2/3 do tempo mínimo de parada, sendo assim, a unidade deve ser mantida em operação até às 21hs.

A UTE₆ foi retirada de serviço às 16hs e deveria permanecer desligada, no mínimo, até às 21hs. Entretanto, pode-se verificar que a unidade foi colocada em operação novamente às 19hs, violando a restrição referente ao tempo mínimo de parada (5hs). Fazendo a análise heurística proposta, dentro do período mínimo de desligamento (16hs-21hs), verificou-se que a unidade permaneceu fora de serviço por um período inferior a 2/3 do tempo mínimo de parada, sendo assim, a unidade deve ser mantida em operação até às 21hs.

A UTE₈ foi retirada de serviço às 17hs e deveria permanecer desligada, no mínimo, até às 22hs. Entretanto, pode-se verificar que a unidade foi colocada em operação novamente às 18hs, violando a restrição referente ao tempo mínimo de parada

(5hs). Fazendo a análise heurística proposta, dentro do período mínimo de desligamento (17hs-22hs), verificou-se que a unidade permaneceu fora de serviço por um período inferior a 2/3 do tempo mínimo de parada, sendo assim, a unidade deve ser mantida em operação até às 22hs.

A UTE₁₁ foi colocada em operação às 20hs e deveria permanecer desligada, no mínimo, até às 23hs. Entretanto, pode-se verificar que a unidade foi retirada de operação às 22hs, violando a restrição referente ao tempo mínimo de parada (3hs). Fazendo a análise heurística proposta, dentro do período mínimo de desligamento (20hs-23hs), verificou-se que a unidade permaneceu em operação por um período igual a 2/3 do tempo mínimo de parada, sendo assim, a unidade deve ser mantida em operação até às 23hs. O mesmo acontece para as unidades UTE₁₂ e UTE₁₃.

A UTE₁₄ foi colocada em operação às 20hs e deveria permanecer desligada, no mínimo, até às 23hs. Entretanto, pode-se verificar que a unidade foi retirada de operação às 21hs, violando a restrição referente ao tempo mínimo de parada (3hs). Fazendo a análise heurística proposta, dentro do período mínimo de desligamento (20hs-23hs), verificou-se que a unidade permaneceu em operação por um período inferior a 2/3 do tempo mínimo de parada, sendo assim, a unidade deve ser retirada de operação até às 23hs.

Com as modificações descritas anteriormente, alterações na programação parcial de operação são observadas e os seguintes cenários criados:

- ◆ Excesso de reserva girante com a colocação da UTE₅, UTE₆ e UTE₈ em operação no intervalo entre às 16hs-18hs. Entretanto, não foi possível o desligamento de outras unidades geradoras sem que novas violações fossem ocasionadas.
- ◆ Excesso de reserva girante com a colocação da UTE₁₁, UTE₁₂ e UTE₁₃ em operação às 22hs. Sendo assim, partiu-se para o desligamento das unidades de pior classificação da lista de prioridade desde que não ocasionem novas violações. Assim, foi possível a retirada de operação da UTE₈ e UTE₅.
- ◆ Déficit de reserva com a retirada da UTE₁₄ de operação às 20hs. Sendo assim, partiu-se para o acionamento das unidades de melhor classificação da lista de prioridade desde que não ocasionem novas violações. Com isso, foi possível a colocação em operação da UTE₁₇ e UTE₁₈.

Tabela VI.13- Programação Final de Operação - Decisões Finais - A20.

Horas \ UTEs	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	1	1	1	1	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
22	1	1	1	1	0	0	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
23	1	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Com a programação final de operação definida, Tabela (VI.13), parte-se para a obtenção do despacho horário de potência ativa (MW) de cada termoeletrica em operação, Tabela (VI.14). O custo diário de operação obtido pela metodologia proposta, incluindo os custos de partida, corresponde a \$1.123.989,00.

Com o objetivo de aferir a qualidade da solução obtida, fez-se a comparação com as soluções encontradas na literatura, sendo estas apresentadas pela Figura (VI.5), onde pôde-se verificar que a metodologia proposta apresenta a quinta melhor solução. Entretanto, ao analisar percentualmente os custos operacionais, observa-se através da Figura (VI.6), que a maior diferença econômica percentual entre as metodologias é inferior a +0,8%, sendo a diferença entre a solução obtida pelo índice proposto (\$1.123.989,00) e a melhor solução encontrada (\$1.122.622,00), é inferior a +0,2%. Ou seja, a metodologia proposta mostra-se ainda competitiva, mesmo encontrando a quinta melhor solução. Com relação ao melhor resultado obtido entre os índices clássicos (\$1.187.735,00), a diferença percentual chega a ser superior a +5,0%.

Tabela VI.14- Despacho Econômico (MW) - A20.

Horas \ UTEs	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	455	455	245	245	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	455	455	295	295	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	455	455	383	383	0	0	0	0	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	455	455	455	455	0	0	0	0	40	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	455	455	455	455	0	0	130	0	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	455	455	425	425	130	0	130	130	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	455	455	455	455	130	0	130	130	45	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	455	455	455	455	130	130	130	130	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	455	455	455	455	130	130	130	130	98	98	20	20	25	0	0	0	0	0	0	0
10	455	455	455	455	130	130	130	130	162	162	33	33	25	25	10	10	0	0	0	0
11	455	455	455	455	130	130	130	130	162	162	73	73	25	25	10	10	10	10	0	0
12	455	455	455	455	130	130	130	130	162	162	80	80	25	25	43	43	10	10	10	10
13	455	455	455	455	130	130	130	130	162	162	33	33	25	25	10	10	0	0	0	0
14	455	455	455	455	130	130	130	130	98	98	20	20	25	0	0	0	0	0	0	0
15	455	455	455	455	130	130	130	130	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	455	455	310	310	130	130	130	130	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	455	455	260	260	130	130	130	130	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	455	455	360	360	130	130	130	130	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	455	455	455	455	130	130	130	130	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	455	455	455	455	130	130	130	130	162	162	35	35	25	0	10	10	10	10	0	0
21	455	455	455	455	130	130	130	130	98	98	20	20	25	0	0	0	0	0	0	0
22	455	455	455	455	0	0	130	0	93	93	20	20	25	0	0	0	0	0	0	0
23	455	455	433	433	0	0	0	0	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	455	455	345	345	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

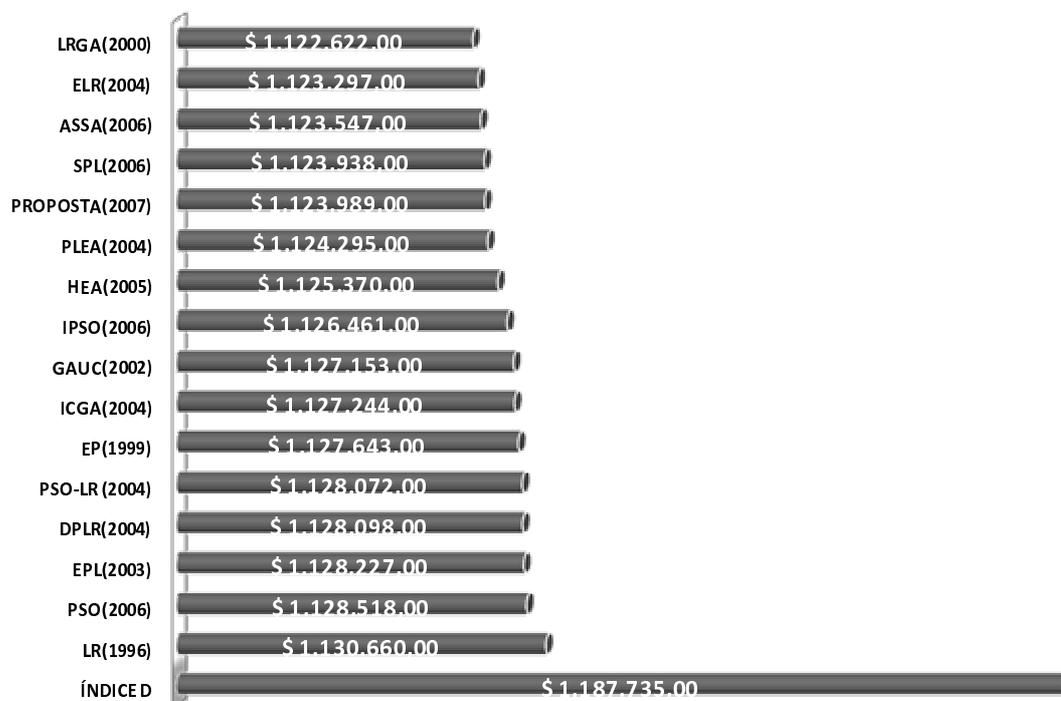


Figura VI.5– Comparação entre Metodologias -Caso A20.

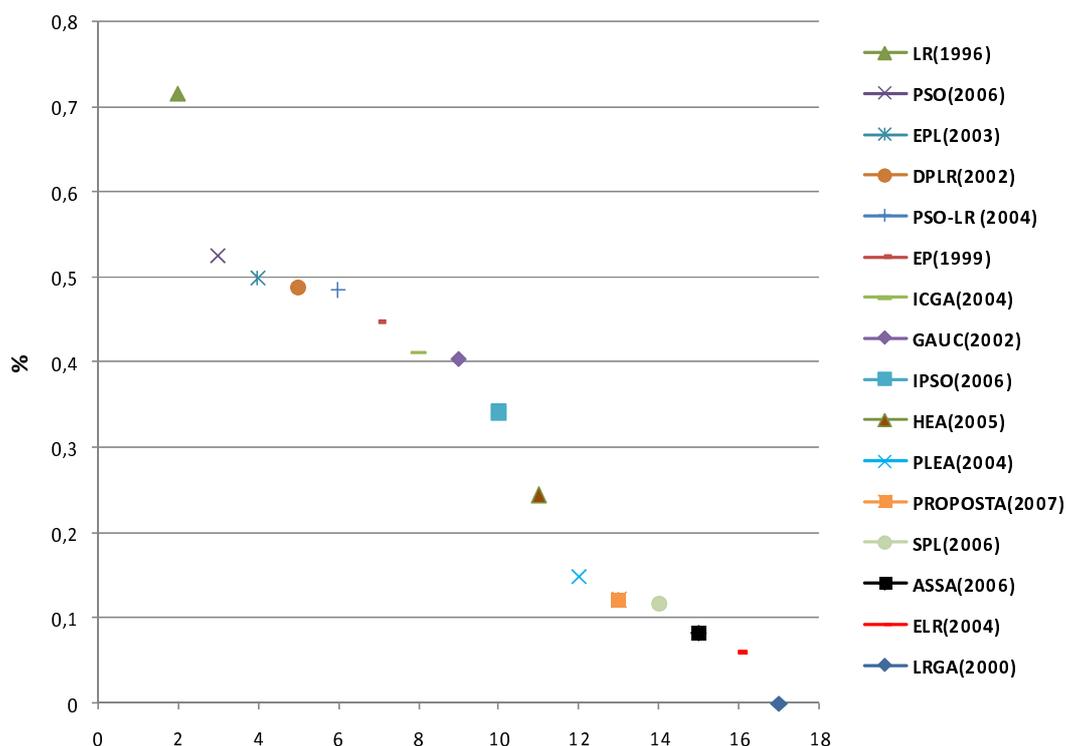


Figura VI.6– Diferença Econômica Percentual- A20.

Os indicativos dos tempos de processamento para o caso A20 são apresentados pela Tabela (VI.15).

Tabela VI.15 – Tempo de Processamento - A20.

Metodologias	Tempo - pu	Tempo - seg
PROPOSTA	1	8
DPLR	29,9	299
ICGA	1,65	22
SPL	1,5	16
ASSA	1,05	14
ELR	1,6	16

Em relação aos tempos de processamento, pôde-se verificar que com o aumento do número de unidades geradoras em relação ao caso anterior, a metodologia proposta já apresenta o menor tempo de processamento. A metodologia proposta proporcionou uma redução do tempo de processamento próxima de 60% em relação à metodologia

ELR (“*Enhanced Lagrangian Relaxation*”), 50% em relação à SPL (“*Stochastic Priority List*”) e 5% em relação à ASSA (“*Absolutely Stochastic Simulated Annealing*”).

Para as demais variações do sistema Kazarlis, casos A40-A60-A80-A100, serão apresentados somente os resultados referentes às programações finais de operação obtidas pela metodologia proposta.

A Figura (VI.7) apresenta as soluções encontradas na literatura, bem como a solução proposta para o sistema Kazarlis constituído por quarenta unidades termoelétricas de geração e um período de operação de vinte e quatro horas, caso A40. Para este caso, a metodologia proposta obteve uma segunda melhor solução, com uma diferença econômica percentual em relação à primeira (LRGA) de apenas +0,066%, sendo o custo operacional obtido de aproximadamente \$2.243.675,00. Portanto, a metodologia proposta mostra-se economicamente competitiva em relação aos resultados existentes na literatura. A Figura (VI.8) permite a visualização das diferenças econômicas percentuais das soluções encontradas em relação a solução mais econômica. Com relação ao melhor resultado obtido entre os índices clássicos (\$2.376.709,00- índice D), a diferença percentual chega a aproximadamente +6,0%.

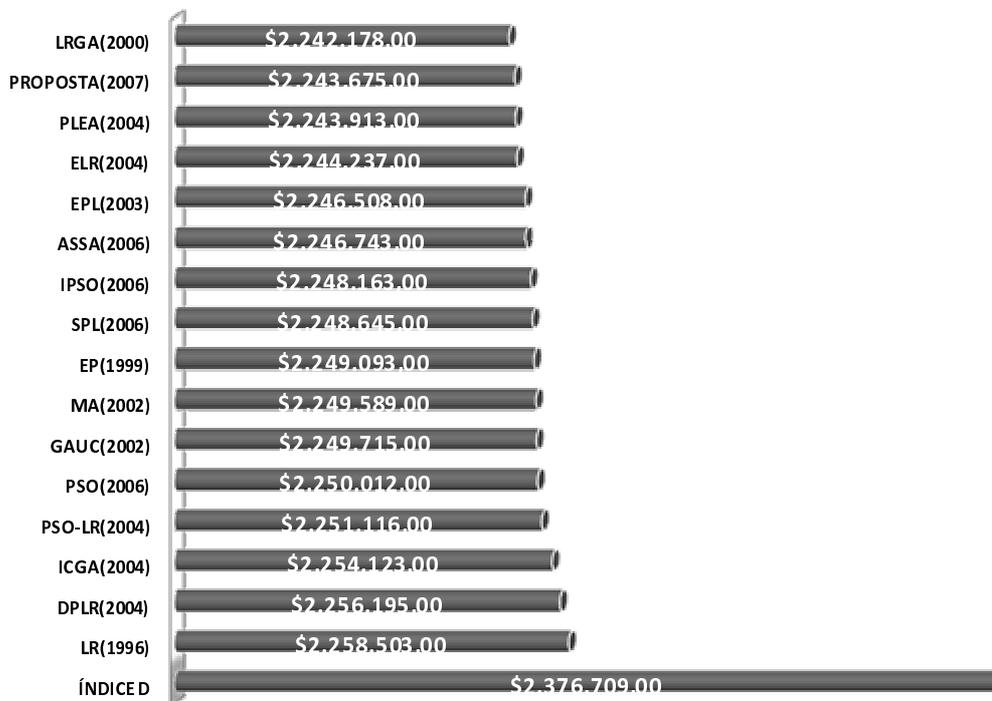


Figura VI.7– Comparação entre Metodologias-A40.

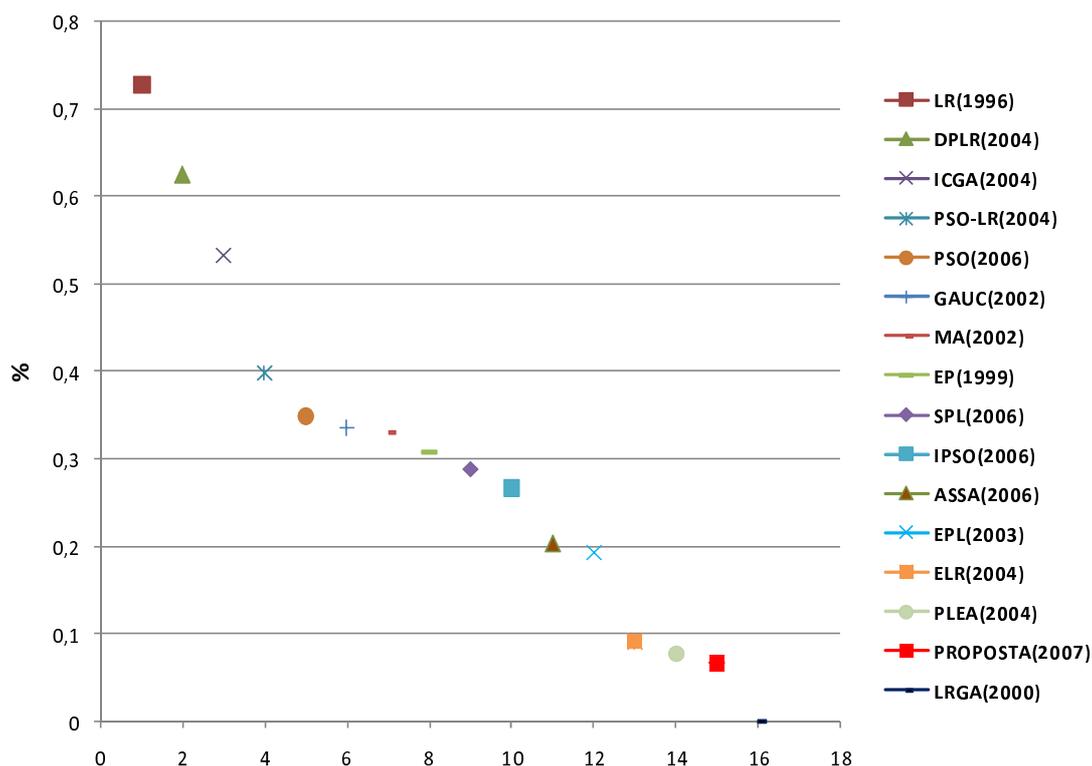


Figura VI.8– Diferença Econômica Percentual -A40.

Os tempos de processamento para o caso A40 são apresentados pela Tabela (VI.16), em que torna-se possível verificar de forma mais clara o baixo esforço computacional inerente à metodologia proposta.

Tabela VI.16 – Tempo de Processamento - A40.

Metodologias	Tempo - pu	Tempo - seg
PROPOSTA	1	23
DPLR	41,73	1200
ICGA	1,52	58,30
SPL	1,50	46
ASSA	1,20	46
ELR	1,80	52

A Figura (VI.9) apresenta às soluções encontradas para o sistema Kazarlis constituído por sessenta unidades termoelétricas de geração e um período de operação de vinte e quatro horas, caso A60.

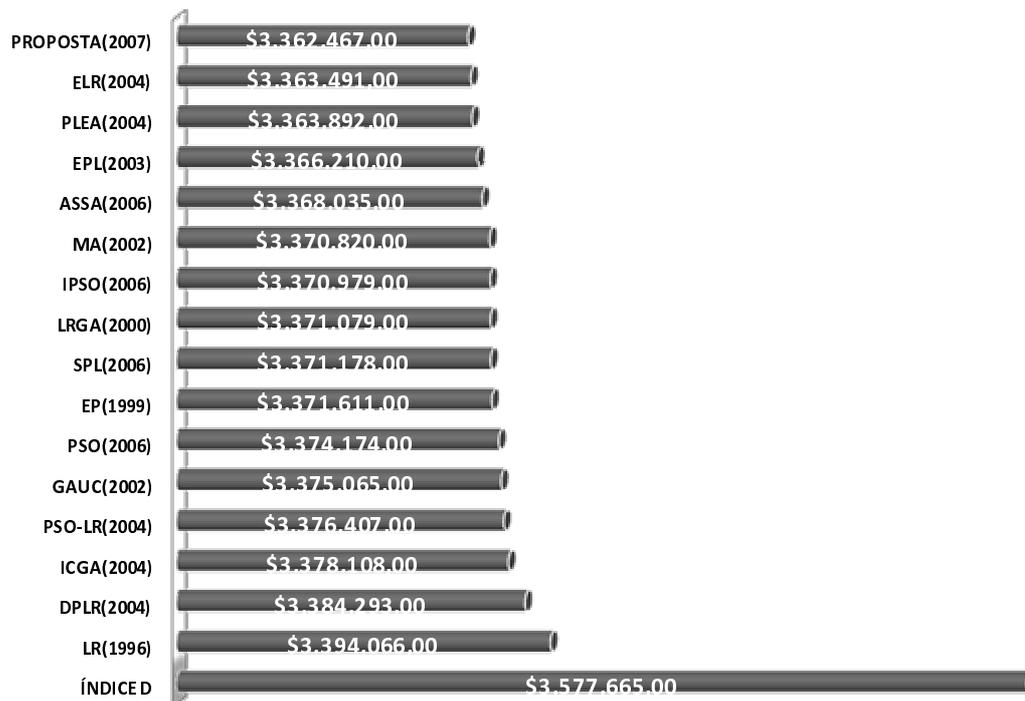


Figura VI.9– Comparação entre Metodologias- A60.

Para o caso A60, a metodologia proposta encontrou a programação diária de operação mais econômica entre as existentes na literatura, sendo o custo operacional obtido de \$3.362.467,00. Ao analisar as diferenças percentuais entre os custos operacionais apresentados, Figura (VI.9), pode-se verificar que a maior diferença econômica percentual entre as metodologias é superior +0,9%, Figura (VI.10). Apesar de se tratar de uma diferença percentual ainda não significativa, observa-se através dos resultados, até aqui apresentados, que as diferenças vêm aumentando com o tamanho dos sistemas em análise. A observação acima se torna ainda mais contundente para os resultados obtidos através dos índices clássicos de sensibilidade, cuja diferença percentual chega a ser superior a +6,0% para a melhor solução obtida (\$3.577.665,00 – índice D).

A Tabela (VI.17) apresenta os tempos computacionais para o caso A60, onde pôde-se fazer um paralelo com os demais resultados obtidos até então, e verificar que as diferenças entre os tempos de processamento das demais metodologias em relação a metodologia proposta tendem a se distanciar com o aumento do número de unidades geradoras em análise.

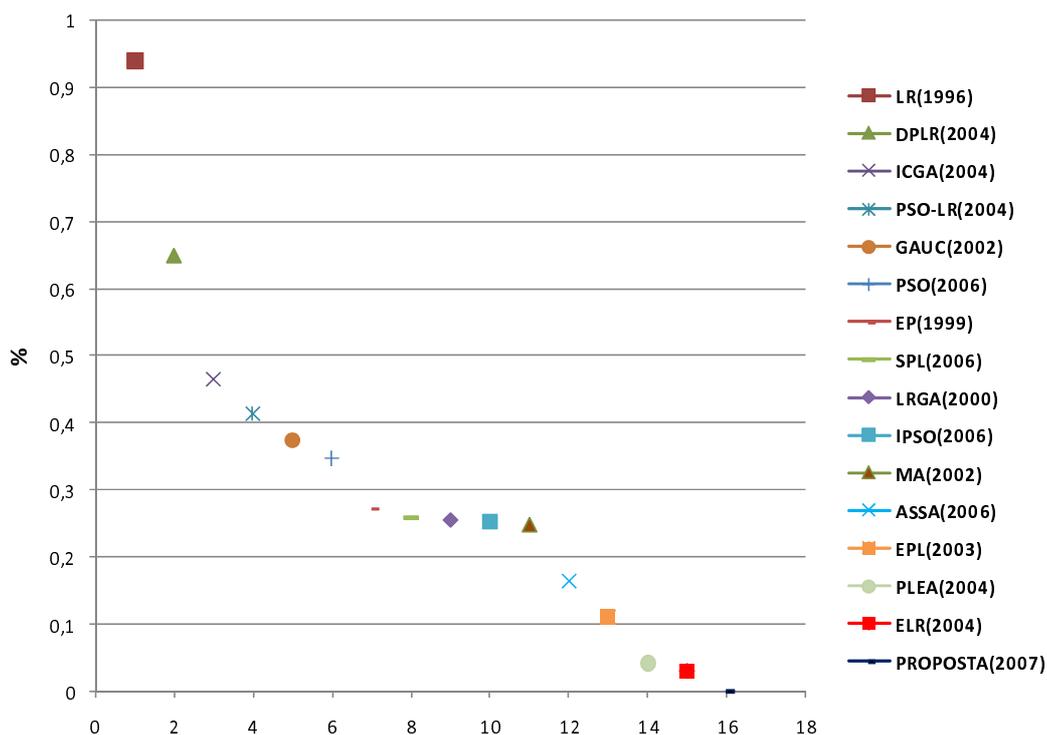


Figura VI.10– Diferença Econômica Percentual -A60.

Tabela VI.17 – Tempo de Processamento - A60.

Metodologias	Tempo - pu	Tempo - seg
PROPOSTA	1	36
DPLR	71,08	3199
ICGA	1,95	117,30
SPL	2,35	113
ASSA	1,53	92
ELR	2,51	113

Para o caso A80, a metodologia proposta encontrou a programação de operação mais econômica, sendo o custo operacional de \$4.482.591,00. As principais soluções encontradas na literatura podem ser visualizadas através da Figura (VI.11).

A maior diferença econômica percentual entre as soluções apresentadas, com exceção do melhor resultado obtido entre os índices clássicos de sensibilidade que é de +6,6% (índice D), chega aproximadamente a 1% (\$44.825,91), reforçando a tese de que as diferenças econômicas entre as metodologias tendem a aumentar com o tamanho do sistema em análise, veja Figura (VI.12).

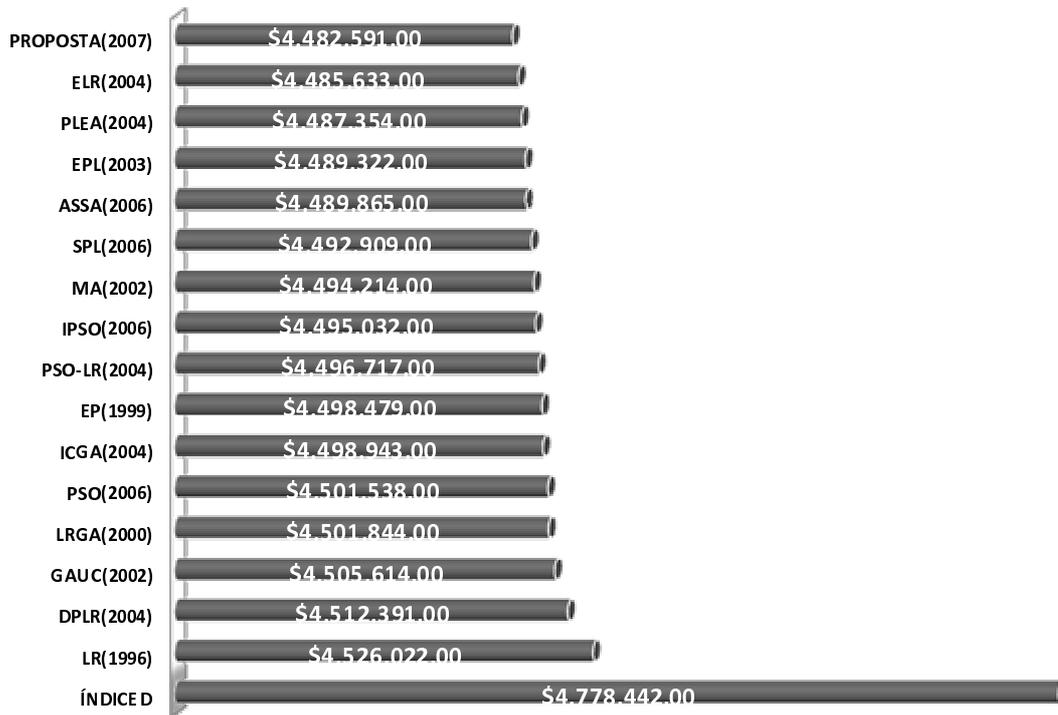


Figura VI.11 Comparação entre Metodologias -A80.

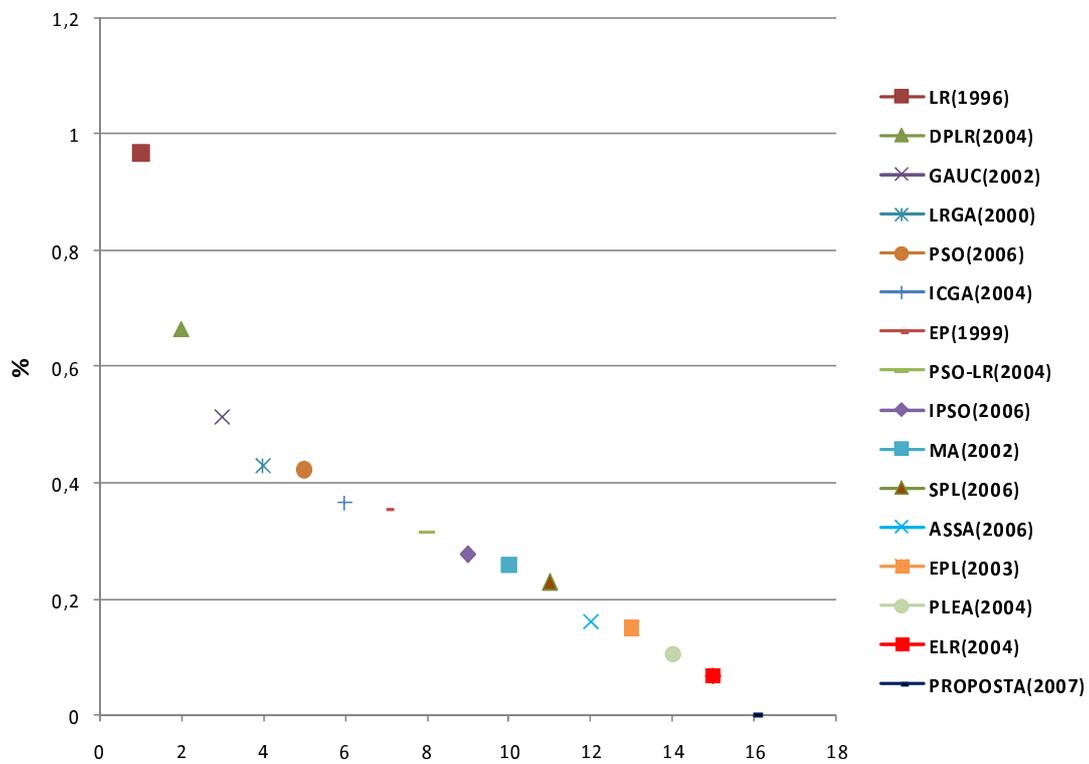


Figura VI.12– Diferença Econômica Percentual -A80.

Em relação aos tempos de processamento, Tabela (VI.18), pode-se verificar que com o aumento do sistema em relação ao caso anterior, a metodologia proposta se destaca ainda mais em relação ao baixo esforço computacional na obtenção das programações de operação. A metodologia ELR que obteve a segunda melhor solução necessitou de um tempo de processamento aproximadamente três vezes maior do que a requerida pela metodologia proposta.

Tabela VI.18 – Tempo de Processamento - A80.

Metodologias	Tempo - pu	Tempo – seg
PROPOSTA	1	52
DPLR	129,95	8447
ICGA	2,03	176
SPL	3,10	215
ASSA	1,55	135
ELR	3,21	209

A Figura (VI.13) apresenta o gráfico comparativo entre os resultados encontrados na literatura e o obtido pela metodologia proposta para o sistema Kazarlis constituído por cem unidade geradoras (caso A100), onde se verifica que a programação diária de operação mais econômica corresponde à solução obtida pela metodologia proposta, \$5.602.741,00.

As diferenças percentuais entre as soluções podem ser visualizadas através da Figura (VI.14), onde a maior diferença financeira está próxima de 1% (\$56.027,41). Com relação ao melhor resultado obtido entre os índices clássicos (\$5.994.933,00 – índice D), a diferença percentual chega a +7,0%, confirmando a vocação destes índices na geração de listas de prioridade pouco eficientes e que dão origem a soluções de alto custo operacional quando comparadas com outras metodologias.

A Tabela (VI.19) apresenta os tempos de processamento das metodologias para o caso A100, onde é possível confirmar o baixo esforço computacional inerente aos algoritmos baseados em listas de prioridade em relação as demais metodologias, e conclui-se que a metodologia proposta apresenta-se competitiva, conciliando soluções ótimas ou bem perto destas com baixos tempos de processamento.

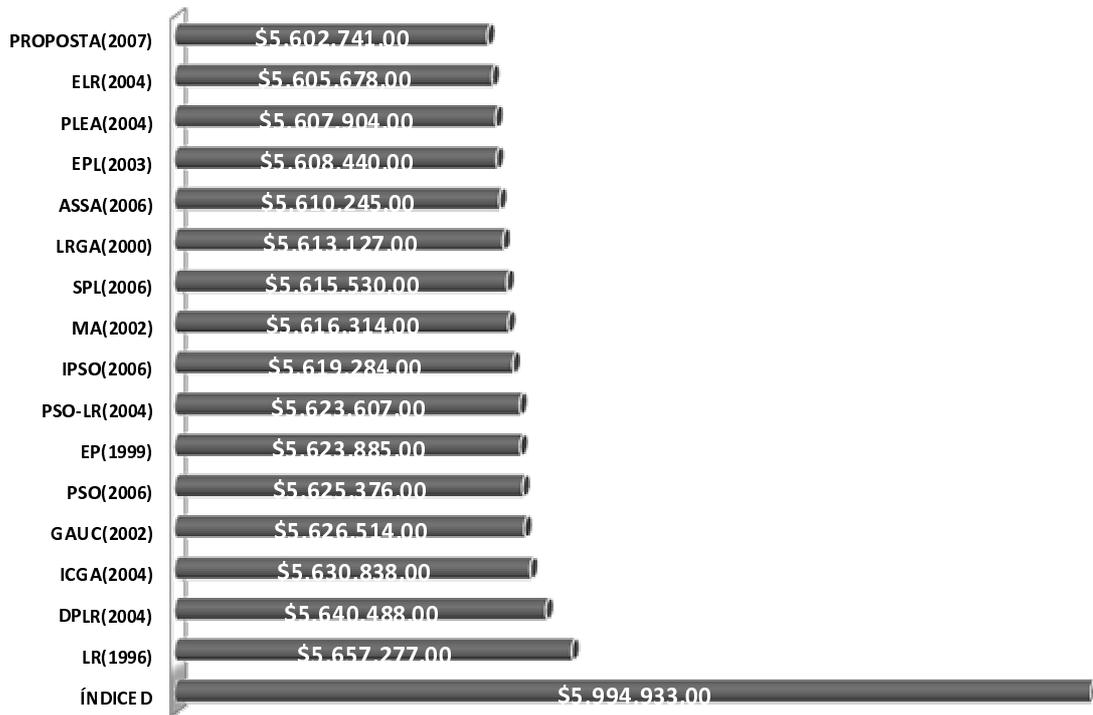


Figura VI.13-Comparação entre Metodologias -A100.

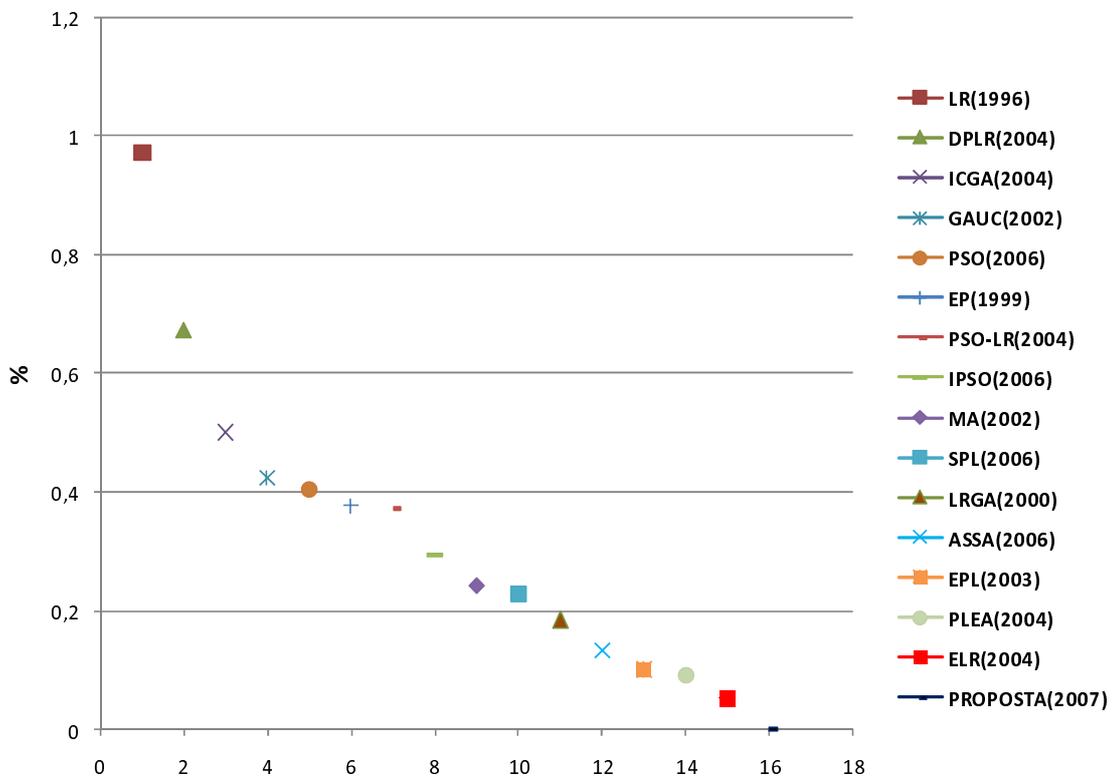


Figura VI.14- Diferença Econômica Percentual -A100.

Tabela VI.19 – Tempo de Processamento - A100.

Metodologias	Tempo - pu	Tempo - seg
PROPOSTA	1	65
DPLR	153,07	12437
ICGA	2,23	242
SPL	4,31	374
ASSA	1,85	201
ELR	4,24	345

VI.3.2 Caso B

O caso aqui analisado refere-se a um sistema de geração tailandês encontrado em (DIEU e ONGSAKUL, 2006), sendo constituído por trinta e oito unidades termoelétricas de geração e um período de operação de vinte e quatro horas. Para este sistema em estudo serão apresentadas a lista horária de prioridade, Tabela (VI.20), a programação final de operação, Tabela (VI.21), e o despacho econômico obtido pela metodologia proposta, Tabela (VI.22).

Tabela VI.20- Lista Horária de Prioridade – Ordem das Termoelétricas– Caso B.

Horas	Ordem	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
1	3	4	5	6	7	8	1	2	20	21	22	23	14	15	17	16	18	12	11	9	10	25	26	27	28	29	30	13	19	31	24	32	33	34	35	36	37	38	
2	20	21	3	4	5	6	7	8	1	2	22	23	14	15	16	17	13	12	25	9	10	11	26	27	19	18	28	29	30	31	24	32	33	36	34	35	37	38	
3	20	21	22	1	2	3	4	5	6	7	8	23	14	15	16	17	13	25	9	10	11	12	26	27	19	18	28	29	30	33	32	34	35	36	24	31	37	38	
4	20	21	22	1	2	3	4	5	6	7	8	23	14	15	16	13	17	25	9	10	11	12	26	27	19	18	32	33	28	29	30	24	34	35	36	31	38	37	
5	20	21	22	1	2	3	4	5	6	7	8	23	14	15	16	13	17	25	9	10	11	12	26	27	19	18	32	33	28	29	30	34	24	35	36	31	37	38	
6	20	21	22	3	4	5	6	7	8	1	2	23	14	15	16	13	17	25	12	9	10	11	26	27	18	19	32	33	28	24	29	30	34	35	36	31	37	38	
7	20	21	22	1	2	3	4	5	6	7	8	23	14	15	16	13	17	25	9	10	11	12	26	27	19	18	32	33	28	29	30	24	34	35	36	31	38	37	
8	20	21	3	4	5	6	7	8	1	2	22	23	14	15	16	17	13	12	25	9	10	11	26	27	19	18	28	29	30	31	24	32	33	36	34	35	37	38	
9	3	4	5	6	7	8	1	2	20	21	22	17	14	15	16	13	12	23	11	9	10	25	26	27	24	28	29	30	31	19	18	32	33	34	35	36	37	38	
10	3	4	5	6	7	8	1	2	20	21	17	14	15	13	22	16	12	11	9	10	23	25	26	19	18	24	27	30	28	29	31	32	33	34	35	36	37	38	
11	3	4	5	6	7	8	1	2	17	14	20	21	15	13	16	12	22	11	9	10	23	25	26	19	18	24	27	28	30	31	29	32	33	34	35	36	37	38	
12	3	4	5	6	7	8	1	2	17	14	15	20	21	13	16	12	11	9	10	22	23	25	19	18	26	24	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	
13	1	2	3	4	5	6	7	8	20	21	22	17	14	15	16	13	12	11	9	10	23	25	26	27	19	24	28	30	29	31	18	32	33	34	35	36	37	38	
14	3	4	5	6	7	8	1	2	17	14	15	13	20	21	16	12	11	9	10	22	23	25	19	18	26	24	27	28	30	29	31	33	32	36	34	35	37	38	
15	3	4	5	6	7	8	1	2	17	14	13	15	12	16	20	21	11	9	10	22	23	25	19	18	26	24	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	
16	3	4	5	6	7	8	1	2	17	14	20	21	15	13	16	12	22	11	9	10	23	25	26	19	18	24	27	28	30	31	29	32	33	34	35	36	37	38	
17	3	4	5	6	7	8	1	2	20	21	17	14	15	22	13	16	12	11	9	10	23	25	26	19	18	24	27	28	29	30	31	33	32	34	35	36	38	37	
18	3	4	5	6	7	8	1	2	20	21	22	17	14	15	16	13	12	11	9	10	23	25	26	19	18	27	24	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	
19	1	2	3	4	5	6	7	8	20	21	22	17	14	15	16	13	12	11	9	10	23	25	26	27	24	30	28	29	31	19	18	32	33	34	36	35	37	38	
20	1	2	3	4	5	6	7	8	20	21	22	17	14	15	16	13	12	11	9	10	23	25	26	19	18	24	27	28	29	30	31	33	32	34	35	36	37	38	
21	3	4	5	6	7	8	1	2	20	21	22	17	14	15	16	13	12	11	9	10	23	25	26	19	18	27	24	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	
22	1	2	3	4	5	6	7	8	20	21	22	17	14	15	16	13	12	11	9	10	23	25	26	27	24	30	28	29	31	19	18	32	33	34	36	35	37	38	
23	3	4	5	6	7	8	1	2	20	21	22	17	14	15	16	13	23	12	11	9	10	25	26	27	24	28	29	30	31	18	19	32	33	34	35	36	37	38	
24	3	4	5	6	7	8	1	2	20	21	22	17	14	15	16	13	23	12	11	9	10	25	26	27	28	29	30	31	24	18	19	32	34	36	33	35	37	38	

economicamente competitiva em relação a metodologias amplamente difundidas na literatura como LR (*Lagrangian Relaxation*), DP (*Dynamic Programming*), SA (*Simulated Annealing*) entre outras, suprimindo, portanto, a principal deficiência das soluções originadas pelos índices clássicos de sensibilidade (altos custos operacionais). Alguns dos resultados apresentados pela Figura (VI.15) foram obtidos diretamente de (AHMED *et al*, 2006).

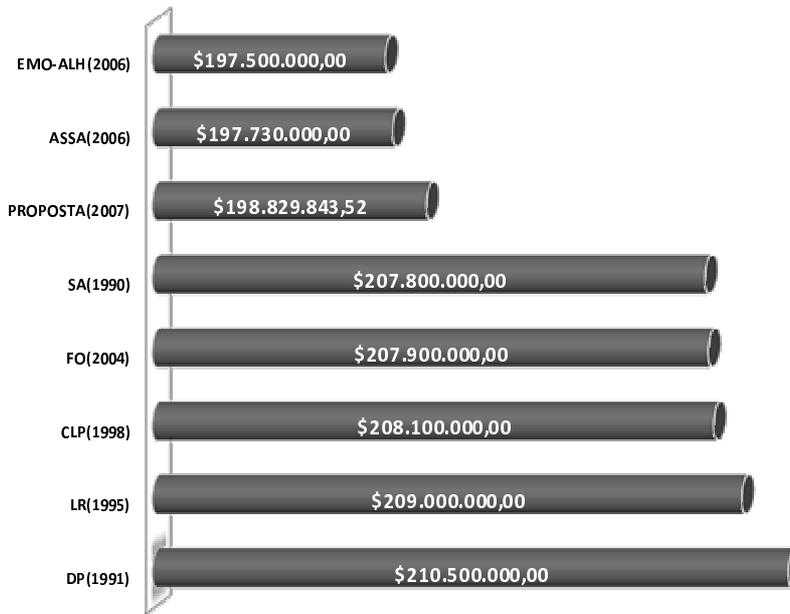


Figura VI.15- Comparação entre Metodologias – Caso B.

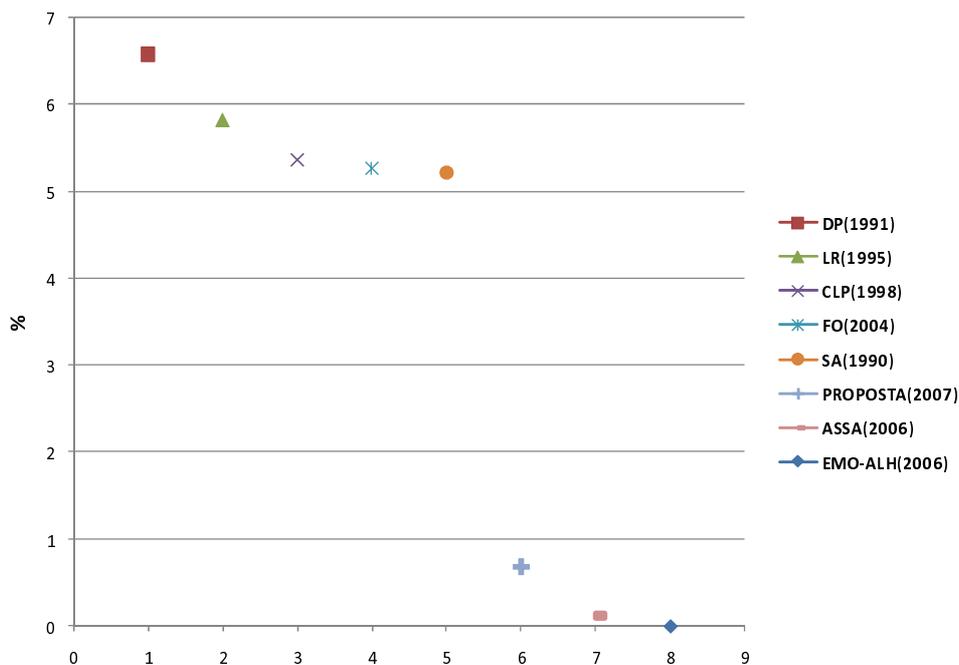


Figura VI.16– Diferença Econômica Percentual –Caso B.

As análises econômicas percentuais podem ser visualizadas através da Figura (VI.16), apresentada anteriormente, onde verifica-se que a diferença percentual entre a solução obtida (\$198.829.843,52) e a melhor solução encontrada na literatura especializada (\$197.500.000,00) é de +0,66%. O tempo de processamento gasto pela metodologia proposta foi de aproximadamente doze segundos.

VI.4 Análise com a consideração do sistema de transmissão

A programação da operação considerando somente as restrições técnicas e econômicas das termoeletricas talvez não satisfaça as restrições de transmissão, e assim, conduza a uma operação insegura do sistema elétrico de potência. A obtenção de soluções viáveis na prática deve considerar tanto as restrições das UTEs quanto as restrições de transmissão. Entretanto, durante a presente pesquisa verificou-se que a consideração do sistema de transmissão e, principalmente, de suas respectivas perdas ativas são incipientes na literatura, tornando difícil a obtenção de casos para fins de comparação de resultados.

VI.4.1 Caso C

O sistema aqui em estudo pode ser encontrado em (MA *et al* , 1998), sendo este formado por trinta barras, quarenta e um circuitos de transmissão, nove unidades termoeletricas de geração e um período de operação de vinte e quatro horas. O sistema é apresentado pela Figura (VI.17). Para este caso serão feitas três análises:

- ◆ Caso C1-Sem considerar as restrições de transmissão e as respectivas perdas ativas;
- ◆ Caso C2-Considerando as restrições de transmissão e negligenciando as perdas ativas;
- ◆ Caso C3-Considerando as restrições de transmissão e as respectivas perdas ativas.

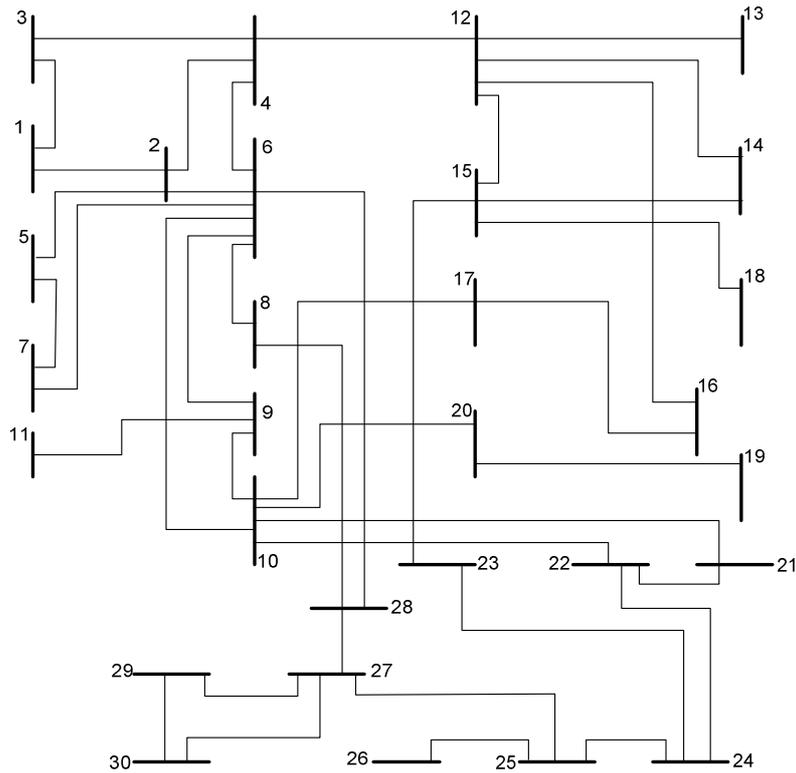


Figura VI.17- Sistema em Análise – Caso C.

VI.4.1.1 Caso C1

Este primeiro estudo tem como objetivo permitir uma análise mais à frente da influência do sistema de transmissão e de suas respectivas perdas ativas na obtenção da programação da operação de sistemas termoeletricos. Inicialmente, tanto as restrições do sistema de transmissão, equação (III.5), quanto as perdas ativas das linhas de transmissão não foram consideradas, equação (III.6).

A Tabela (VI.23) apresenta a lista horária de prioridade obtida através da sensibilidade proposta, a qual é formada pelos multiplicadores de Lagrange associados às funções de decisão de operação de cada uma das nove termoeletricas dentro das vinte e quatro horas de operação.

Com a lista de prioridade horária estabelecida, as termoeletricas são colocadas em operação de modo que as restrições (V.11) e (V.12) sejam atendidas. Como as restrições de transmissão não foram consideradas, as restrições mencionadas garantem o atendimento à demanda e à reserva horária solicitada pelo sistema, não sendo necessária a execução de um fluxo de potência ótimo adicional. Com base na lista de prioridade, a programação parcial de operação pôde ser obtida, Tabela (VI.24).

Tabela VI.23–Lista Horária de Prioridade - Ordem das Termoelétricas - Caso C1.

Horas \ Ordem	1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	1	3	4	6	5	2	7	8	9
4	1	3	4	6	5	2	7	8	9
5	1	3	4	6	5	2	7	8	9
6	1	3	4	6	5	2	7	8	9
7	1	3	4	6	5	2	7	8	9
8	1	3	4	6	5	2	7	8	9
9	1	3	4	6	5	2	7	8	9
10	1	3	4	6	5	2	7	8	9
11	1	3	4	6	5	2	7	8	9
12	1	3	4	6	5	2	7	8	9
13	1	3	4	6	5	2	7	8	9
14	1	3	4	6	5	2	7	8	9
15	1	3	4	6	5	2	7	8	9
16	1	3	4	6	5	2	7	8	9
17	1	3	4	6	5	2	7	8	9
18	1	3	4	5	6	2	7	8	9
19	1	3	4	5	6	2	7	8	9
20	1	3	4	6	5	2	7	8	9
21	1	3	4	6	5	2	7	8	9
22	1	3	4	6	5	2	7	8	9
23	1	3	4	6	5	2	7	8	9
24	1	3	4	6	5	2	7	8	9

Tabela VI.24 –Programação Parcial de Operação - Decisões Parciais -Caso C1.

Horas \ UTEs	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	0	1	1	0	1	0	0	1
2	1	0	1	1	0	1	0	0	0
3	1	0	1	1	0	1	0	0	0
4	1	0	1	1	0	0	0	0	0
5	1	0	1	1	0	0	0	0	0
6	1	0	1	1	0	0	0	0	0
7	1	0	1	1	0	0	0	0	0
8	1	0	1	1	0	1	0	0	0
9	1	0	1	1	1	1	0	0	0
10	1	0	1	1	1	1	0	0	0
11	1	0	1	1	1	1	0	0	0
12	1	0	1	1	1	1	0	0	0
13	1	0	1	1	1	1	0	0	0
14	1	0	1	1	1	1	0	0	0
15	1	0	1	1	1	1	0	0	0
16	1	0	1	1	1	1	0	0	0
17	1	0	1	1	1	1	0	0	0
18	1	1	1	1	1	1	0	0	0
19	1	1	1	1	1	1	0	0	0
20	1	1	1	1	1	1	0	0	0
21	1	0	1	1	1	1	0	0	0
22	1	0	1	1	1	1	0	0	0
23	1	0	1	1	1	1	0	0	0
24	1	0	1	1	1	1	0	0	0

Analisando a programação parcial de operação, observa-se que somente a UTE₂ apresenta violação, sendo esta referente ao tempo mínimo de partida. Ou seja, a UTE₂ foi colocada em serviço às 18hs e deveria permanecer em operação até às 22hs.

Entretanto, às 21hs, a unidade foi retirada de operação violando o tempo mínimo de partida que é de 4hs, veja apêndice B. Pela heurística proposta, pode-se verificar que a UTE₂ permaneceu em serviço por um período superior a 2/3 do tempo mínimo de partida, devendo assim, permanecer em operação até às 22hs.

O fato da UTE₂ permanecer mais uma hora em operação, ocasiona um excesso de reserva às 21hs. Deve-se verificar a possibilidade de desligamento das unidades geradoras em operação de pior classificação dentro da lista horária de prioridade. Para tanto, as retiradas não devem gerar novas violações, vide Figura (V.9). Diante das observações acima mencionadas, pôde-se verificar que, às 21hs, não é possível a retirada de operação de nenhuma das UTEs sem que ocorram novas violações. A Tabela (VI.25) apresenta a programação final de operação.

Tabela VI.25 –Programação Final de Operação - Decisões Finais - Caso C1.

Horas \ UTEs	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	0	1	1	0	1	0	0	1
2	1	0	1	1	0	1	0	0	0
3	1	0	1	1	0	1	0	0	0
4	1	0	1	1	0	0	0	0	0
5	1	0	1	1	0	0	0	0	0
6	1	0	1	1	0	0	0	0	0
7	1	0	1	1	0	0	0	0	0
8	1	0	1	1	0	1	0	0	0
9	1	0	1	1	1	1	0	0	0
10	1	0	1	1	1	1	0	0	0
11	1	0	1	1	1	1	0	0	0
12	1	0	1	1	1	1	0	0	0
13	1	0	1	1	1	1	0	0	0
14	1	0	1	1	1	1	0	0	0
15	1	0	1	1	1	1	0	0	0
16	1	0	1	1	1	1	0	0	0
17	1	0	1	1	1	1	0	0	0
18	1	1	1	1	1	1	0	0	0
19	1	1	1	1	1	1	0	0	0
20	1	1	1	1	1	1	0	0	0
21	1	1	1	1	1	1	0	0	0
22	1	0	1	1	1	1	0	0	0
23	1	0	1	1	1	1	0	0	0
24	1	0	1	1	1	1	0	0	0

Com a programação final de operação definida, a próxima etapa é referente à obtenção do despacho horário de potência ativa das termoeletricas em operação durante todo o período de operação. A Tabela (VI.26) apresenta a potência ativa de saída de cada uma das unidades geradoras ao longo das vinte e quatro horas de operação. O custo total de operação obtido pela metodologia proposta, incluindo o custo de partida da

UTE₂ às 18hs (\$115,00), UTE₅ às 9hs (\$100,00) e da UTE₆ às 8hs (\$80,00), corresponde ao valor de aproximadamente \$138.724,35. O tempo de processamento foi de aproximadamente quatro segundos.

É importante ressaltar que a programação final de operação obtida não levou em consideração os limites de fluxo de potência ativa, e nem as perdas ativas do sistema de transmissão. As análises subseqüentes têm como objetivo verificar a influência das restrições de transmissão e as respectivas perdas ativas na obtenção da programação final de operação.

Tabela VI.26 –Despacho Econômico (MW) – Caso C1.

UTES	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	155	0	76	76	0	38	0	0	10
2	155	0	76	76	0	20	0	0	0
3	155	0	73	71	0	10	0	0	0
4	155	0	68	67	0	0	0	0	0
5	155	0	64	62	0	0	0	0	0
6	155	0	64	62	0	0	0	0	0
7	155	0	68	67	0	0	0	0	0
8	155	0	76	76	0	11	0	0	0
9	155	0	76	76	47	10	0	0	0
10	155	0	76	76	78	15	0	0	0
11	155	0	76	76	82	20	0	0	0
12	155	0	76	76	84	23	0	0	0
13	155	0	76	76	82	20	0	0	0
14	155	0	76	76	78	15	0	0	0
15	155	0	76	76	76	13	0	0	0
16	155	0	76	76	76	13	0	0	0
17	155	0	76	76	84	23	0	0	0
18	155	59	76	76	75	14	0	0	0
19	155	57	76	76	73	13	0	0	0
20	155	53	76	76	71	11	0	0	0
21	155	47	76	76	64	10	0	0	0
22	155	0	76	76	86	25	0	0	0
23	155	0	76	76	76	13	0	0	0
24	155	0	76	76	77	14	0	0	0

VI.4.1.2 Caso C2

Nesta segunda simulação, as restrições referentes aos limites de transmissão são consideradas, porém, as respectivas perdas ativas não. O objetivo desta segunda análise é verificar a influência das restrições de transmissão na programação final da operação. Os limites de transmissão para todos os circuitos foram considerados como sendo de 90MW, assim como em (MA *et al* , 1998).

A Tabela (VI.27) apresenta a lista horária de prioridade obtida através da sensibilidade proposta formada pelos multiplicadores de Lagrange associados às funções de decisão de operação de cada uma das nove termoeletricas dentro do período de operação.

Tabela VI.27 –Lista Horária de Prioridade – Ordem das Termoeletricas - Caso C2.

Horas \ Ordem	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	3	4	1	6	2	5	7	8	9
2	3	4	1	6	5	2	7	8	9
3	3	4	1	6	5	2	7	8	9
4	3	4	1	6	5	2	7	8	9
5	3	4	1	6	5	2	7	8	9
6	3	4	1	6	5	2	7	8	9
7	3	4	1	6	5	2	7	8	9
8	3	4	1	6	5	2	7	8	9
9	3	4	1	6	2	5	7	8	9
10	3	4	1	6	2	5	8	7	9
11	3	4	1	6	2	5	8	7	9
12	3	4	1	6	2	5	8	7	9
13	3	4	1	6	2	5	8	7	9
14	3	4	1	6	2	5	8	7	9
15	3	4	1	6	2	5	7	8	9
16	3	4	1	6	2	5	7	8	9
17	3	4	1	6	2	5	8	7	9
18	3	4	1	2	5	6	8	7	9
19	3	4	1	2	5	6	8	7	9
20	3	4	1	2	6	5	8	7	9
21	3	4	1	2	6	5	8	7	9
22	3	4	1	6	2	5	8	7	9
23	3	4	1	6	2	5	7	8	9
24	3	4	1	6	2	5	8	7	9

A falta de capacidade em determinados trechos do sistema de transmissão faz com que ocorram alterações nos níveis de geração das termoeletricas e, conseqüentemente, trechos menos sobrecarregados passam a ser mais exigidos. Como o custo operacional é função dos níveis de produção de energia, alterações na ordem de mérito podem ser observadas em relação às ordens obtidas negligenciando as restrições do sistema de transmissão, caso anterior. Esta situação pôde ser observada na presente análise, veja em destaque na Figura (VI.18) , onde verifica-se que durante o período de operação, três linhas de transmissão (1-2 / 2-5 / 9-11) atingiram o limite máximo de transmissão, 90MW.

Confrontando a lista horária de prioridade obtida, com as restrições de transmissão, e a lista de prioridade obtida sem as restrições de transmissão é possível

verificar alterações nas ordens de mérito horárias estabelecidas, donde se confirma que a representação dos limites de transmissão é fator importante no que diz respeito às decisões de operação a serem tomadas (0-1).

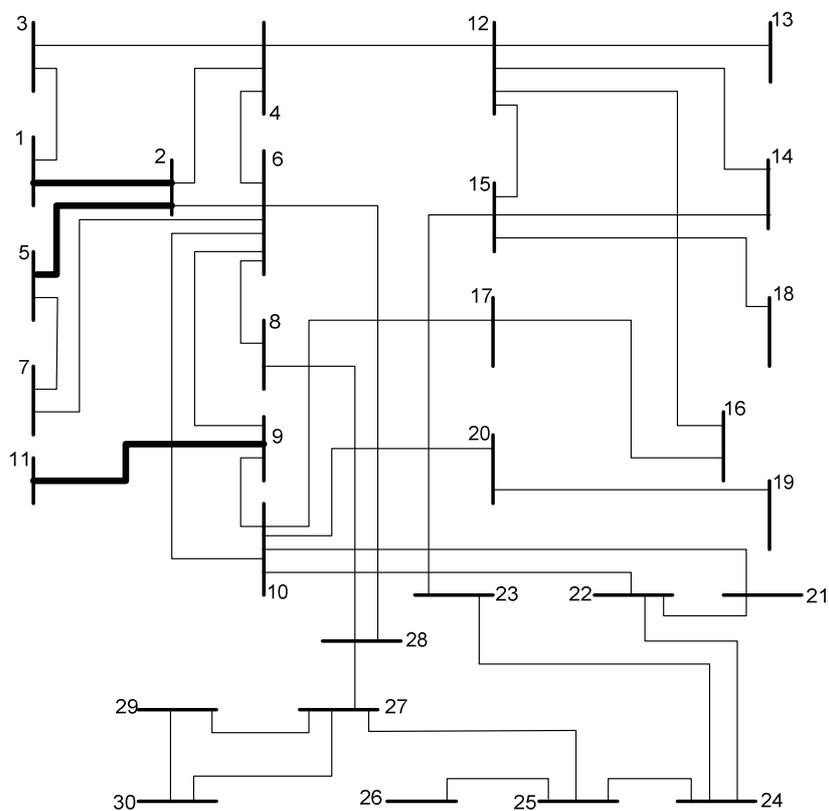


Figura VI.18- Circuitos Sobrecarregados – Caso C2.

Com a lista de prioridade horária estabelecida, as termoelétricas são colocadas em operação até que as restrições (V.11) e (V.12) sejam atendidas. A seguir, executa-se um fluxo de potência de modo a verificar a viabilidade das decisões de operação, já que as restrições do sistema de transmissão passam a ser fator relevante ao atendimento à demanda solicitada. Se a solução for viável, parte-se para a próxima hora de operação. Caso contrário, deve-se colocar a próxima UTE da lista de prioridade em operação, e verificar novamente a viabilidade da solução. O processo é repetido até a obtenção de uma solução horária viável. Desta forma, chega-se a programação parcial de operação, veja Tabela (VI.28).

Tabela VI.28 –Programação Parcial de Operação – Decisões Parciais - Caso C2.

Horas \ UTEs	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	0	1	1	0	1	0	0	1
2	1	0	1	1	0	1	0	0	0
3	1	0	1	1	0	1	0	0	0
4	1	0	1	1	0	1	0	0	0
5	1	0	1	1	0	0	0	0	0
6	1	0	1	1	0	0	0	0	0
7	1	0	1	1	0	1	0	0	0
8	1	0	1	1	0	1	0	0	0
9	1	1	1	1	0	1	0	0	0
10	1	1	1	1	0	1	0	0	0
11	1	1	1	1	0	1	0	0	0
12	1	1	1	1	0	1	0	0	0
13	1	1	1	1	0	1	0	0	0
14	1	1	1	1	0	1	0	0	0
15	1	1	1	1	0	1	0	0	0
16	1	1	1	1	0	1	0	0	0
17	1	1	1	1	0	1	0	0	0
18	1	1	1	1	1	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	0	0	0	0
20	1	1	1	1	1	1	0	0	0
21	1	1	1	1	0	1	0	0	0
22	1	1	1	1	0	1	0	0	0
23	1	1	1	1	0	1	0	0	0
24	1	1	1	1	0	1	0	0	0

Analisando a programação parcial de operação, observa-se que somente a quinta unidade geradora UTE_5 apresenta violação, sendo esta referente ao tempo mínimo de partida. A UTE_5 foi colocada em operação às 18hs e deveria permanecer em operação até às 22hs. Entretanto, às 21hs a unidade geradora foi retirada de operação violando o tempo mínimo de partida que é de 4hs. Pela análise heurística proposta, pôde-se verificar que a unidade permaneceu em operação por um período superior a 2/3 do tempo mínimo de partida, devendo assim, permanecer em serviço até às 22hs.

O fato da UTE_5 permanecer mais uma hora em operação, ocasiona um excesso de reserva às 21hs, logo se deve verificar a possibilidade de desligamento das unidades geradoras em operação de pior classificação dentro da lista horária de prioridade. Para tanto, as retiradas não devem gerar novas violações. Verificou-se que, às 21hs, não é possível a retirada de operação de nenhuma das UTEs sem que ocorram novas violações. Assim, chega-se a programação final de operação.

A Tabela (VI.29) apresenta a programação final de operação obtida pela metodologia proposta, cuja solução é totalmente viável, ou seja, as restrições de reserva

girante, demanda, tempos mínimos de parada e tempos mínimos de partida são atendidas.

Tabela VI.29 –Programação Final de Operação - Decisões Finais - Caso C2.

Horas \ UTEs	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	0	1	1	0	1	0	0	1
2	1	0	1	1	0	1	0	0	0
3	1	0	1	1	0	1	0	0	0
4	1	0	1	1	0	1	0	0	0
5	1	0	1	1	0	0	0	0	0
6	1	0	1	1	0	0	0	0	0
7	1	0	1	1	0	1	0	0	0
8	1	0	1	1	0	1	0	0	0
9	1	1	1	1	0	1	0	0	0
10	1	1	1	1	0	1	0	0	0
11	1	1	1	1	0	1	0	0	0
12	1	1	1	1	0	1	0	0	0
13	1	1	1	1	0	1	0	0	0
14	1	1	1	1	0	1	0	0	0
15	1	1	1	1	0	1	0	0	0
16	1	1	1	1	0	1	0	0	0
17	1	1	1	1	0	1	0	0	0
18	1	1	1	1	1	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	0	0	0	0
20	1	1	1	1	1	1	0	0	0
21	1	1	1	1	1	1	0	0	0
22	1	1	1	1	0	1	0	0	0
23	1	1	1	1	0	1	0	0	0
24	1	1	1	1	0	1	0	0	0

Com a alocação das unidades termoeletricas definida, parte-se para a obtenção do nível de potência ativa horária gerada por cada uma das termoeletricas em operação. A Tabela (VI.30) apresenta a potência ativa gerada por cada termoeletrica ao longo das vinte e quatro horas de operação. O custo total de operação obtido pela metodologia proposta, incluindo o custo de partida da UTE₂ às 9hs (\$115,00), UTE₅ às 18hs (\$100,00) e da UTE₆ às 7hs (\$80,00) e às 20hs (\$80,00), corresponde ao montante de \$143.436,48. O tempo de processamento foi de aproximadamente sete segundos.

A solução encontrada na literatura para o sistema em análise (MA *et al*, 1998) não pôde ser comparada com o resultado obtido pela metodologia proposta, devido ao fato de levar em consideração as restrições de tomada e retomada de carga na obtenção da programação de operação.

Tabela VI.30 – Despacho Econômico (MW) – Caso C2.

Horas \ UTEs	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	126	0	76	76	0	50	0	0	27
2	128	0	76	76	0	47	0	0	0
3	130	0	76	76	0	27	0	0	0
4	132	0	76	72	0	10	0	0	0
5	133	0	76	72	0	0	0	0	0
6	133	0	76	72	0	0	0	0	0
7	132	0	76	72	0	10	0	0	0
8	129	0	76	76	0	37	0	0	0
9	144	58	76	76	0	10	0	0	0
10	151	87	76	76	0	10	0	0	0
11	152	95	76	76	0	10	0	0	0
12	153	98	76	76	0	11	0	0	0
13	152	95	76	76	0	10	0	0	0
14	151	87	76	76	0	10	0	0	0
15	150	84	76	76	0	10	0	0	0
16	150	84	76	76	0	10	0	0	0
17	153	98	76	76	0	11	0	0	0
18	146	86	76	76	71	0	0	0	0
19	146	84	76	76	68	0	0	0	0
20	143	73	76	76	63	10	0	0	0
21	143	69	76	76	54	10	0	0	0
22	153	100	76	76	0	13	0	0	0
23	150	84	76	76	0	10	0	0	0
24	150	86	76	76	0	10	0	0	0

Com o objetivo de aferir a qualidade da solução proposta, a Figura (VI.19) apresenta um gráfico comparativo entre as soluções originadas pelos principais índices clássicos de sensibilidade e pelo índice proposto. Para este caso, a metodologia proposta gerou uma economia de até de 1,40% em relação às programações de operação geradas pelos índices clássicos, veja Figura (VI.20).

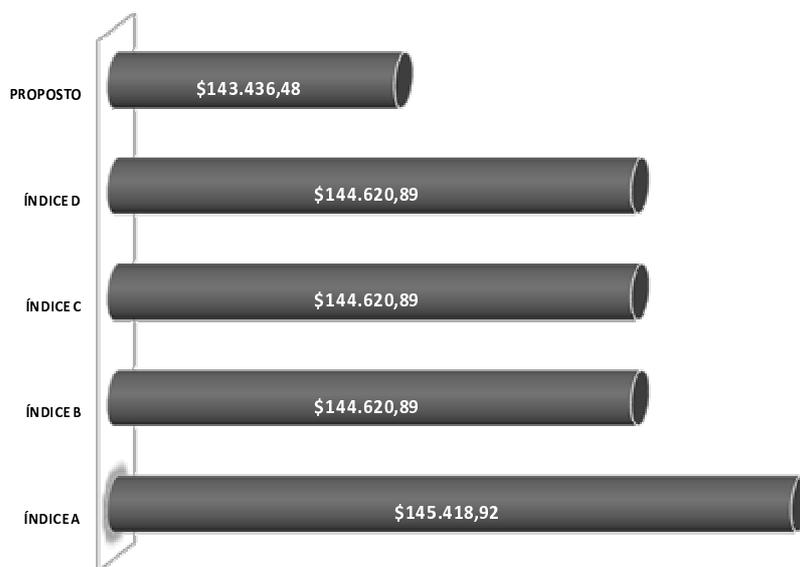


Figura VI.19- Comparação entre os Índices de Sensibilidade – Caso C2.

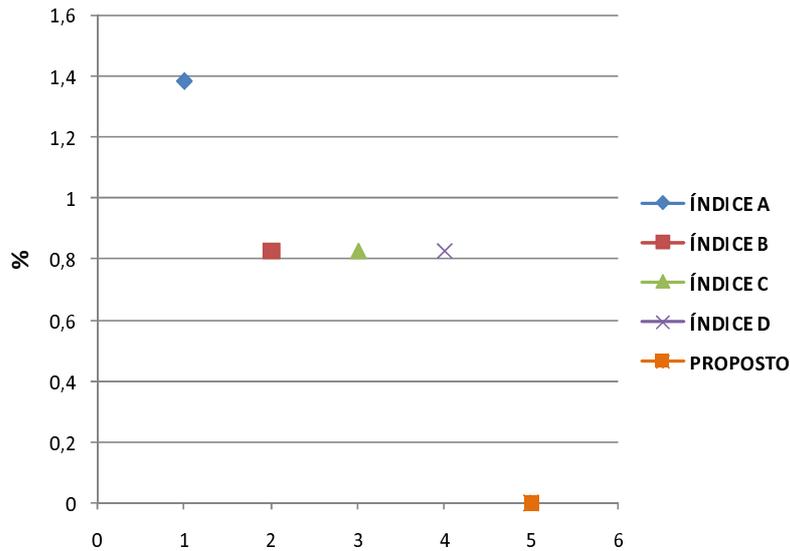


Figura VI.20– Diferença Econômica Percentual –Caso C2.

VI.4.1.3 Caso C3

Nesta terceira análise, além das restrições referentes aos limites de transmissão, as perdas ativas são consideradas, equação (III.7). O objetivo é verificar o impacto das perdas ativas do sistema de transmissão na obtenção da programação de operação de sistemas termoeletrônicos. Assim, a Tabela (VI.31) apresenta a nova lista horária de prioridade obtida através da sensibilidade proposta.

Confrontado a lista de prioridade obtida no caso C2, análise com as restrições de rede e sem a consideração das perdas, com a lista apresentada pela Tabela (VI.31) é possível verificar alterações nas ordens de mérito horárias estabelecidas, ou seja, a consideração das perdas ativas do sistema de transmissão mostra-se também relevante no que diz respeito as decisões de operação. Estas alterações podem ocorrer por dois motivos:

(i) além da demanda horária solicitada, as unidades geradoras têm que suprir as perdas ôhmicas do sistema de transmissão e assim, de acordo com o novo nível de geração solicitado, alterações de ordem econômica entre as termoeletrônicas podem acontecer. Fato este aqui ocorrido.

(ii) com o aumento dos níveis de geração, demanda acrescida das perdas ôhmicas, há a possibilidade de haver um número maior de circuitos sobrecarregados em relação ao caso onde as perdas não são consideradas. Este fato não foi observado para a presente análise, uma vez que o número de circuitos sobrecarregados foi o mesmo em

relação ao caso anterior, no qual as perdas ativas da transmissão não foram consideradas.

Tabela VI.31 – Lista Horária de Prioridade - Ordem das Termoelétricas - Caso C3.

Horas \ Ordem	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	3	4	1	6	2	5	7	8	9
2	3	4	1	6	2	5	7	8	9
3	3	4	1	6	2	5	7	8	9
4	3	4	1	6	2	5	7	8	9
5	3	4	1	6	5	2	7	8	9
6	3	4	1	6	5	2	7	8	9
7	3	4	1	6	2	5	7	8	9
8	3	4	1	6	2	5	7	8	9
9	3	4	1	6	2	5	7	8	9
10	3	4	1	6	5	2	7	8	9
11	3	4	1	6	5	2	7	8	9
12	3	4	1	6	2	5	8	7	9
13	3	4	1	6	5	2	7	8	9
14	3	4	1	6	5	2	7	8	9
15	3	4	1	6	2	5	8	7	9
16	3	4	1	6	2	5	8	7	9
17	3	4	1	6	2	5	8	7	9
18	3	4	1	2	5	6	8	7	9
19	3	4	1	2	5	6	8	7	9
20	3	4	1	2	5	6	8	7	9
21	3	4	1	2	6	5	8	7	9
22	3	4	1	6	2	5	8	7	9
23	3	4	1	6	2	5	8	7	9
24	3	4	1	6	2	5	8	7	9

A Tabela (VI.32) apresenta a programação final de operação obtida considerando as restrições de transmissão e as respectivas perdas ativas. Analisando a programação horária de operação é possível verificar que há um número maior de termoelétricas em operação de modo a garantir o atendimento à demanda, reserva e o suprimento das perdas da transmissão. Fica evidente que as programações de operação que consideram as perdas ativas do sistema de transmissão apresentam custos operacionais mais elevados em relação às programações que não as consideram. O despacho de potência ativa durante as vinte e quatro horas é apresentado pela Tabela (VI.33).

Para o sistema em análise, considerando as perdas ativas da transmissão, o custo operacional total obtido é de \$147.643,16. Ou seja, a consideração das perdas ocasionou um aumento do custo operacional de aproximadamente 3,0% em relação à segunda análise, onde as mesmas foram desconsideradas. O tempo computacional requerido para esta simulação foi de aproximadamente sete segundos.

Tabela VI.32 – Programação Final de Operação - Decisões Finais -Caso C3.

Horas \ UTEs	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	0	1	1	0	1	1	0	1
2	1	0	1	1	0	1	1	0	0
3	1	0	1	1	0	1	0	0	0
4	1	0	1	1	0	1	0	0	0
5	1	0	1	1	0	0	0	0	0
6	1	0	1	1	0	0	0	0	0
7	1	0	1	1	0	1	0	0	0
8	1	0	1	1	0	1	0	0	0
9	1	1	1	1	0	1	0	0	0
10	1	1	1	1	1	1	0	0	0
11	1	1	1	1	1	1	0	0	0
12	1	1	1	1	1	1	0	0	0
13	1	1	1	1	1	1	0	0	0
14	1	1	1	1	1	1	0	0	0
15	1	1	1	1	0	1	0	0	0
16	1	1	1	1	0	1	0	0	0
17	1	1	1	1	0	1	0	0	0
18	1	1	1	1	1	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	0	0	0	0
20	1	1	1	1	1	0	0	0	0
21	1	1	1	1	1	0	0	0	0
22	1	1	1	1	0	1	0	0	0
23	1	1	1	1	0	1	0	0	0
24	1	1	1	1	0	1	0	0	0

Tabela VI.33 – Despacho Econômico (MW) – Caso C3.

Horas \ UTEs	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	126	0	76	76	0	50	20	0	12
2	129	0	76	76	0	47	4	0	0
3	131	0	76	76	0	31	0	0	0
4	133	0	76	75	0	10	0	0	0
5	134	0	76	75	0	0	0	0	0
6	134	0	76	75	0	0	0	0	0
7	133	0	76	75	0	10	0	0	0
8	130	0	76	76	0	41	0	0	0
9	147	63	76	76	0	10	0	0	0
10	143	58	76	76	44	10	0	0	0
11	143	63	76	76	49	10	0	0	0
12	144	65	76	76	51	10	0	0	0
13	143	63	76	76	49	10	0	0	0
14	143	58	76	76	44	10	0	0	0
15	153	90	76	76	0	10	0	0	0
16	153	90	76	76	0	10	0	0	0
17	154	100	76	76	0	18	0	0	0
18	148	90	76	76	74	0	0	0	0
19	148	87	76	76	72	0	0	0	0
20	147	83	76	76	68	0	0	0	0
21	146	76	76	76	62	0	0	0	0
22	153	100	76	76	0	22	0	0	0
23	153	90	76	76	0	10	0	0	0
24	153	92	76	76	0	10	0	0	0

A Figura (VI.21) apresenta um gráfico comparativo entre as soluções originadas pelos principais índices clássicos de sensibilidade e pelo índice proposto. Para este caso, a metodologia proposta gerou uma economia de até +0,67% em relação às programações de operação geradas pelos índices clássicos, veja Figura (VI.22).



Figura VI.21- Comparação entre os Índices de Sensibilidade– Caso C3.

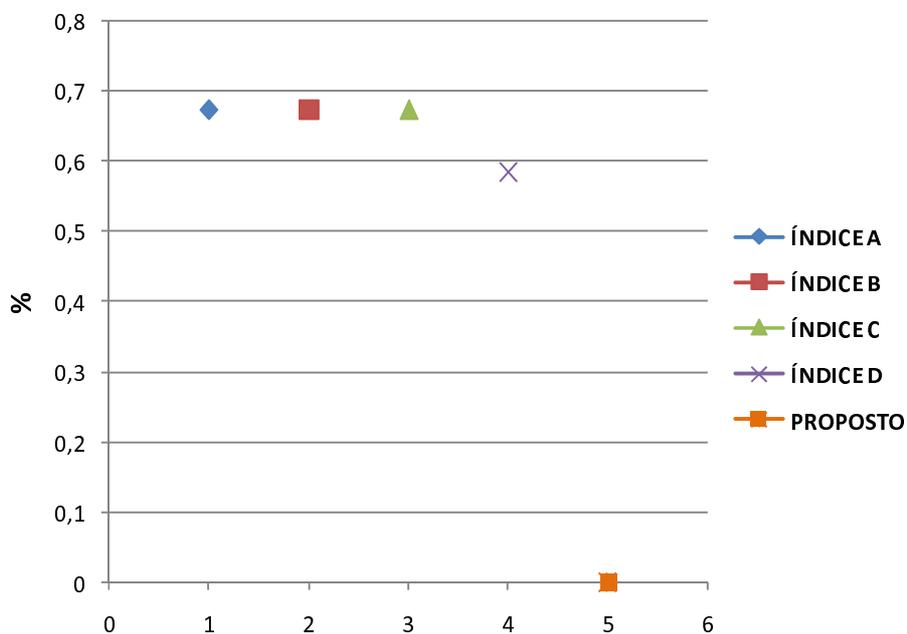


Figura VI.22– Diferença Econômica Percentual -Caso C3.

A Figura (VI.23) apresenta o gráfico comparativo entre os custos operacionais obtidos para as três simulações realizadas, onde é possível verificar que para uma

programação de operação segura, que possa ser aplicada na prática e com indicadores econômicos reais ou bem perto destes, a consideração das restrições da transmissão e de suas respectivas perdas ativas são fatores importantes a serem considerados na análise.



Figura VI.23 – Custos Operacionais - Análises Realizadas - Caso C.

VI.5 Conclusão

No presente capítulo foram apresentados os resultados obtidos pela metodologia proposta para a obtenção da programação da operação de sistemas térmicos de geração. Os sistemas utilizados para a aferição dos resultados encontram-se em grande parte das publicações existentes na área, sendo estas confrontadas com metodologia proposta.

Pelos resultados apresentados verifica-se que a metodologia desenvolvida mostra-se competitiva em relação às metodologias encontradas na literatura. Nos casos em que a metodologia não obteve sucesso absoluto, caso A20, A40 e B, os resultados apresentam-se próximos das melhores soluções encontradas na literatura, suprimindo desta forma a principal deficiência das soluções originadas pelas listas de prioridade obtidas pelos índices clássicos de sensibilidade. Quanto aos tempos computacionais pôde-se verificar, ao longo das simulações realizadas, o baixo esforço computacional inerente à metodologia proposta.

A consideração do sistema de transmissão e, principalmente, de suas respectivas perdas ativas ainda são incipientes na literatura, razão pela qual se pôde verificar durante a pesquisa a dificuldade na obtenção de casos para comparação de resultados. Para o caso analisado, onde a rede de transmissão e suas respectivas perdas ativas foram consideradas, pôde-se verificar a importância das mesmas no que diz respeito tanto à viabilidade prática das soluções quanto no que diz respeito às decisões de operação.

A Tabela (VI.34) apresenta um resumo dos resultados obtidos pelo índice de sensibilidade proposto para cada caso analisado, onde são apresentadas as soluções obtidas pela metodologia proposta (1) , a melhor solução conhecida na literatura (2), e a metodologia que originou a melhor solução (3).

Tabela VI.34 – Resumo dos Resultados Obtidos.

Sistemas	Solução Obtida (1)	Solução Conhecida (2)	Metodologia (3)
A10	\$ 563.940,00	\$ 563.940,00	PROPOSTA
A20	\$ 1.123.989,00	\$ 1.122.622,00	LRGA
A40	\$ 2.243.675,00	\$ 2.242.178,00	LRGA
A60	\$ 3.362.467,00	\$ 3.363.491,00	PROPOSTA
A80	\$ 4.482.591,00	\$ 4.485.633,00	PROPOSTA
A100	\$ 5.602.741,00	\$ 5.605.678,00	PROPOSTA
B	\$ 198.829.844,52	\$ 197.500.000,00	EMO-ALH
C2	\$143.436,48	\$144.620,89	PROPOSTA
C3	\$147.643,14	\$148.504,73	PROPOSTA

Capítulo VII

Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

VII.1 Conclusões

A análise da literatura especializada, referente à programação da operação de sistemas termoeletrônicos de geração, mostra a necessidade de aperfeiçoamentos de algoritmos existentes ou elaboração de novas técnicas para a resolução do problema em questão. Confrontando as metodologias existentes percebe-se a existência de:

(i) metodologias simples que apresentam baixo tempo de processamento. Entretanto, geram, em sua grande maioria, programações de operação economicamente elevadas quando comparadas com outras metodologias.

(ii) metodologias complexas, híbridas e que apresentam programações de operação economicamente baixas quando comparadas com outras metodologias. Entretanto, o elevado tempo e/ou memória de processamento são características destas metodologias.

O desenvolvimento de algoritmos capazes de conciliar rapidez, robustez e eficiência na resolução do problema é um campo atrativo de estudo e pesquisa. Considerando as características intrínsecas ao método de lista de prioridade, tais como o baixo esforço computacional, robustez, e o fato de que os resultados alcançados encontram aplicabilidade no desenvolvimento de algoritmos mais complexos, o presente trabalho teve como objetivo a elaboração de um índice de sensibilidade para a identificação das unidades termoeletrônicas mais econômicas a serem colocadas em operação. Ou seja, o objetivo foi a elaboração de uma lista de prioridade eficiente e que tivesse principalmente a capacidade de agregar soluções de qualidade com baixo esforço computacional.

Os resultados alcançados através das simulações realizadas apontam para uma satisfatória eficiência da metodologia proposta para o problema referente à programação da operação de sistemas termoeletrônicos de geração. A metodologia proposta conciliou, para os casos analisados, baixo esforço computacional com a obtenção de soluções ótimas ou sub-ótimas, suprimindo a principal crítica na utilização das listas de prioridade

geradas pelos índices clássicos de sensibilidade que é a qualidade das soluções obtidas, altos custos operacionais, quando comparada com outras metodologias. O baixo esforço computacional obtido é inerente aos algoritmos baseados em listas de prioridade. Os resultados alcançados podem ser creditados aos seguintes fatores:

- (i) A aproximação linear adotada para a representação da variável discreta de decisão inerente ao problema;
- (ii) As informações econômicas oriundas dos multiplicadores de Lagrange associadas às funções decisão de operação na identificação das unidades geradoras a serem colocadas em operação;
- (iii) A estimativa do nível de geração através da minimização da área delimitada pela curva de custo de operação. Esta estimativa leva em consideração não só os custos de produção (linear e quadrática) como também o custo fixo das unidades termoelétricas, possibilitando uma indicação mais adequada no que diz respeito às decisões de operação;
- (iv) Incorporação das condições horárias de carga e da componente fixa do custo operacional de cada unidade geradora pelo índice de sensibilidade proposto.

Quanto à análise dos resultados pode-se destacar:

- (i) A metodologia proposta mostra-se competitiva em relação às principais técnicas de otimização utilizadas para a resolução do problema em questão, conciliando soluções de qualidade ao baixo esforço computacional;
- (ii) Os indicativos dos tempos de processamento confirmam o baixo esforço computacional inerente à metodologia proposta, possibilitando a utilização do algoritmo proposto várias vezes pelo operador do sistema a fim de encontrar programações de operação que possam ser aplicadas em sistemas reais e/ou de grande porte;
- (iii) A utilização dos índices clássicos de sensibilidade, na alocação das termoelétricas em operação, gerou, para todos os casos analisados, programações de operação com custos operacionais superiores quando comparadas com as programações obtidas por outras metodologias;

- (iv) Os confrontos entre os resultados apontam, na maioria das vezes, para diferenças percentuais financeiras muito pequenas entre as metodologias, existindo inclusive alternâncias de desempenho (qualidade das soluções) para diferentes sistemas;
- (v) Apesar das pequenas diferenças econômicas entre as metodologias, deve-se ter em mente que para sistemas reais e/ou de grande porte, o montante financeiro envolvido é de ordem elevada e, portanto, quaisquer que sejam as economias obtidas são estas desejadas;
- (vi) A representação do sistema de transmissão e suas respectivas perdas ôhmicas são fatores relevantes no que diz respeito tanto à viabilidade prática das soluções quanto às decisões de operação;
- (vii) As programações de operação obtidas considerando as perdas ativas do sistema de transmissão são economicamente superiores em relação às programações de operação que não as consideram;
- (viii) A garantia de obtenção do ponto de mínimo global só pode ser obtida através da enumeração de todas as combinações possíveis de operação, o que nem sempre é possível devido ao elevado tempo de processamento;
- (ix) Apesar do bom desempenho obtido pelo índice de sensibilidade proposto, deve-se ter em mente que não há garantia da otimalidade das soluções encontradas, ou seja, assim como nas demais metodologias, o índice de proposto pode vir a gerar soluções sub-ótimas.

VII.2 Desenvolvimentos Futuros

Alguns possíveis desenvolvimentos futuros são descritos a seguir:

- ◆ Estudo da inclusão das restrições de tomada e retomada de carga das unidades de geração. Na prática, por problemas termodinâmicos, não é possível uma variação muito rápida de potência gerada pelas unidades termoelétricas. Sendo assim, definem-se taxas de tomada e retomada de carga (MW/h) que condicionam as alterações de geração em intervalos de tempo sucessivos;

- ◆ Aplicação da técnica de decomposição de Benders e/ou Programação Dinâmica de Bellman, visando o tratamento das restrições dinâmicas inerentes ao problema, em conjunto com a sensibilidade proposta;
- ◆ A elaboração de novas estratégias na obtenção da programação final de operação. Como por exemplo, com base na ordem de mérito, gerar novas listas de prioridade permutando unidades termoelétricas que tenham valores próximos para os multiplicadores de Lagrange. Com isso, aumenta-se o espaço de busca e, conseqüentemente a possibilidade de se encontrar programações operacionais mais econômicas;
- ◆ Estudo da viabilidade da utilização do índice de sensibilidade proposto em conjunto com a técnica de programação dinâmica dual (Determinística e/ou Estocástica) para a resolução do problema referente à minimização do custo operacional de sistemas hidrotérmicos.
- ◆ Utilização do algoritmo proposto como gerador de soluções iniciais para a utilização de técnicas baseadas em inteligência artificial e/ou relaxação Lagrangeana, com o objetivo de melhorar a eficiência do processo de busca e/ou convergência de tais metodologias.

Referências Bibliográficas

- AHMED, Y.S., SENJYU,T., MIYAGI,N.U., and FUNABASHI.T., 2006, “Fuzzy unit commitment scheduling using absolutely stochastic simulated annealing” , *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 21, nº 3, pp. 955–964, May.
- AOKI, K., SATOH, T. and ITOH, M. ,1987, “Unit commitment in large scale power systems including fuel constrained thermal and pumped storage hydro”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 2, nº 3, pp. 1077–1084, May.
- BALCI, H. H. and VALENZUELA, J.F, 2004, “Scheduling electric power generators using particle swarm optimization with the Lagrangian relaxation method”, *Int. J. Appl. Math. Comput. Sci*, Vol 14, nº 3, pp:411-421, April.
- BALDWIN, C. J., DALE, K. M., DITTRICH, R. F., 1959,“A Study of the economic shutdown of generating units in daily dispatch”, *AIEE Transactions, pt III (Power Apparatus and Systems)*,Vol. 78, nº 3,pp. 1272-1284, Dec.
- BURNS, R.M. and GIBSON, C.A., 1975. “Optimization of Priority List for a Unit Commitment Problem”, *IEEE PES Summer Meeting*, Paper nº A75 453-1.
- CASTRONUEVO E.D, 2001, *Aplicação do Método de Pontos Interiores no Fluxo de Potência Ótimo Não Linear com Utilização de Processamento de Alto Desempenho*. Tese de D.Sc, UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil.
- CHENG, C.P., LIU, C.W. and LIU, C.C., 2000, “Unit commitment by Lagrangian Relaxation and genetic algorithm,” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 15, nº 3,pp. 707–714, May.
- DASGUPTA, D. and MCGREGOR, D.R, 1994, “Thermal unit commitment using genetic algorithms,” *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen. Transm. Dist.*, Vol. 141, nº 3,pp. 459–465, Sept.
- DAMOUSIS, I.G.S., BAKIRTZIZ, A.G. and DOKOPOULOS, P.S. , 2004, “A Solution to the Unit Commitment Problem Using Integer Coded Genetic Algorithm” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.19, nº.2, May.
- DIEU, V.N. and ONGSAKUL. W., 2006, “Enhanced merit order and augmented Lagrange Hopfield network for ramp rate constrained unit commitment”. *Power Engineering Society General Meeting*, 18-22 June.

- DIEU, V.N. and ONGSAKUL. W., 2007, “Enhanced merit order and augmented Lagrange Hopfield network for hydrothermal scheduling”. *Electrical Power and Energy Systems*, nº 28, pp. 1-7, Oct.
- DINIZ, A.L.S., 2007, *Uma estratégia de decomposição por relaxação Lagrangeana para a otimização da programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos com modelagem detalhada da rede elétrica – aplicação ao sistema brasileiro*. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- FAN, J. Y., ZHANG, L., MCDONALD, J. D., 1996, “Enhanced techniques on sequential unit commitment with interchange transaction” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, nº. 1, pp. 93-100, Feb.
- GOLDBARG, M.C e LUNA, H.P., 2000, *Otimização Combinatória e Programação Linear*. 2ª edição, Rio de Janeiro, Editora Campus.
- GOMES, F., CARNEIRO JR, S., PEREIRA, J. L. R., VINAGRE, M.P., GARCIA, P. A N, OLIVEIRA, E J, ARAÚJO, L. R., 2005, “A New Distribution System Reconfiguration Approach Using Optimal Power Flow Technique and Sensitivity Analysis for Loss Reduction”. In: *IEEE - PES - General Meeting, San Francisco. IEEE - Power Engineering Society*, August,, Vol. 1, nº1, pp. 1-5, Oct.
- GRANVILLE, S., 1993, “Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Method”, *IEEE/PES*, Nº93, February.
- HAYKIN, S., 2000, *Redes Neurais*. 2ª edição, Rio de Janeiro, Editora Bookman.
- HUANG, S.J. and HUANG, C.L., 1997, “Application of genetic-based neural network to thermal unit commitment” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 12, nº 3, pp. 654–660, May.
- HUANG, K.Y., YANG, H.T. and HUANG, C.L, 1998, “A new thermal unit commitment approach using constraint logic programming,” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 13, nº 3, pp. 936–945, Aug.
- HOBBS., B.F, ROTHKOPF.,M.H., O’NEILL.,R.P, e CHAO., H.P., 2001, *Generation of Electric Power Unit Commitment Models*. 2ª edição, editora Kluwer Academic Publishers.
- JUSTE, K.A., KITA, H., TANAKA, E. and HASEGAWA, J., 1999, “An Evolutionary Programming Solution to the Unit Commitment Problem”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.14, nº 3, pp.1452-1459, Nov.

- KAZARLIS, S.A., BAKIRTZIZ, A.G and PEDRITIS, V., 1996, “A Genetic Algorithm Solution to the Unit Commitment Problem”, *IEEE Trans.Power. Syst.*, Vol.11, n°2, pp. 83-93, Feb.
- KARMARKAR N., “New Polynomial–Time Algorithm for Linear Programming”, *Combinatorica*, Vol.4, n° 3, pp.373-395, 1984.
- KERR, R.H, SHEIDT. J.L, FONTANA.,A.J and WILEY., J.K., 1966, “Unit Commitment” *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Vol. 85, n° 3, pp.417-421, May.
- LATORRE, M.J., 1995, *Aplicação do Método de Pontos Interiores Primal-Dual para a Resolução do Problema de Fluxo de Potência Ótimo*. Tese de M.Sc, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- LAUER,G.S., SANDELL JR, M.R., BERTSEKAS, N.R. and POSBERGH, T.A.,1982, “Solution of large scale optimal unit commitment problems,” *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Vol.101, n° 3, pp. 79–96, Jan.
- LEE, F.N and FENG, Q., 1992, "Multi-Area Unit Commitment" *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.7, n°2, pp 591-599, May.
- LEE, F.N.,1991, “The Application of Unit Commitment Utilization Factor (CUF) to Thermal Unit Commitment” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.6, n°2, pp.691-698, May.
- LEE, F. N., 1989, “A fuel-constrained unit commitment method”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, n°. 3, pp. 1208-1218, Aug.
- LEE, F. N., HUANG, J., ADAPA, R., 1994, “Multi-area unit commitment via sequential method and a DC power flow network model”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, n°. 1, pp. 279-287, Feb.
- LI, C.,JOHNSON, R.B, and SVOBODA, A.J., 1997, “A New Unit Commitment Method” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.12, n°2, pp 113-119, Feb.
- LOWERY, P.G., 1966, “Generating Unit Commitment by Dynamic Programming” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 85, n° 3, pp.422-426, May.
- LUSTIG. I.J., MARSTEN, R.E. and SHANNO, D.F., 1989, “Computational Experience with a Primal-Dual Interior Point Method for Linear Programming”, *Linear Algebra and Its Applications* 1: 20-83.
- MA, H and SHAHIDEHPOUR, S.M., 1999, “Unit commitment with transmission security and voltage constraints,” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 14, n° 3, pp.757–764, May.

- MA, H., SHAHIDEHPOUR, S.M and MARWALI, M.K.C., 1998, “Transmission Constrained Unit Commitment Based on Benders Decomposition”. *Proceedings of the American Control Conference*, pp: 2263-2267, New Mexico, June.
- MAIFELD, T.T and SHEBLE, G.B., 1996, “Genetic-based unit commitment algorithm,” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 11, nº 3, pp. 1359–1370, Aug.
- MANTAWY, A.H., ABDEL-MAGID, Y.L. and SELIM, S.Z., 1998, “A simulated annealing algorithm for unit commitment,” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 13, nº 3, pp. 197–204, Feb.
- MOMOH. J.A., 2005, *Electric Power System Applications of Optimization*. 1ª edição, editora Marcel Dekker.
- MONTICELLI A., 1993, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. 2ª edição, São Paulo, editora Edgard Blucher.
- MORI, H. AND MATSUZAKI, O., 2000, “Embedding the priority into Tabu search for unit commitment,” *in Proc. IEEE Winter Meeting*.
- NASSER SADATI, MAHDI HAJIAN and MAJID ZAMANI., 2007, “Unit commitment using particle swarm based simulated annealing optimization approach” *Proceeding of the IEEE Swarm Intelligence Symposium*, pp. 297-302, April.
- NARAYANA P. P., 2004, “Unit Commitment – A Bibliographical Survey” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 19, nº2, pp. 1197–1205, May.
- NARAYAN. S.R., 2003, “Optimization Principles- Practical Applications to the Operation and Markets of the Electric Power Industry” *IEEE Press Power Engineering Series*, Wiley Interscience.
- NESLON, O.S., 2006, *Termodinâmica Aplicada às Termelétricas-Teoria e Prática*. 2ª edição, editora Interciência, Rio de Janeiro.
- ONGSAKUL, W. and PETCHARAKS, N., 2004, “Unit Commitment by Enhanced Adaptive Lagrangian Relaxation” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.19, nº. 1, pp.620-628.
- PANG,C.K and CHEN,H.C.,1976, “ Optimal Short term Thermal Unit Commitment”, *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, Vol.PAS-95, nº 3, pp.1336-1346, July.
- PANG, C.K., SHEBLE, G.B. and ALBU, F., 1981, “Evaluation of Dynamic Programming Based Methods and Multiple Area Representation for Thermal Unit

- Commitment” *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Vol. PAS-100, nº 3, pp.1212-1218, March.
- PARKER, B.J, WATANABE, A, SCHILING,MT, 1980, *Precisão do Modelo Linearizado de Fluxo de Potência para Simulação do Sistema Brasileiro*. NT DEST 18/80.
- PUCCINI A.L, PIZZOLATO N.D., 1989. *Programação Linear*. 2ª edição, Rio de Janeiro, editora LTC.
- QUINTANA, V. H., TORRES, G. L. and MEDINA, J.P., 2000, "Interior-Point Methods and Their Applications to Power Systems: A Classification of Publications and Software Codes", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 15, nº. 1, pp. 170—176, February.
- RAJAN, A.,MOHAN. C.C. and MANIVANNAN, M.R., 2002, “Neural based tabu search method for solving unit commitment problem,” in *Proc. 5th Int. Conf. Power Syst. Manage. Contr*, pp. 180–185.
- RODRIGUES, R.N., SILVA, E.L. e FINARDI, E.C., 2006, “Alocação de unidades hidrelétricas no problema da programação da operação energética utilizando relaxação Lagrangeana e Lagrangeano aumentado”. *Revista da Sociedade Brasileira de Automática (SBA)*, Vol.17, nº 2, Abril de 2006, PP.155-166.
- SAADAWI, M. M. EL, TANTAWI, M. A., AND TAWFIK, E., 2004, “A fuzzy optimization- based approach to large scale thermal unit commitment,” *Electric Power Systems Research* 72, pp. 245-252.
- SASAKI, H., WATANABE, M. and YOKOYAMA, R., 1992, “A solution method of unit commitment by artificial neural networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 7, nº 3, pp. 974–981, Aug.
- SENJYU, T., YAMASHIRO, H., SHIMABUKURO, K., UEZATO, K. and FUNABASHI, T., 2003, “Fast Solution Technique for Large Scale Unit Commitment Problem Using Genetic Algorithm” *IEE Proc.Gener.Transm. Distrib.* Vol.150, nº. 6, pp.753-760, November.
- SENJYU, T., YAMASHIRO, H., SHIMABUKURO, K., UEZATO, K. and FUNABASHI, T., 2002, “A Unit Commitment Problem by Using Genetic Algorithm Based on Characteristic Classification” *IEEE/Power Eng. Soc. Winter Meet.*, Vol.1, nº 3, pp.58-63, April.

- SENJYU, T., SHIMABUKURO, K., UEZATO, K. and FUNABASHI, T., 2003, “A Fast Technique for Unit Commitment Problem by Extended Priority List” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.18, n°2, pp.882-888, May.
- SENJYU, T., MIYAGI, T., SABER, A.Y., *et al.*, 2006, “Emerging Solution of Large Scale Unit Commitment Problem by Stochastic Priority List” *Electric Power Systems Resaerch*, Vol.76, n°5, pp.283-292, Jan.
- SHEBLE, G. B., 1990, “Solution of the unit commitment problem by the method of unit periods”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, n°.1, pp. 257-260, Feb.
- SHEBLE, G.B., 1996, “Unit commitment by genetic algorithm with penalty methods and a comparison of Lagrangian search and genetic algorithm economic dispatch example,” *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 18, no. 6, pp. 339–346, Feb.
- SILVA JR, IVO.C., OLIVEIRA, E. J., PEREIRA, J. L. R., CARNEIRO JUNIOR, SANDOVAL., 2005, “Transmission System Expansion Planning Using a Sigmoid Function to Handle Integer Investment Variables”. *IEEE Transactions on Power Systems*, August, Vol. 1, n° 1, pp. 1-7.
- SILVA JR, IVO.C., CARNEIRO JUNIOR, SANDOVAL, E. J., PEREIRA, J. L. R., GARCIA, PAULO A.N., 2007, “Metodologia Heurística Construtiva para Alocação de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”. *Revista da Sociedade Brasileira de Automática (SBA)*, Vol.17, n° 3, Setembro de 2007, PP.300-311, ISSN:0103-1759.
- SIMOPOULOS, D.N., KAVATZA, S.D. and VOURNAS, C.D., 2006, “Unit commitment by an enhanced simulated annealing algorithm” *Power Systems, IEEE Transaction* Vol. 21, n° 3, Issue 1, Feb, Page(s):68 – 76.
- SRINIVASAN, D and CHAZELAS, J., 2004, “A Priority List Based Evolutionary Algorithm to Solve Large Scale Unit Commitment Problem”, *International Conference on Power System Technology –Powercon 2004*, Singapore, 21-24 November.
- SUM, T. and ONGSAKUL, W., 2003, “Ant Colony Search Algorithm for Unit Commitment”, *Industrial Technology, IEEE International Conference* Vol. 1, n° 3, Page(s):72 – 77, Dec.
- SWARUP, K.S. and YAMASHIRO, S., 2002, “Unit commitment solution methodology using genetic algorithm,” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 17, n° 3, pp. 87–91, Feb.

- TING, T.O., RAO, M.V.C and LOO, C.K., 2006, “A Novel Approach for Unit Commitment Problem via an Effective Hybrid Particle Swarm Optimization” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.21, n° 2, No1, February, pp:411-418.
- TOLMASQUIM, M.T., 2005, *Geração de Energia Elétrica no Brasil*. 2ª edição, editora Interciência.
- VALENZUELA, J. and SMITH, A.E., 2002, “A Seeded Memetic Algorithm for Large Unit Commitment Problems” *Journal of Heuristics*, Vol.8, n°2, pp: 173-195, September.
- VIANA, A., SOUSA, J.P. and MATOS, M.A., 2003, “GRASP with Constraint Oriented Neighborhoods: an application to the Unit Commitment Problem” *The Fifth Metaheuristics International Conference*, Kyoto, Japan, August 25-28.
- VIANA, A., SOUSA, J.P. and MATOS, M.A., 2002, “A new metaheuristic approach to the unit commitment problem” 14th PSCC,333 Sevilla, 24-28 June, Session 05, pp:1-6.
- WALSH, M.P and MALLEY, M.J.O., 1997, “Augmented Hopfield network for unit commitment and economic dispatch,” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 12, n° 3, pp. 1765–1774, Nov. 1997.
- WANG, C.; SHAHIDEHPOUR, S.M., 1993, “Effects of ramp-rate limits on unit commitment and economic dispatch,” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 8, n° 3, pp. 1341–1350, Aug.
- WANG, M., ZHANG, B., DENG, Y., 2000, “A novel unit commitment method considering various operation constraints”, *Proceedings of the PES Winter Meeting*, pp. 1778-1783, Jan.
- WONG, K. P., DOAN, K., 1991, “Artificial intelligence algorithm for daily scheduling of thermal generators”, *IEE Proceedings, part C – Gen. Transm. Distr.*, Vol. 138, n° 6, pp. 518-534, Nov.
- WOOD, A.J and WOLLENBERG, B.F., 1996, *Power Generation, Operation & Control*. 1ª edição, editora John Wiley & Sons.
- WRIGHT, S.J., 1997, *Primal-Dual Interior Point Methods*. 1ª edição, editora Siam.
- YANG, H., YANG, P. and HUANG, C., 1997, “A parallel genetic algorithm approach to solving the unit commitment problem: implementation on the transporter networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 12, n° 2, pp. 661–668, May.

- YANG, H.T., YANG, P.C. and HUANG, C.L., 1996, "Evolutionary programming based economic dispatch for units with non smooth fuel cost functions," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 11, n° 3, pp. 112–118, Feb.
- ZHAO, B., GUO, C.X., BAI, B.R and CAO., Y.J., 2006, "An improve particle swarm optimization algorithm for unit commitment," *Electric Power Systems Research* n° 28, pp. 482-490, December.
- ZHUANG, F. and GALIANA, F.D., 1988, "Toward a more rigorous and practical unit commitment by Lagrangian Relaxation," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.3, n° 3, pp. 763–773, May.

Apêndice A

Método Primal-Dual de Pontos Interiores

A.1 Considerações Iniciais

Este apêndice descreve os aspectos computacionais da metodologia primal-dual de pontos interiores na resolução de problemas de fluxo de potência ótimo. A motivação desta aplicação deve-se ao bom desempenho mostrado pelos métodos de pontos interiores em programação linear de grande porte, assim como em programação quadrática e convexa. O algoritmo implementado resolve o sistema de equações resultante da formulação primal-dual pelo método de Newton-Raphson com critérios específicos de convergência e ajuste do parâmetro barreira.

A.2 Formulação do Problema de FPO

Um problema de FPO pode ser formulado genericamente como:

$$\begin{aligned} & \text{Min } f(x) \\ & \text{s.a} \\ & h(x) = 0 \quad (\lambda) \\ & l \leq x \leq u \quad (\pi) \end{aligned} \tag{A.1}$$

onde:

- $f(x)$ função objetivo;
- $h(x)$ restrições referentes as equações de balanço de potência e as restrições funcionais;
- l, u limites inferiores e superiores sobre as variáveis de controle, variáveis de estado e folgas associadas às restrições funcionais;

Com a inclusão de variáveis de folga nas restrições de canalização, o sistema (A.1) resulta no equivalente a:

$$\begin{aligned}
& \text{Min } f(x) \\
& \text{s.a} \\
& h(x) = 0 \quad (\lambda) \\
& x - sl = l \quad (\pi_l) \\
& x + su = u \quad (\pi_u) \\
& sl, su \geq 0
\end{aligned} \tag{A.2}$$

Observa-se que as restrições de desigualdade que aparecem são do tipo (“≥0”), ou seja, as restrições de desigualdade originais foram transformadas em variáveis não negativas, sendo tratadas através de penalização interna. Desta forma, este tipo de restrição pode ser incluída ao problema através de uma função penalidade conhecida como barreira logarítmica ($-\sum \ln(s)$). Com a inclusão da função barreira logarítmica, o problema original é transformado em uma seqüência de problemas parametrizados pelo parâmetro barreira (μ). Assim, o problema primal (A.2) é escrito como:

$$\begin{aligned}
& \text{Min } f(x) - \mu \sum_{i=1}^n \ln(sl_i) - \mu \sum_{i=1}^n \ln(su_i) \\
& \text{s.a} \\
& h(x) = 0 \quad (\lambda) \\
& x - sl = l \quad (\pi_l) \\
& x + su = u \quad (\pi_u)
\end{aligned} \tag{A.3}$$

onde:

n é o número de variáveis que possuem restrições de canalização.

Observe que para cada valor do parâmetro barreira, tem-se um novo problema de otimização. Resolver (A.3) é equivalente a achar um ponto no interior da região de solução. O conjunto de pontos obtidos para cada valor de μ define a trajetória de convergência no interior da região viável em relação às restrições de canalização.

A otimalidade do problema original (A.2) será alcançada quando $\mu=0$. Por este motivo, durante o processo iterativo, deve ser imposto um decréscimo do parâmetro barreira ($\mu_{k+1} < \mu_k$) de tal forma que:

$$\mu_k \Rightarrow 0 \text{ quando } k \Rightarrow +\infty$$

Assim, quando $\mu = 0$, a função objetivo do problema (A.3) torna-se a função objetivo do problema que se deseja resolver, ou seja, torna-se o problema (A.1). Os processos adotados para o decréscimo do parâmetro barreira dão origem a várias metodologias de pontos interiores.

Com o objetivo de transformar um determinado problema de otimização sujeito apenas as restrições de igualdade (A.3) em um problema de otimização sem restrições, utiliza-se a função Lagrangeana (L). Esta função é originada através de uma combinação linear entre as restrições do problema (A.3), em que os coeficientes desta combinação são os coeficientes de Lagrange (λ, π_l e π_u). Assim, a função Lagrangeana referente ao problema (A.3) pode ser escrita como:

$$L = f(x) - \mu \sum_{i=1}^n \ln(sl_i) - \mu \sum_{i=1}^n \ln(su_i) - \lambda^T h(x) - \pi_l^T \cdot (x - sl - l) - \pi_u^T \cdot (x + su - u) \quad (\text{A.4})$$

A.3 Resolução do Problema

Para atingir a otimalidade do problema (A.4) deve-se derivar a equação Lagrangeana em relação as suas variáveis (primais e duais) e igualar a zero. Fazendo isto se tem:

$$(\nabla L_x) \quad \nabla f(x) - \lambda^T \nabla h(x) - \pi_l^T - \pi_u^T = 0 \quad (\text{A.5})$$

$$(\nabla L_\lambda) \quad h(x) = 0 \quad (\text{A.6})$$

$$(\nabla L_{\pi_l}) \quad x - sl - l = 0 \quad (\text{A.7})$$

$$(\nabla L_{\pi_u}) \quad x + su - u = 0 \quad (\text{A.8})$$

$$(\nabla L_{sl}) \quad \mu e = S_l \pi_l \quad (\text{A.9})$$

$$(\nabla L_{su}) \quad \mu e = -S_u \pi_u \quad (\text{A.10})$$

onde:

S_l e S_u são matrizes diagonais cujos elementos diagonais são as componentes dos vetores sl e su respectivamente e $e^T = [1, \dots, 1]$.

Estas seis equações vetoriais determinam a otimalidade do problema (A.3). Observe que os critérios do sinal de π_l e π_u são deduzidos de (A.9) e (A.10), dada a

positividade de S_l, S_u e μ . Aplicando o método de Newton-Raphson ao sistema de equações (A.5 a A.10) para a determinação de $\Delta x, \Delta s_l, \Delta s_u, \Delta \lambda, \Delta \pi_l$ e $\Delta \pi_u$ tem-se:

$$(\nabla^2 f(x) - \lambda \nabla^2 h(x)) \Delta x - \nabla h(x) \Delta \lambda - \Delta \pi_l - \Delta \pi_u = -t \quad (\text{A.11})$$

$$\nabla^T h(x) \Delta x = -h(x) \quad (\text{A.12})$$

$$\Delta x - \Delta s_l = -(x - s_l - l) \quad (\text{A.13})$$

$$\Delta x + \Delta s_u = -(x + s_u - u) \quad (\text{A.14})$$

$$-\Pi_l \Delta s_l - S_l \Delta \pi_l = -(\mu e - S_l \pi_l) \quad (\text{A.15})$$

$$\Pi_u \Delta s_u - S_u \Delta \pi_u = -(\mu e + S_u \pi_u) \quad (\text{A.16})$$

onde:

Π_l e Π_u são matrizes diagonais cujos elementos diagonais são as componentes dos vetores π_l e π_u respectivamente e, $t = \nabla f(x) - \lambda^T \nabla h(x) - \pi_l - \pi_u$.

Considerando em (A.13) e (A.14) que os pontos são viáveis, isto é, que as variáveis estejam dentro da região de solução, tem-se que:

$$\Delta s_l - \Delta x = 0 \quad (\text{A.18})$$

$$\Delta s_u + \Delta x = 0 \quad (\text{A.19})$$

Substituindo as equações acima em (A.15) e (A.16), obtém-se:

$$\Delta \pi_l = +S_l^{-1}(\mu e - S_l \pi_l - \Pi_l \Delta x) \quad (\text{A.20})$$

$$\Delta \pi_u = -S_u^{-1}(\mu e - S_u \pi_u - \Pi_u \Delta x) \quad (\text{A.21})$$

Substituindo as equações (A.9) e (A.10) nas equações (A.20) e (A.21) respectivamente, tem-se:

$$\Delta \pi_l = +S_l^{-1}(-\Pi_l \Delta x) \quad (\text{A.22})$$

$$\Delta \pi_u = S_u^{-1}(\Pi_u \Delta x) \quad (\text{A.23})$$

Com estas substituições, as incógnitas do problema são Δx e $\Delta \lambda$. Substituindo as expressões de $\Delta \pi_l$ e $\Delta \pi_u$ em (A.11), tem-se:

$$(\text{A.24})$$

$$(\nabla^2 f(x) - \lambda^T \nabla^2 h(x) \Delta \pi_l + S_l^{-1} \Pi_l - S_u^{-1} \Pi_u) \Delta x - \nabla h(x) \Delta \lambda = Z$$

com:

$$Z = -(\nabla f(x) - \lambda^T \nabla h(x)) + \mu(S_l^{-1} e - S_u^{-1} e) \quad (\text{A.25})$$

Desta forma o sistema a ser resolvido, dado pelas equações (A.24) e (A.12), é equivalente a:

$$\begin{bmatrix} H & -J^T \\ -J & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z \\ h(x) \end{bmatrix} \quad (\text{A.26})$$

com:

$$H = \nabla^2 f(x) - \lambda^T \nabla^2 h(x) + S_l^{-1} \Pi_l - S_u^{-1} \Pi_u \quad (\text{A.27})$$

$$J = \nabla h(x) \quad (\text{A.28})$$

Uma vez calculados Δx e $\Delta \lambda$, os vetores Δs_l e Δs_u são obtidos a partir de (A.18 e A.19) e os vetores $\Delta \pi_l$ e $\Delta \pi_u$ são obtidos a partir de (A.22 e A.23). Observe que H e Z representam a Hessiana e o Jacobiano da função Lagrangeana associada ao problema só com restrições de igualdade e, mais um termo contendo informações correspondentes ao termo barreira, sendo: $(S_l^{-1} \Pi_l - S_u^{-1} \Pi_u)$ em H e $\mu(S_l^{-1} e - S_u^{-1} e)$ em Z.

A.4 Atualização das variáveis

Diferentemente do fluxo de potência convencional, os deltas obtidos pela resolução do sistema (A.26) não são incrementados diretamente em suas respectivas variáveis. Assim, é calculado um passo de otimização α_p para as variáveis primais e um passo α_d para as variáveis duais, pelas expressões (A.29) e (A.30).

$$\alpha_p = \min \left[\min_{\Delta s < 0} \frac{s_l}{|\Delta s_l|}, \min_{\Delta s < 0} \frac{s_u}{|\Delta s_u|}, 1 \right] \quad (\text{A.29})$$

$$\alpha_d = \min \left[\min_{\Delta \pi < 0} \frac{\pi_l}{|\Delta \pi_l|}, \min_{\Delta \pi < 0} \frac{\pi_u}{|\Delta \pi_u|}, 1 \right] \quad (\text{A.30})$$

Estes passos têm por objetivo não deixar que nenhuma variável, primal ou dual, tenha um valor de incremento (Δ) que a faça violar suas restrições de canalização. Assim, calculados os passos de otimização (α), atualiza-se as variáveis primais e duais do problema, determinando o próximo ponto da trajetória, onde é utilizado um fator de redução (σ) de passo para evitar singularidades na barreira logarítmica, o valor utilizado na prática para este fator é de 0.99995.

Depois de resolvido o sistema (A.26), utiliza-se (A.18 e A.19) para determinar os Δs e através de (A.22 e A.23), obtém-se os $\Delta \pi$. Então, os novos valores de x, s, λ e π podem ser calculados por:

$$x^{k+1} = x^k + \sigma \alpha_p \Delta x \quad (\text{A.31})$$

$$s^{k+1} = s^k + \sigma \alpha_p \Delta s \quad (\text{A.32})$$

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k + \sigma \alpha_d \Delta \lambda \quad (\text{A.33})$$

$$\pi^{k+1} = \pi^k + \sigma \alpha_p \Delta \pi \quad (\text{A.34})$$

A.5 Atualização do Parâmetro Barreira e Cálculo do GAP

Para o processo de otimização convergir para uma resposta correta, o parâmetro μ que multiplica a função barreira logarítmica deve tender a zero no decorrer das iterações, logo, ele deve ser atualizado a cada iteração segundo as equações abaixo:

$$gap = \sum sl \cdot \pi_l - \sum su \cdot \pi_u \quad (\text{A.35})$$

$$\mu = \beta \cdot \frac{gap}{2n} \quad (0 < \beta < 1) \quad (\text{A.36})$$

O valor do gap é um parâmetro de “distância” das variáveis em relação à solução ótima do problema. Assim, o valor da gap vai decrescendo durante o processo e, é mínimo quando a solução ótima é alcançada.

O parâmetro β tem como objetivo modificar a direção de busca e, com isso, reduzir o número de iteração do FPO. O valor ótimo de β depende do sistema

considerado e das condições iniciais do problema. Assim, optou-se pela utilização de um valor fixo $\beta = 0.1$, uma vez que este é muito utilizado na prática.

A.6 Algoritmo de Solução do MPI

O algoritmo de solução resultante dos passos descritos anteriormente pode ser resumido como:

1. Inicialização das variáveis primais e duais.
2. Montagem da função Lagrangeana (A.4).
3. Cálculo dos termos da matriz Hessiana (A.27 e A.28) e dos termos do vetor independente (A.6 e A.25).
4. Resolução do sistema de equações (A.26).
5. Cálculo do passo primal (A.29) e dual (A.30).
6. Atualização das variáveis do problema (A.31 a A.34).
7. Cálculo do GAP (A.35) e Atualização do parâmetro barreira (A.36).
8. Teste de otimalidade:

Se ($\mu \leq 5.10^{-4}$, $gap \leq 5.10^{-4}$, $\Delta p \leq 1MW$) PARE
Senão VOLTE ao passo 2.

onde:

Δp é o resíduo do balanço de potência ativa em cada barra do sistema.

Se o valor do gap se torna maior que um valor máximo cujo "default" é 1.10^8 , o processo iterativo deve ser interrompido, indicando que o problema é provavelmente inviável ou mal condicionado.

Apêndice B

Dados dos Sistemas

B.1 Descrição

Neste apêndice são apresentados os dados dos sistemas termoeletricos de geração utilizados nesta tese para validar a metodologia proposta. Assim, serão apresentados os seguintes dados: (i) dados das unidades termoeletricas de geração; (ii) os dados de demanda e reserva solicitados pelo sistema; (iii) dados dos circuitos existentes, caso o sistema considere a rede de transmissão.

B.2 Sistema A

Este sistema termoeletrico é indiscutivelmente o mais difundido na literatura especializada. Variações no número de unidades, 20-40-60-80-100, também são encontradas para este sistema. Nestas situações, duplicações do número de unidades e dos dados de geração, carga e reserva do sistema são realizadas de modo a formar os novos sistemas (Caso A20, Caso A40, Caso A60, Caso A80 e Caso A100).

Tabela B1 – Demanda e Reserva – Caso A.

t (Horas)	$Pl(t)$ (MW)	$rg(t)$ (MW)	t (Horas)	$Pl(t)$ (MW)	$rg(t)$ (MW)	t (Horas)	$Pl(t)$ (MW)	$rg(t)$ (MW)
1	700	70	9	1300	130	17	1000	100
2	750	75	10	1400	140	18	1100	110
3	850	85	11	1450	145	19	1200	120
4	950	95	12	1500	150	20	1400	140
5	1000	100	13	1400	140	21	1300	130
6	1100	110	14	1300	130	22	1100	110
7	1150	115	15	1200	120	23	900	90
8	1200	120	16	1050	105	24	800	80

Tabela B2 – Características das Unidades Termoelétricas -Caso A.

	UTE 1	UTE 2	UTE 3	UTE 4	UTE 5
Pg_i^{\max}	455	455	130	130	162
Pg_i^{\min}	150	150	20	20	25
a_i	1000	970	700	680	450
b_i	16,19	17,26	16,60	16,50	19,70
c_i	0,00048	0,00031	0,002	0,00211	0,00398
T_i^{on}	8	8	5	5	6
T_i^{off}	8	8	5	5	6
CP_i^q	4500	5000	550	560	900
CP_i^f	9000	10000	1100	1120	1800
$ersh_i$	5	5	4	4	4
CI_i	+8	+8	-5	-5	-6
	UTE 6	UTE 7	UTE 8	UTE 9	UTE 10
Pg_i^{\max}	80	85	55	55	55
Pg_i^{\min}	20	25	10	10	10
a_i	370	480	660	665	670
b_i	22,26	27,74	25,92	27,27	27,79
c_i	0,00712	0,0079	0,00413	0,00222	0,00173
T_i^{on}	3	3	1	1	1
T_i^{off}	3	3	1	1	1
CP_i^q	170	260	30	30	30
CP_i^f	340	520	60	60	60
$ersh_i$	2	2	0	0	0
CI_i	-3	-3	-1	-1	-1

B.3 Sistema B

Tabela B3 – Características das Unidades Termoelétricas – Caso B.

	Pg_i^{\max}	Pg_i^{\min}	a_i	b_i	c_i	T_i^{on}	T_i^{off}	CP_i
UTE 1	220	550	64782	796.9	0.3133	18	8	805000
UTE 2	220	550	64782	796.9	0.3133	18	8	805000
UTE 3	220	500	64670	795.5	0.3127	18	8	805000
UTE 4	220	500	64670	795.5	0.3127	18	8	805000
UTE 5	220	500	64670	795.5	0.3127	18	8	805000
UTE 6	220	500	64670	795.5	0.3127	18	8	805000
UTE 7	220	500	64670	795.5	0.3127	18	8	805000
UTE 8	220	500	64670	795.5	0.3127	18	8	805000
UTE 9	220	500	172832	915.7	0.7075	7	7	402500
UTE 10	114	500	172832	915.7	0.7075	7	7	402500
UTE 11	114	500	176003	884.2	0.7515	7	7	402500
UTE 12	114	500	173028	884.2	0.7083	7	7	402500
UTE 13	110	500	91340	1250.1	0.4211	9	8	575000
UTE 14	90	365	63440	1298.6	0.5145	12	8	575000
UTE 15	82	365	65468	1298.6	0.5691	12	8	575000
UTE 16	120	325	72282	1290.8	0.5691	10	8	575000
UTE 17	65	315	190928	238.1	2.5881	1	1	23000
UTE 18	65	315	285372	1149.5	3.8734	1	1	23000
UTE 19	65	315	271376	1269.1	3.6841	1	1	23000
UTE 20	120	272	39197	696.1	0.4921	9	8	575000
UTE 21	120	272	45576	660.2	0.5728	9	8	575000
UTE 22	110	260	28770	803.2	0.3572	11	8	460000
UTE 23	80	190	36902	818.2	0.9415	7	7	92000
UTE 24	10	150	105510	33.5	52.1230	1	1	23000
UTE 25	60	125	22233	805.4	1.1421	8	8	115000
UTE 26	55	110	30953	707.1	2.0275	14	7	287500
UTE 27	35	75	17044	833.6	3.0744	14	7	253000
UTE 28	20	70	81079	2188.7	16.7650	1	1	5750
UTE 29	20	70	124767	1024.4	26.3550	1	1	5750
UTE 30	20	70	121915	837.1	30.5750	1	1	5750
UTE 31	20	70	120780	1305.2	25.0980	1	1	5750
UTE 32	20	60	104441	716.6	33.7220	1	1	7670
UTE 33	25	60	83224	1633.9	23.9150	1	1	7670
UTE 34	18	60	111281	969.5	32.5620	1	1	7670
UTE 35	8	60	64142	2625.8	18.3620	1	1	7670
UTE 36	25	60	103519	1633.9	23.9150	1	1	7670
UTE 37	20	38	13547	694.7	8.4820	11	8	69000
UTE 38	20	38	13518	655.9	9.6930	11	8	69000

Tabela B4 – Demanda e Reserva – Caso B.

t (Horas)	$Pl(t)$ (MW)	$rg(t)$ (MW)	t (Horas)	$Pl(t)$ (MW)	$rg(t)$ (MW)	t (Horas)	$Pl(t)$ (MW)	$rg(t)$ (MW)
1	5700	627	9	6700	737	17	7800	858
2	5400	594	10	7850	863,5	18	7100	781
3	5150	566,5	11	8000	880	19	6800	748
4	4850	533,5	12	8100	891	20	7300	803
5	4950	544,5	13	6900	759	21	7100	781
6	4800	528	14	8150	896,5	22	6800	748
7	4850	533,5	15	8250	907,5	23	6550	720,5
8	5400	594	16	8000	880	24	6450	709,5

B.4 Sistema C

Tabela B.5 – Características das Unidades Termoelétricas – Caso C.

	Pg_i^{\min}	Pg_i^{\max}	a_i	b_i	c_i
UTE 1	54	155	142.73	10.69	0.00463
UTE 2	25	100	230	19.10	0.00712
UTE 3	15	76	81.13	13.32	0.00876
UTE 4	15	76	81.29	13.35	0.00895
UTE 5	25	100	218.33	18.10	0.00612
UTE 6	10	50	87.13	19.32	0.01036
UTE 7	4	20	118.82	37.88	0.01433
UTE 8	4	20	128.82	39.88	0.01633
UTE 9	10	50	187.36	49.32	0.02436
	T_i^{on}	T_i^{off}	CP_i	CI_i	Barra
UTE 1	5	3	200	+5	1
UTE 2	4	2	115	-3	2
UTE 3	3	2	80	+3	5
UTE 4	3	2	80	+3	8
UTE 5	4	2	100	-3	11
UTE 6	3	2	80	+3	13
UTE 7	1	1	30	-1	15
UTE 8	1	2	30	-1	24
UTE 9	3	2	70	3	30

Tabela B.6 – Localização da Demanda – Caso C.

Barra	$Pl(t)$ (MW)	Barra	$Pl(t)$ (MW)	Barra	$Pl(t)$ (MW)
2	21,59	12	11,09	20	2,09
3	2,29	14	6,09	21	17,39
4	7,49	15	8,09	23	3,09
5	94,09	16	3,39	24	8,59
7	22,69	17	8,89	26	3,39
8	29,89	18	3,09	29	2,29
10	5,69	19	9,39	30	10,49

Tabela B.7 – Demanda e Reserva Total do Sistema – Caso C.

t (Horas)	$Pl(t)$ (MW)	$rg(t)$ (MW)	t (Horas)	$Pl(t)$ (MW)	$rg(t)$ (MW)	t (Horas)	$Pl(t)$ (MW)	$rg(t)$ (MW)
1	355	17	9	364	18	17	414	21
2	327	16	10	400	20	18	455	22
3	309	15	11	409	21	19	450	22
4	290	14	12	414	21	20	441	22
5	281	14	13	409	21	21	428	21
6	281	14	14	400	20	22	418	21
7	290	14	15	396	19	23	396	20
8	318	16	16	396	19	24	368	18

Tabela B.8– Transmissão – Caso C.

Circuito	Reatância (pu)	Resistência (pu)	Circuito	Reatância (pu)	Resistência (pu)
1-2	0.0575	0.0192	15-18	0.2185	0.1073
1-3	0.1652	0.0452	18-19	0.1292	0.0639
2-4	0.1737	0.0570	19-20	0.0680	0.0340
3-4	0.0379	0.0132	10-20	0.2090	0.0936
2-5	0.1983	0.0472	10-17	0.0845	0.0324
2-6	0.1763	0.0581	10-21	0.0749	0.0348
4-6	0.0414	0.0119	10-22	0.1499	0.0727
5-7	0.1160	0.0460	21-22	0.0236	0.0116
6-7	0.0820	0.0267	15-23	0.2020	0.1000
6-8	0.0420	0.0120	22-24	0.1790	0.1150
6-9	0.2080	0.0	23-24	0.2700	0.1320
6-10	0.5560	0.0	24-25	0.3292	0.1885
9-11	0.2080	0.0	25-26	0.3800	0.2544
9-10	0.1100	0.0	25-27	0.2087	0.1093
4-12	0.2560	0.0	28-27	0.3960	0.0
12-13	0.1400	0.0	27-29	0.4153	0.2198
12-14	0.2559	0.1231	27-30	0.6027	0.3202
12-15	0.1304	0.0662	29-30	0.4533	0.2399
12-16	0.1987	0.0945	8-28	0.2000	0.0636
14-15	0.1997	0.2210	6-28	0.0599	0.0169
16-17	0.1923	0.0524	-	-	-

* Potência Base= 100 MVA.