



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS

**DESPACHO ÓTIMO DE UNIDADES GERADORAS EM
SISTEMAS HIDRELÉTRICOS VÍA HEURÍSTICA BASEADA
EM RELAXAÇÃO LAGRANGEANA E PROGRAMAÇÃO
DINÂMICA.**

Por: Anastacio Sebastián Arce Encina.

Orientador: Prof. Dr. Secundino Soares Filho.

Co-orientador: Prof. Dr. Takaaki Ohishi.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Secundino Soares Filho (FEEC - UNICAMP)

Prof. Dr. Edson Luiz da Silva (UFSC)

Prof. Dr. Gelson da Cruz Jr. (UFG).

Prof. Dr. Paulo de Barros Correia (FEM/UNICAMP)

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva (FEEC - UNICAMP)

Prof. Dr. Akebo Yamakami (FEEC - UNICAMP)

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Campinas, 27 de janeiro de 2006.

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

Ar21d	Arce Encina, Anastacio Sebastián Despacho ótimo de unidade geradoras em sistemas hidrelétricos via heurística baseada em relaxação lagrangeana e programação dinâmica / Anastacio Sebastián Arce Encina. --Campinas, SP: [s.n.], 2006. Orientadores: Secundino Soares Filho, Takaaki Ohishi Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. 1. Usinas hidrelétricas. 2. Otimização matemática. 3. Programação dinâmica. 4. Heurística. I. Soares Filho, Secundino. II. Ohishi, Takaaki. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.
-------	---

Título em Inglês: Optimal dispatch of generating units in hydroelectric systems by heuristic based on langrangean relaxation and dynamic programming

Palavras-chave em Inglês: Dispatch of hydro generating units, Startup/shutdown cost, Lagrangean relaxation, Dynamic programming

Área de concentração: Engenharia de Sistemas

Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Edson Luiz da Silva, Gelson da Cruz Junior, Paulo de Barros Correia, Luiz Carlos Pereira da Silva, Akebo Yamakami

Data da defesa: 27/01/2006

À Renata, minha esposa.

Aos meus filhos Paulo, Guilherme e Rita.

Aos meus pais e irmãos.

Este trabalho teve suporte financeiro da **FAPESP** e da **Itaipu Binacional**.

Resumo

A Programação diária de um sistema de energia elétrica busca obter um despacho de geração para o próximo dia, que seja compatível com as metas definidas pelo Planejamento energético e que sirva como referência operativa para a operação em tempo real. Assim, a modelagem do sistema deve ser detalhada levando em consideração as características dos sistemas de geração, de transmissão, requisitos do mercado, critérios de segurança e custos associados à operação.

Este trabalho apresenta um modelo de despacho ótimo de unidades geradoras hidrelétricas que adota como critério de desempenho um modelo que avalia as perdas no sistema de geração, ocasionadas pela elevação do nível de canal de fuga, pela variação do rendimento do conjunto turbina-gerador e pelo atrito do fluxo d'água nas tubulações do sistema hidráulico. Além das perdas no sistema de geração também forma parte do critério de desempenho o custo associado à partida e parada das unidades geradoras. Na formulação do problema, verifica-se a presença de variáveis inteiras, não lineares; restrições de atendimento à demanda, de meta de geração oriunda do Planejamento energético e restrições de capacidade de geração. Isto caracteriza o problema do despacho de unidades geradoras como sendo um problema de programação misto inteiro-não linear, combinatório e de grande porte quando considerado um sistema de geração como o do Sistema Elétrico Brasileiro.

Como técnica de solução foi adotada uma heurística que combina Relaxação Lagrangeana e Programação Dinâmica. A metodologia foi aplicada a uma parte do sistema de geração do Sistema Elétrico Brasileiro, composta por 78 usinas hidrelétricas e o total de 398 unidades geradoras. Tomando como referência os dados de programação de um dia típico de operação, os resultados apontam ganhos significativos pela diminuição de perdas. Verifica-se também a importância de se considerar o custo das partidas e paradas no despacho das unidades geradoras.

Abstract

The daily scheduling operation of the electrical energy system has by target to find the dispatch generation to the next day which must be compatible with the daily generation target defined by the energy planning models and to be an operational guide. Because of its proximity with the real time operation the modeling must represent the main characteristic of the generation and transmission systems, requirements market's, security criterion and operational costs.

This work is concerned with the dispatch of hydro generating units. The performance criterion adopted takes into account variations in tailrace elevation, penstock head losses, turbine-generator efficiencies and start-up and shutdown costs. In the hydro generating units dispatch problem formulation there are integer, non-linear variables, constraints concerned with the generation capacity, load attainment and daily generation target, this last defined by the energy planning models. According above mentioned the dispatch of hydro generating units is a combinatorial and mixed integer non linear programming problem whose solution can be quite complex for large hydroelectric system such as the Brazilian's generation system.

A heuristic procedure based on Lagrangian Relaxation and Dynamic Programming is adopted as solution methodology. The approach has been tested on a hydro system composed of seventy and eight hydro plants with three hundred and ninety eight generating units of the Brazilian power generation system. The generation scheduling verified on a typical day was considered for comparison with the solution provided by the approach and the results show significant improvement in term of minimization losses and the importance of to consider the start-up and shut-down costs of hydro generating units.

Agradecimentos

Agradeço a Deus Pai Todo-poderoso, por ter-me permitido chegar até aqui.

Agradeço ao Secundino, pela confiança e sua orientação.

Agradeço ao Taka, pela sua orientação e interesse demonstrado no trabalho.

Na Itaipu Binacional agradeço especialmente ao Eng. Armino Villasanti, pelo seu apoio para a realização deste trabalho.

Agradeço aos engenheiros Pedro Pablo Temes, Jorge Ayala y Alejandro Arce, gerentes da Direção Técnica da Itaipu Binacional quem contribuíram e apoiaram a realização deste trabalho.

Agradeço ao engenheiro José Sanchez pela confiança e apoio para a realização e conclusão deste trabalho.

Agradeço ao engenheiro Hugo Zárate pelo apoio para a conclusão deste trabalho.

Agradeço aos engenheiros Marcos Lefevre e Carlos Knakiewicz que interpretaram a binacionalidade de Itaipu e contribuíram para a realização deste trabalho.

Agradeço aos colegas do COSE, na pessoa do Makoto, Marcelo, Rosangela, Luciana, Erinaldo, Thyago, Oderson, Sandra e Thais pela acolhida e amizade.

Agradeço aos meus colegas Supervisores da Operação, Alberto Basto, Carlos Brizuela e Rodrigo Pimenta, que tiveram que suportar minhas tantas idas e vindas.

Agradeço a Sra. Stela Almada de Quiñonez, aos Srs. Juan Ibañez, Ronei Lazarotto, Ricardo Silva e todos os despachantes paraguaios e brasileiros pelo convívio e amizade.

Agradeço à “Virgencita de Ka’a kupe” pela sua ajuda e proteção.

Finalmente agradeço aos integrantes do grupo “Amigos del Futbol Cinco”, pela alegria e amizade.

Conteúdo

Resumo	vii
Abstract.....	viii
Agradecimentos	ix
Conteúdo.....	xi
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Figuras	xiv
Capítulo I	1
Introdução.....	1
1.1 – O planejamento da operação	2
1.2 – Trabalhos relacionados.....	7
1.3 – Organização do trabalho.....	14
Capítulo II.....	17
Eficiência de geração hidrelétrica.....	17
2.1 - Descrição dos componentes	18
2.2 – A função de geração hidrelétrica.....	20
2.3 – Perdas associadas ao sistema de geração.....	33
2.4 – Partidas e paradas de unidades geradoras.....	53
2.5 – Critério de desempenho	56
Capítulo III	61
Formulação do Problema.....	61
3.1 O Sistema Hidrelétrico	62
3.2 O Sistema Termelétrico	68
3.3 O Sistema Elétrico	70
3.4 Formulação do Problema.....	74
Capítulo IV	83
Técnica de Solução	83
4.1 Técnica de solução.....	84
4.1.1 Modelo de Despacho de Geração (DG).....	86
4.1.2 Modelo de Despacho de Unidades Geradoras (DU).....	96

4.2 Resolução do problema	100
Capítulo V	105
Estudos de Casos	105
5.1 Dados de referência.	106
5.2 Resultados dos casos estudados.....	111
5.3 Análise comparativa dos casos estudados	137
5.4 Análise de sensibilidade	138
Capítulo VI	141
Conclusões.....	141
6.1 Introdução.....	142
6.2 Conclusões.....	145
6.3 Futuros trabalhos.	146
Apêndice A.....	149
Apêndice B	151
Referências Bibliográficas.....	169

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Coeficientes de perdas hidráulicas.....	42
Tabela 2.2 – Características das unidades geradoras de Itaipu.....	51
Tabela 5.1 – Número de unidades geradoras e capacidade instalada.....	106
Tabela 5.2 – Carga horária e perdas.....	107
Tabela 5.3 – Metas de geração.....	110
Tabela 5.4 – Resultados da minimização de perdas.....	112
Tabela 5.5 – Resultados da minimização de perdas e partidas e paradas.....	122
Tabela 5.6 – Valores dos Multiplicadores de Lagrange.....	125
Tabela 5.7 – Resumo dos resultados para a usina de Tucuruí.....	129
Tabela 5.8 – Resumo dos resultados em Itaipu.....	135
Tabela 5.9 – Resumo dos casos estudados.....	137
Tabela B.1 – Despacho de geração: Solução inicial 1/2.....	153
Tabela B.1 – Despacho de geração: Solução inicial 2/2.....	154
Tabela B.2 – Despacho de unidades geradoras: Solução inicial.....	155
Tabela B.3 – Perdas: Solução inicial 1/2.....	156
Tabela B.3 - Perdas: Solução inicial 2/2.....	152
Tabela B.4 – Despacho de geração: Minimização de perdas 1/2.....	158
Tabela B.4 - Despacho de geração: Minimização de perdas 2/2.....	154
Tabela B.5 – Despacho de unidades geradoras – Minimização de perdas.....	160
Tabela B.6 – Perdas: Minimização de perdas 1/2.....	161
Tabela B.6 – Perdas: Minimização de perdas 2/2.....	162
Tabela B.7 – Despacho de geração – Minimização de perdas e partidas e paradas 1/2....	163
Tabela B.7 - Despacho de geração - Minimização de perdas e partidas e paradas 2/2	159
Tabela B.8 - Despacho de unidades geradoras: Minimização de perdas e partidas e paradas	160
Tabela B.9 – Perdas: Minimização de perdas e partidas e paradas 1/2.....	166
Tabela B.9 – Perdas: Minimização de perdas e partidas e paradas 2/2.....	167

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Dilema do planejamento da operação de sistema hidrotérmico.....	2
Figura 1.2 – Divisão funcional do planejamento da operação.	6
Figura 2.1 – Principais componentes de uma usina hidrelétrica.	18
Figura 2.2 – Corte transversal de uma usina hidrelétrica.	19
Figura 2.3 – Curva Colina de uma turbina hidráulica.	26
Figura 2.4 – Rendimento do gerador.....	28
Figura 2.5 – Faixas de operação de uma turbina.	30
Figura 2.6 – Pontos de operação da turbina.....	32
Figura 2.7 – Reservatório de Itaipu.	35
Figura 2.8 – Canal de fuga de Itaipu.	36
Figura 2.9 – Turbinas de ação e de reação.	37
Figura 2.10 – Efeito do remanso sobre o canal de fuga.	38
Figura 2.11 – Influência do Rio Iguaçu no canal de fuga de Itaipu.	39
Figura 2.12 – Polinômios do canal de fuga de Itaipu.	40
Figura 2.13 – Variação do rendimento da turbina.	43
Figura 2.14 – Perdas com três unidades geradoras na usina de Serra da Mesa.....	48
Figura 2.15 – Total de perdas na usina de Serra da Mesa.	48
Figura 2.16 – Perdas com seis unidades geradoras na usina de Itumbiara.....	49
Figura 2.17– Total de perdas na usina de Itumbiara.....	49
Figura 2.18 – Perdas em Itaipu.....	52
Figura 2.19 – Programa de geração do sistema elétrico brasileiro.....	53
Figura 2.20 – Função Custo de Produção típica de uma termelétrica.	56
Figura 2.21 – Perdas versus produtividade.....	58
Figura 2.22 – Exemplo de despacho de geração na usina de Emborcação.	59
Figura 3.1 – Cadeia de programação diária de operação.....	77
Figura 4.1 – Perdas no sistema de geração da usina de Volta Grande.	87
Figura 4.2 – Esquema geral de resolução do subproblema DG.....	93
Figura 4.3 – Estrutura da Programação Dinâmica implementada.....	99
Figura 4.4 – Procedimento heurístico de solução.....	102

Figura 5.1 – Carga e perdas no sistema.	109
Figura 5.2 – Solução inicial para o despacho de unidades geradoras.....	109
Figura 5.3 – Evolução do processo de solução da minimização de perdas.	113
Figura 5.4 – Despacho de geração na usina de Porto Primavera.....	114
Figura 5.5 – Despacho de geração na usina de Jurumirim.	115
Figura 5.6 – Curva de perdas na usina de Porto Primavera.....	116
Figura 5.7 – Curva de perdas na usina de Jurumirim.	117
Figura 5.8 – Perdas na usina de Porto Primavera.	117
Figura 5.9 – Despacho de unidades geradoras na usina de Porto Primavera.	118
Figura 5.10 – Perdas na usina de Jurumirim.	119
Figura 5.11 – Despacho de unidades geradoras na usina de Jurumirim.....	119
Figura 5.12 – Geração na usina de Taquaruçu.	120
Figura 5.13 – Despacho de unidades geradoras em Taquaruçu.	121
Figura 5.14 – Evolução do processo de minimização de perdas e partidas e paradas.....	123
Figura 5.15 – Despacho de geração na usina de Tucuruí.	127
Figura 5.16 – Despacho de unidades geradoras na usina de Tucuruí.....	128
Figura 5.17 – Perdas na usina de Tucuruí.	129
Figura 5.18 – Despacho de geração para Itaipu 60 Hz.....	130
Figura 5.19 – Despacho de geração para Itaipu 50 Hz.....	131
Figura 5.20 – Despacho de unidades geradoras em Itaipu 60 Hz.....	132
Figura 5.21 – Despacho de unidades geradoras em Itaipu 50 Hz.....	133
Figura 5.22 – Perdas em Itaipu 60 Hz.	133
Figura 5.23 – Perdas em Itaipu 50 Hz.	134
Figura 5.24 – Curva de perdas de Itaipu 50 Hz.	136
Figura 5.25 – Curva de perdas em Itaipu 60 Hz.	136
Figura 5.26 – Resultados para diferentes valores de custo de partidas e paradas	138

Capítulo I

Introdução

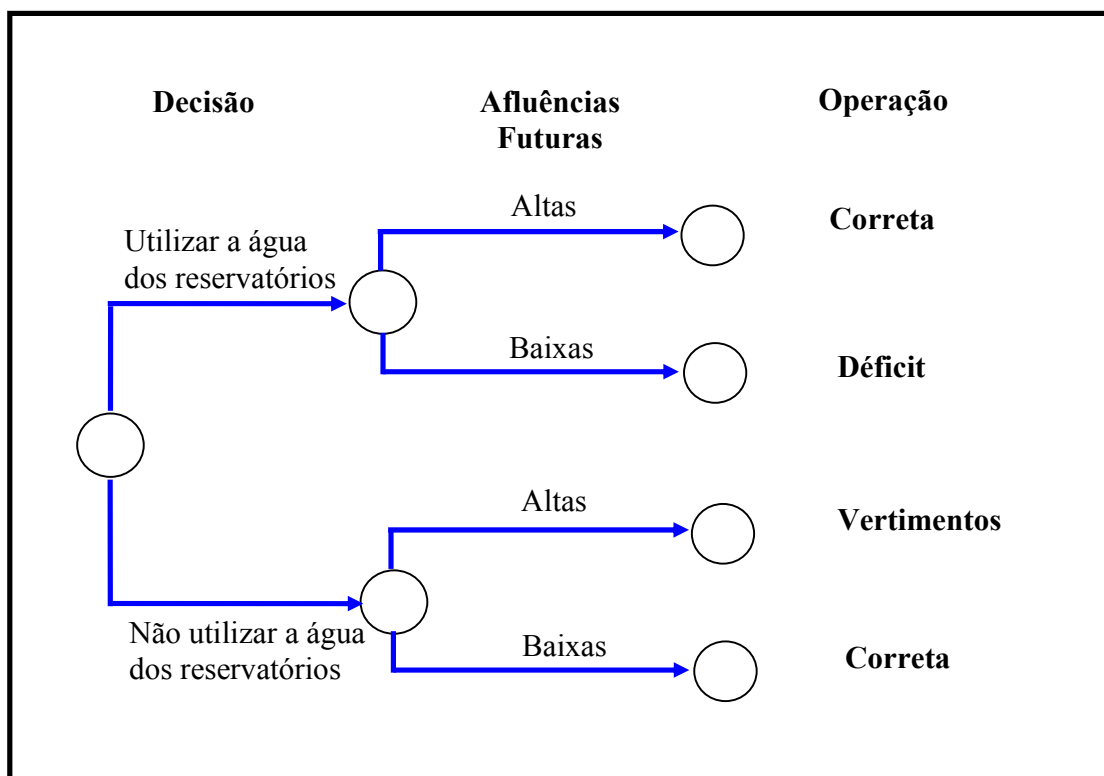
Neste capítulo será apresentado o problema do despacho de unidades geradoras hidrelétricas no contexto da cadeia do planejamento da operação. Serão descritos brevemente, os objetivos das diferentes etapas do planejamento da operação até chegar à programação e operação em tempo real, onde o despacho das unidades geradoras ganha importância devido à necessidade de serem representadas todas as variáveis envolvidas na geração de uma usina hidrelétrica.

Serão mencionados trabalhos anteriores a este, que no seu conteúdo tiveram a preocupação de fazer a representação detalhada do sistema de geração hidrelétrica, dos problemas que envolvem o despacho de unidades geradoras, como também às soluções adotadas neste tipo de problemas.

1.1 – O planejamento da operação

O objetivo do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico de energia elétrica é atender os requisitos do mercado com confiabilidade e com um custo mínimo por consumo de combustível nas usinas termoeletricas.

O uso correto da energia hidrelétrica, disponível em quantidades limitadas na forma de água armazenada nos reservatórios, torna a operação de um sistema hidrotérmico complexa, pois estabelece um compromisso entre a decisão de operação imediata e as consequências futuras desta decisão.



Fonte: Referência [14].

Figura 1.1 – Dilema do planejamento da operação de sistema hidrotérmico.

A dificuldade do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos começa, portanto com a necessidade de analisar a operação ao longo de um horizonte suficientemente longo para permitir que sejam avaliadas todas as conseqüências futuras das decisões operativas hoje adotadas.

O horizonte do planejamento da operação depende fundamentalmente das características hidrológicas das bacias e da capacidade de regulação dos reservatórios das usinas que compõem o sistema de geração. De modo geral, o horizonte deve ser de pelo menos um ano, que é o período natural do ciclo hidrológico. No sistema brasileiro, onde existem reservatórios de capacidade de regulação plurianual, o planejamento da operação tem sido feito para horizontes de cinco anos.

A aleatoriedade das vazões dos rios é o aspecto mais difícil de tratar no planejamento da operação. Se o tomador de decisão resolve deplecionar os estoques de energia, armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas na forma de água, economizando combustível térmico no presente, e no futuro virem a ocorrer vazões mais baixas, será necessária uma complementação hidrelétrica maior e mais cara no futuro, ou poderá ser necessário o racionamento do uso da energia ou mesmo o corte de carga. Por outro lado, se a decisão for manter os estoques de energia hidrelétrica e gerar mais intensivamente com as termoeletricas no presente, ocorrendo vazões altas no futuro, poderá haver vertimento no sistema hidrelétrico o que representa desperdício energético e aumento do custo da operação por conta da geração termelétrica. A Figura 1.1 ilustra brevemente o dilema associado ao planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos.

Outro aspecto que contribui para a complexidade do planejamento da operação hidrotérmica é o acoplamento hidráulico entre as usinas hidrelétricas situadas num mesmo rio. Este acoplamento torna as condições de operação de cada usina dependente das demais, de modo que suas operações devem ser coordenadas.

Capítulo I – Introdução

E, para terminar, a dificuldade do problema é acrescida pelas restrições operacionais do sistema elétrico de transmissão.

Devido à impossibilidade de considerar todos os aspectos do problema simultaneamente por meio de um único modelo, torna-se necessária uma decomposição em etapas [1, 3].

No planejamento da operação de longo prazo pretende-se estabelecer uma estratégia de operação que determine, a cada estágio e em condições incertas de afluências futuras, os totais de energia hidrelétrica e térmelétrica a serem gerados, de modo a minimizar o custo esperado da operação.

No planejamento da operação de médio prazo determina-se a política de operação de cada usina, de forma que o custo operacional do sistema ao longo do horizonte seja minimizado e ao mesmo tempo sejam atendidos os requisitos de demanda, as restrições operativas do sistema e as metas especificadas pelo planejamento de longo prazo. O planejamento da operação de médio prazo determina as metas semanais de operação de cada usina.

O objetivo principal do planejamento da operação de curto prazo é procurar compatibilizar a operação do sistema hidráulico e elétrico ao longo do dia ou da semana com as metas energéticas estabelecidas pelo planejamento de médio prazo. Devido à sua proximidade da operação em tempo real, o planejamento da operação de curto prazo requer uma representação matemática mais detalhada do sistema como, por exemplo, a representação da rede elétrica, suas limitações operativas bem como uma representação mais detalhada do sistema hidráulico, incluindo tempo de atraso no transporte d'água entre os reservatórios, limitações de tomada de carga, etc. Também, devido ao curto horizonte do planejamento, supõe-se disponível uma boa previsão de afluência e de demanda de carga, podendo então este problema ser considerado determinístico.

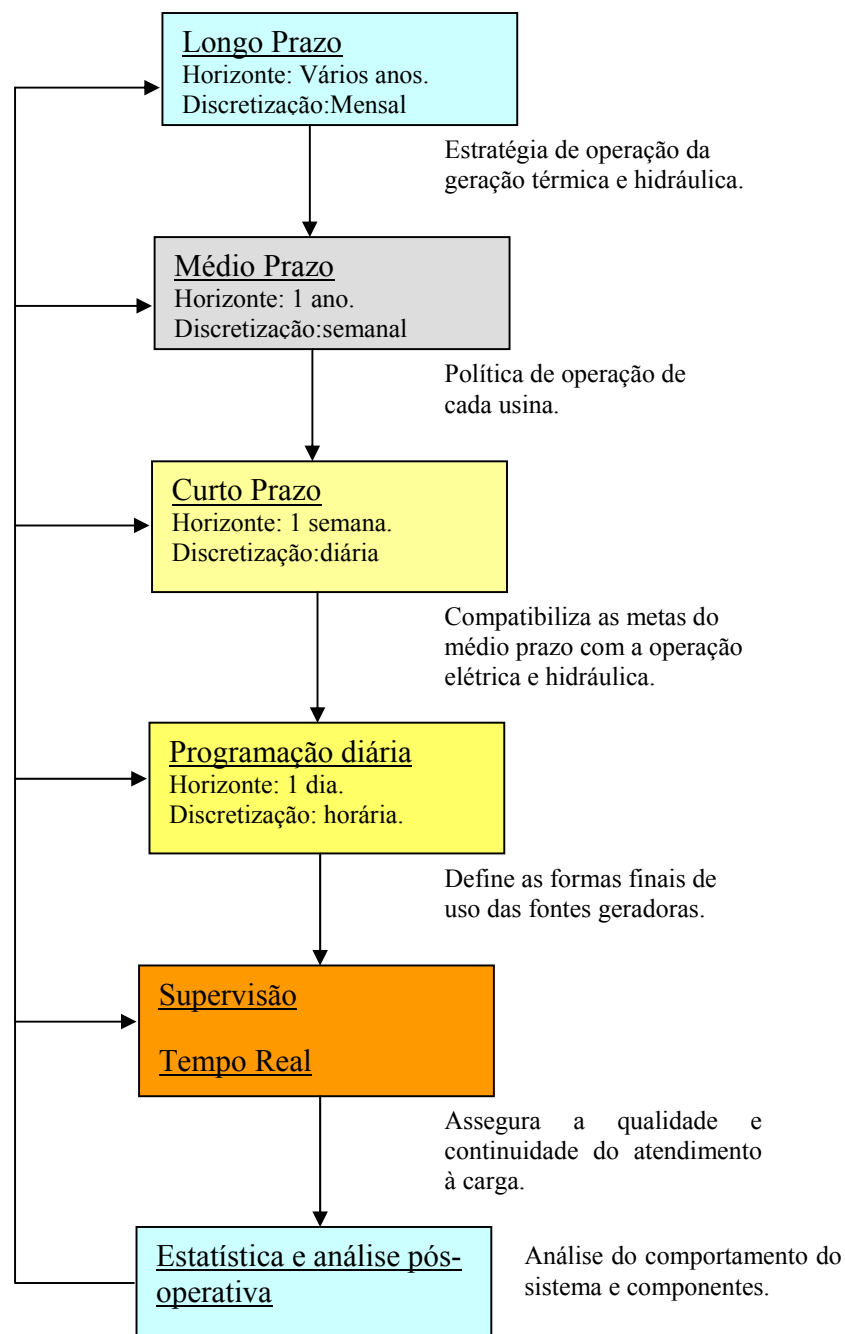
A programação diária de operação define as formas finais de uso das fontes geradoras, assegurando o atendimento às diretrizes do planejamento da operação de curto prazo e os ajustes às condições atuais do sistema. Nesta fase do planejamento da operação, são atribuídos os valores de energias que cada usina térmelétrica ou hidrelétrica deverá produzir e a *reserva de potência operativa*¹ que deverá manter nas próximas 24 horas.

A supervisão acompanha o atendimento à carga do sistema, a capacidade de produção das unidades geradoras, capacidade do sistema de transformação e transmissão e outras grandezas elétricas como tensão, frequência, etc. que variam a cada instante. Em ocasiões de perturbações no sistema elétrico de potência ocasionadas pelo desligamentos de equipamentos como geradores, transformadores e linhas de transmissão, coordena a sua recomposição.

Em ocasiões de desvios nas previsões da carga ou da disponibilidade do recurso hídrico, adota os ajustes necessários para retornar o sistema às condições normais de operação. Deste modo, a supervisão assegura a qualidade e continuidade do suprimento aos consumidores de energia elétrica.

A estatística e análise pós-operativa completam o processo de gestão, iniciado com os estudos de planejamento de geração com horizonte de vários anos. Dentre essas atividades destacam-se o levantamento de parâmetros estatísticos de equipamentos como, taxas de falhas de geradores, carregamento máximo de linhas de transmissão, os relatórios de análise de perturbações ocorridas no sistema, a retro alimentação às atividades de planejamento, programação e supervisão no sentido de verificar os desvios entre os valores previstos e verificados das diversas variáveis que participam na operação.

¹ Folga de geração (reserva) mínima das unidades geradoras em operação, à disposição do sistema, visando o atendimento à regulação carga-frequência, saídas forçadas de unidades geradoras, erros de previsão e variação instantânea de carga.



Fonte: Referência [1, 3].

Figura 1.2 – Divisão funcional do planejamento da operação.

Na Figura 1.2 está representada a cadeia do planejamento da operação. Dentro desta divisão funcional do problema do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico de geração, numa cadeia sequencial de atividades, cabe à programação e à supervisão da operação, o detalhamento e implementação das metas definidas nos estudos de planejamento de curto prazo.

Se a programação define o montante de geração que cada usina deve produzir para atender a carga prevista para cada hora, cabe a cada uma destas usinas, conforme os recursos que elas dispõem, em termos de unidades geradoras e disponibilidade hídrica, definirem a forma do atendimento do compromisso assumido na programação e efetuar os ajustes através da supervisão em tempo real, conforme as mudanças das condições operativas.

O problema do despacho de unidades geradoras no contexto da divisão funcional do planejamento da operação pode ser localizado na programação diária de operação, bem como na supervisão da operação.

1.2 – Trabalhos relacionados.

A literatura referente ao planejamento da operação de curto prazo de um sistema hidrotérmico de geração é muito ampla. Desde sistemas puramente termelétricos a sistemas predominantemente hidrelétricos, sempre foram modelados de maneira que a maior preocupação recaiu sobre o custo da geração termelétrica. Neste sentido, o objetivo destes modelos sempre foi direcionado para minimizar o custo da geração termelétrica, deixando a geração hidrelétrica apenas como uma complementação já fixada de antemão pelos modelos de longo e médio prazo, na forma de metas de geração. Nestas abordagens, a dinâmica dos reservatórios das usinas hidrelétricas ganhou relevância, a representação da

função de geração hidrelétrica ficou limitada apenas ao produto da vazão turbinada pela produtividade média da usina hidrelétrica [2, 3].

A modelagem da geração hidrelétrica em todos os seus aspectos e principalmente no que diz respeito às unidades geradoras, para considerá-la no planejamento da operação de curto prazo ou na programação diária ou na operação em tempo real, para definir a forma do despacho ou comissionamento das unidades geradoras, é relativamente recente. A seguir, algumas dessas referências são comentadas.

L.M. Rux [4] em 1992 publicou um artigo referente à otimização da operação em tempo real das usinas da bacia do Rio Colorado, nos Estados Unidos. As unidades geradoras hidrelétricas foram representadas por meio de uma função que representa a variação do *engolimento*² em função da potência gerada. Esta função é atualizada continuamente através do produto pela altura de queda em cada usina. Devido ao comportamento não convexo da função do engolimento marginal das unidades geradoras da bacia do Rio Colorado, a modelagem foi simplificada por meio do cálculo do valor médio da função do engolimento marginal superior e inferior a cada ponto de operação. Esta simplificação permite representar a tendência da variação desta função e facilitar o processo iterativo de equalização do engolimento marginal, que foi adotado como objetivo da otimização.

Em 1995, T. P. Hara e outros [5], publicaram um trabalho no qual, após apresentar os principais fatores que contribuem para a degradação do isolamento dos geradores e a diminuição da vida útil dos mesmos, avaliam os custos relacionados ao regime de operação das unidades geradoras da usina hidrelétrica de G. B. Munhoz, da COPEL³. Esta avaliação foi realizada por meio da simulação de operação das unidades geradoras em condições de altas e baixas hidraulicidade, operando como compensadores síncronos com os custos

² Vazão que passa pela turbina.

³ Companhia Paranaense de Energia, concessionária responsável pelo atendimento da maior parte dos consumidores de energia elétrica no estado do Paraná.

associados ao consumo de potência ativa e operando com um limitado número de partidas e paradas no dia. Os custos associados às partidas e paradas foram obtidos por meio de equações que medem a degradação da vida útil do isolamento do gerador, para diferentes níveis de tensão residual e número de partidas e paradas. Segundo esse método de avaliação, a operação de um mês com uma partida/parada por dia resultaria no envelhecimento de 10 anos na unidade geradora. Este é um resultado que aponta um custo muito elevado às partidas e paradas das unidades geradoras, levando em consideração que a vida útil das unidades geradoras hidrelétricas estaria na faixa de 30 a 40 anos.

O. Nilsson e D. Sjelvgren [6] publicaram em 1997 um trabalho, no qual buscam quantificar o custo associado às partidas/paradas das unidades geradoras hidrelétricas, por considerar as partidas e paradas como um aspecto da operação que envolve custo, e que, portanto deve ser minimizado. Para isto, por meio de entrevistas aos maiores produtores de energia elétrica da Suécia, buscaram estimar os fatores que ocasionam custos nas partidas e paradas das unidades geradoras, qual o valor destes custos e como eles afetam a programação de curto prazo. As entrevistas apontaram os seguintes aspectos causadores de custos nas partidas e paradas:

- Degradação do isolamento dos enrolamentos do gerador devido às mudanças de temperatura, verificadas durante as partidas e paradas.
- Desgastes dos equipamentos mecânicos, ocasionando aumento dos serviços de manutenção dos mesmos.
- Falha nos equipamentos de controle durante as partidas e paradas, que ocasiona custos associados ao conserto da falha e a energia que deixa de ser gerada durante a indisponibilidade da unidade geradora.

- Foram apontados também outros fatores de menor relevância como a perda de água durante a manutenção e perda de água durante as partidas e paradas. De modo geral, as entrevistas apontaram para um valor aproximado de 3 US\$/MW da capacidade nominal por partida e parada.

Novamente, O. Nilsson e D. Sjelvgren em [7] apresentam um modelo para otimização do programa de geração de um sistema caracterizado por ser eminentemente hidráulico e com possibilidades de comprar e vender energia de/para um sistema vizinho. Para a solução foi adotada técnica de decomposição transformando o problema em subproblemas menores, um para cada usina hidrelétrica, por meio da relaxação da restrição de atendimento à demanda. Essa abordagem permite utilizar técnica de programação dinâmica para a solução do despacho das unidades geradoras em cada usina, para o qual foram considerados o custo de partida, parada e o engolimento marginal das unidades geradoras. O custo adotado para cada partida, parada foi o mesmo valor obtido no estudo anterior [6], equivalente a 3 US\$/MW vezes a potência nominal de cada unidade geradora. A modelagem da função de engolimento marginal, entre o ponto de eficiência máxima e de engolimento máximo, foi aproximada por uma reta.

Chao-an Li, Eric Hsu e outros [8], em 1996, publicaram um modelo de despacho econômico de um parque hidrotérmico. Para a solução foram utilizadas técnicas de decomposição, dividindo o problema em subproblemas térmico e hidrelétrico. O sistema hidráulico foi dividido em bacias e otimizado a sua operação por técnicas de programação não-linear de fluxo em redes. As usinas hidrelétricas foram representadas através da agregação das curvas de engolimento versus potência gerada das unidades disponíveis para a operação. Para definir o despacho de unidades geradoras em cada usina foi utilizada técnica de programação dinâmica, observando o custo de partida, parada e restrições referentes ao tempo mínimo de operação e de parada. Para diminuir a dimensão do espaço de estados, definido pelo número de combinações possíveis de unidades geradoras a serem despachadas, foi definida uma lista prioritária de combinações de despacho de unidades geradoras, sendo excluídas aquelas combinações que não satisfazem restrições referentes ao

tempo mínimo de operação e de parada. Mais tarde, em 1999 [9] os mesmos autores incluíram na modelagem restrições de variação de descarga e zonas proibidas de operação nas unidades geradoras. A restrição associada à variação de descarga é atendida através do ajuste contínuo da solução do problema hidráulico. A observação das zonas proibidas de operação das unidades geradoras foi realizada através de técnica programação dinâmica com uma bem estruturada transição de estados. Essa técnica foi aplicada para cada unidade geradora.

Em 1997, S. Soares e C. T. Salmazo [10] publicam um modelo de pré-despacho que minimiza as perdas no sistema hidrelétrico de geração e de transmissão elétrica. Utilizaram um método heurístico para definir o despacho de unidades geradoras e técnica de decomposição para a solução do problema de pré-despacho resultante. Deram atenção especial à representação da eficiência de geração hidrelétrica, considerando as perdas ocasionadas pela elevação do nível de canal de fuga, as perdas no sistema de adução e aquelas associadas à diminuição do rendimento do conjunto turbina-gerador.

E. L. Silva, E. C. Finardi e M. E. P. Maceira [11], em 2001, apresentaram um modelo de despacho de unidades geradoras. A modelagem do sistema de geração considera o nível do reservatório constante, a altura de queda é obtida pela diferença entre o nível do reservatório e o nível do canal de fuga para um valor constante de descarga, correspondente ao valor da descarga meta, também considera as faixas operativas das turbinas e a reserva de potência. Como técnicas de solução aplicaram um procedimento que, por meio da técnica de Branch and Bound seleciona as configurações de unidades geradoras capazes de atender as metas de descarga. Após a seleção das configurações factíveis de unidades geradoras para o atendimento da descarga meta, ele busca definir qual é a configuração de unidades geradoras e o nível de geração em cada uma das unidades geradoras que compõem essa configuração e que leva à maximização da geração hidrelétrica. Para isto utiliza técnica de gradiente projetado. A publicação mostra a aplicação da metodologia num sistema composto de três unidades geradoras.

Em 2002, A. Arce, T. Ohishi e S. Soares [12] apresentaram um modelo de despacho de unidades geradoras em usinas hidrelétricas. A modelagem utiliza como critério de desempenho, além das perdas no sistema de geração conforme sugerido em [10], o custo das partidas e paradas das unidades geradoras. A metodologia que quantifica as perdas no sistema de geração leva em consideração a elevação do nível do canal de fuga, o atrito do fluxo d'água pelo sistema de adução e as variações do rendimento do conjunto turbina-gerador. Como solução foi adotada a técnica de programação dinâmica, onde a variável de estágio é o tempo, a variável de estado ou de decisão é partir ou parar o número de unidades geradoras para atender a carga horária. A dimensão do espaço de estado está limitada pelo número mínimo e máximo de unidades geradoras que pode atender a demanda horária de geração. A metodologia foi aplicada à usina hidrelétrica de Itaipu para diferentes custos de partida e parada na otimização do despacho de unidades geradoras.

No mesmo ano, T. Bjorkvoll [13] apresentou um trabalho que trata do custo associado à partida e parada das unidades geradoras hidrelétricas. Assim como O. Nilsson em [6] destaca que as partidas e paradas das unidades geradoras hidrelétricas ocasionam desgastes e custos associados aos próprios desgastes dos diferentes componentes das unidades geradoras, como também aqueles associados às falhas e os serviços de manutenção nas mesmas. Apresenta duas abordagens para modelar os custos das partidas e paradas: uma na qual o custo está associado diretamente com o número de partidas e paradas; e uma outra na qual o custo está relacionado ao tempo de operação e à duração da vida útil das unidades geradoras. Uma partida e parada é representada como equivalente a um determinado número de horas em operação, conseqüentemente reduzindo a sua vida útil. Sugere como método de cálculo do custo da partida e parada técnica de fluxo de caixa, por ser este método o mais apropriado para representar valores na escala do tempo.

Em 2003, R. N. Rodrigues [14] apresentou um trabalho como dissertação de mestrado, que trata do despacho das unidades geradoras hidrelétricas. A modelagem é feita no contexto do planejamento da operação de curto prazo de um sistema hidrotérmico. Utilizando técnica de decomposição ele separa o problema do despacho de unidades

geradoras hidrelétricas daqueles relacionados aos problemas termelétricos e de intercâmbios entre subsistemas. A modelagem do despacho das unidades hidrelétricas inclui faixas proibidas de operação, grupos de unidades geradoras diferentes numa mesma usina hidrelétrica, reserva de potência e restrições relacionadas a tempo mínimo/máximo de operação e de parada das unidades geradoras. Como solução foi adotada técnica de lagrangeano aumentado. A metodologia foi aplicada a duas usinas hidrelétricas do sistema elétrico brasileiro.

Adotando a representação da eficiência da geração hidrelétrica por meio de uma função de perdas na geração, conforme sugerida em [10, 12], em 2004 foi desenvolvido por E. F. Santos e T. Ohishi um modelo no qual se otimiza o despacho das unidades geradoras observando as restrições de metas de geração em cada usina hidrelétrica e de atendimento da demanda horária. Como técnica de solução foi adotada uma heurística que combina Algoritmo Genético e Relaxação Lagrangeana [15].

Este trabalho apresenta um modelo de despacho ótimo de unidades geradoras hidrelétricas que adota como critério de desempenho um modelo que avalia as perdas no sistema de geração, ocasionadas pela elevação do nível de canal de fuga, pela variação do rendimento do conjunto turbina-gerador e pelo atrito do fluxo d'água nas tubulações do sistema hidráulico. Além das perdas no sistema de geração também forma parte do critério de desempenho o custo associado à partida e parada das unidades geradoras. A formulação do problema inclui restrições de atendimento à demanda, de meta de geração oriunda do Planejamento energético e restrições de capacidade de geração. Como técnica de solução foi adotada uma heurística que combina Relaxação Lagrangeana e Programação Dinâmica. A técnica é aplicada ao parque gerador hidrelétrico do sistema elétrico brasileiro, tomando como referência os dados de geração programada num dia típico da operação para verificar o seu desempenho.

Seguindo a linha de representar a eficiência da geração hidrelétrica através de uma função de perdas, conforme sugerida em [10, 12], foram desenvolvidos outros trabalhos associados a este, e que são mencionados no Apêndice A.

1.3 – Organização do trabalho.

O trabalho é organizado conforme a seguinte sequência: o capítulo 2 apresenta a modelagem do sistema de geração, se descreve a metodologia adotada para obter as funções de perdas neste sistema que, junto ao custo da partida e parada das unidades geradoras serão adotados como critério de desempenho a ser otimizado.

No capítulo 3, é apresentada a formulação matemática do despacho de unidades geradoras, como o problema de determinar, ao longo do dia, numa base horária, o número de unidades geradoras em operação e a geração de cada unidade, de modo a minimizar o total de perdas no sistema de geração e os custos das partidas e paradas das unidades geradoras, respeitando ao mesmo tempo restrições referentes ao atendimento da demanda do sistema ao longo do dia e as metas de geração de cada usina hidrelétrica.

No capítulo 4, é apresentada uma metodologia heurística de solução do despacho de unidades geradoras hidrelétricas, baseada na solução sucessiva de dois subproblemas: o despacho de geração para um dado número de unidades geradoras e o despacho de unidades geradoras para uma dada geração.

Para verificar o desempenho da metodologia proposta, no capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos da aplicação da metodologia ao parque gerador hidrelétrico brasileiro e comparados com aqueles resultados verificados no programa de geração de um dia típico de operação.

Finalmente, o capítulo 6 apresenta as conclusões e sugestões de futuros trabalhos nessa área. Acompanham também este trabalho, no Apêndice B, os resultados numéricos dos casos estudados.

Capítulo II

Eficiência de geração hidrelétrica

Neste capítulo serão apresentados o sistema de geração hidrelétrico, os seus principais componentes, e as variáveis que compõem a função de geração de uma usina hidrelétrica. Será apresentada uma metodologia que permite avaliar a eficiência do sistema de geração, medindo as perdas nele verificadas. Finalmente, será aplicada esta metodologia para avaliar as perdas no sistema de geração das usinas hidrelétricas do sistema elétrico brasileiro.

2.1 - Descrição dos componentes

Uma usina hidrelétrica é composta basicamente por uma barragem, responsável pela formação de um reservatório de água, tomadas d'água e condutos forçados que levam a água desde o reservatório até a casa de força, situada num nível mais baixo à jusante da barragem, que aloja os grupos de turbina-gerador e equipamentos auxiliares e o canal de fuga por onde a água é novamente reconduzida ao rio.

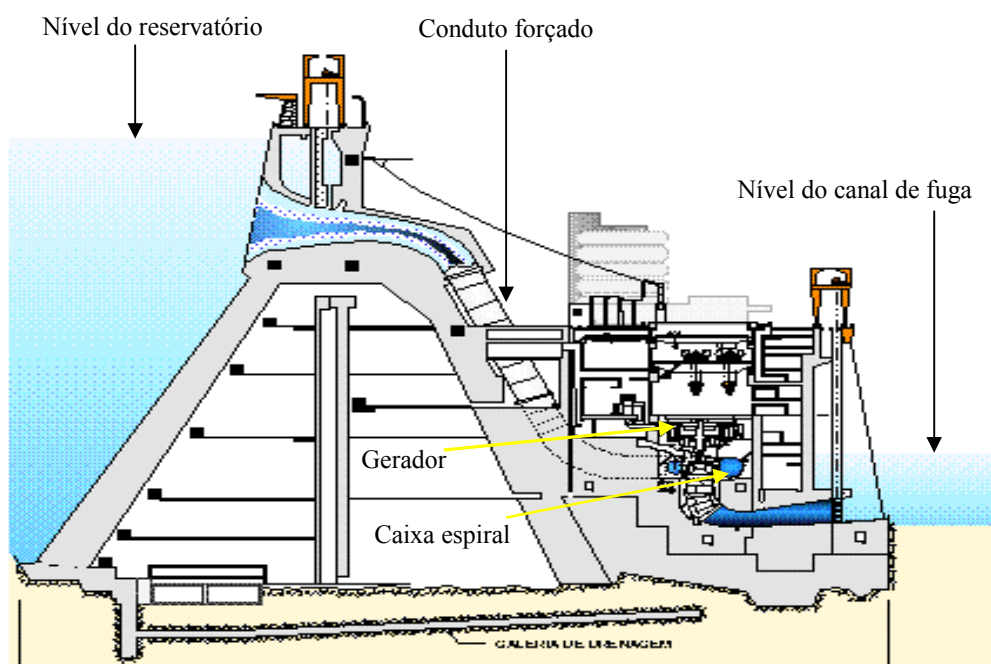


Fonte: Itaipu Binacional.

Figura 2.1 – Principais componentes de uma usina hidrelétrica.

Outro componente muito importante numa hidrelétrica é o vertedouro, por onde o volume de água que excede à capacidade do reservatório é descarregado. A figura 2.1 mostra os principais componentes de uma usina hidrelétrica.

A figura 2.2 mostra o corte transversal de uma usina hidrelétrica. Nela podem ser observados o sistema de conduto forçado, a caixa espiral, a turbina e o gerador. Pode-se verificar também o nível do reservatório e do canal de fuga. A diferença entre as cotas dos níveis do reservatório e do canal de fuga define a altura de queda bruta.



Fonte: Itaipu Binacional.

Figura 2.2 – Corte transversal de uma usina hidrelétrica.

O nível do reservatório é uma função não linear do volume de água armazenado no reservatório. As unidades normalmente adotadas são o metro sobre o nível do mar (m.s.n.m) e o hectômetro cúbico (hm^3) para o nível do reservatório e volume, respectivamente.

O nível do canal de fuga é uma função não linear da vazão defluente. A defluência é composta pela vazão de água que passa através das turbinas mais a vazão sendo descarregada pelo vertedouro, num dado instante.

A influência da vazão vertida no nível de canal de fuga depende das características de projeto da usina, no que diz respeito à localização do vertedouro, pois quando o vertimento se dá em um ponto distante das descargas das unidades geradoras a influência pode ser mínima, não afetando a altura de queda.

2.2 – A função de geração hidrelétrica

A produção da energia elétrica é o resultado de um processo de transformação. A energia potencial da água armazenada no reservatório é transformada pela turbina em energia mecânica que através de um eixo é transmitida ao gerador. No gerador, a energia mecânica é transformada em energia elétrica, que após passar por uma subestação elevadora de tensão é injetada no sistema de transmissão para a sua entrega aos centros de consumo.

A dedução da expressão matemática que representa a função de geração de uma unidade geradora hidrelétrica começa a partir da energia potencial armazenada no reservatório. Define-se a variação desta energia potencial em relação à variação da massa d'água no reservatório como [1]:

$$de_p = dm \times g \times h \quad (2.1)$$

Onde,

- de_p é a variação incremental na energia potencial (em *Joules*);
- dm é uma variação incremental da massa de água armazenada no reservatório (em *kg*);
- g é a aceleração da gravidade (em m/s^2) e;
- h é a altura de queda (em *m*), definida como a diferença entre os níveis do reservatório e do canal de fuga.

A variação da massa d'água é convertida em variação de volume (v , em m^3) levando em conta o peso específico d'água (ρ , em kg/m^3) na seguinte relação:

$$\rho = \frac{m}{v} \quad (2.2)$$

Da equação (2.2) pode-se obter:

$$dm = \rho \times dv \quad (2.3)$$

Substituindo (2.3) em (2.1) tem-se:

$$de_p = \rho \times dv \times g \times h \quad (2.4)$$

Capítulo II – Eficiência de geração hidrelétrica

Se for considerada a energia potencial d'água variando num intervalo de tempo infinitesimal, tem-se num lado da equação (2.4) a expressão de potência e no outro lado a variação do volume num intervalo de tempo infinitesimal, que resulta em vazão:

$$\frac{de_p}{dt} = \rho \times \frac{dv}{dt} \times g \times h \quad (2.5)$$

$$q = \frac{dv}{dt} \quad \text{e} \quad p = \frac{de_p}{dt} \quad (2.6)$$

Substituindo (2.6) em (2.5) tem-se:

$$p_b = \rho \times q \times g \times h \quad (2.7)$$

A equação (2.7) expressa a potência bruta (p_b) associada com uma determinada vazão d'água turbinada q desde uma altura de queda h . A condução d'água até a turbina é feita através de túneis ou sistema de dutos. Devido à fricção d'água no sistema de adução verificam-se perdas expressas em termos de altura de queda.

A altura de queda líquida é definida com sendo a diferença entre a altura de queda bruta e a perda hidráulica e é representada pela seguinte equação:

$$h_l = h - h_p \quad (2.8)$$

Onde,

- h_l é altura de queda líquida (em m);

- h_p é a perda hidráulica (em m);
- h é a altura de queda bruta (em m), definida como sendo a diferença entre as cotas do nível do reservatório e do nível do canal de fuga.

A perda hidráulica refere-se então, à redução da energia potencial pelo atrito da água ao escoar no interior do conduto forçado e caixa espiral. Esta perda é calculada levando-se em conta dados referentes ao comprimento, diâmetro, curvas, a rugosidade das paredes internas do conduto forçado e da caixa espiral. Normalmente é representado como uma função quadrática do tipo [1, 16, 17]:

$$h_p = k \times q^2 \quad (2.9)$$

Onde:

- k é a constante característica do sistema de adução (em s^2/m^5);
- q é a vazão turbinada (em m^3/s).

A transformação da potência hidráulica em potência mecânica é realizada pela turbina e essa transformação depende da vazão turbinada q , da altura de queda líquida h_l , e da eficiência η_t dessa transformação. Assim pode-se obter a expressão matemática para a potência mecânica desenvolvida pela turbina como sendo:

$$p_m = \rho \times g \times q \times h_l \times \eta_t \quad (2.10)$$

Capítulo II – Eficiência de geração hidrelétrica

Ao eixo da turbina está acoplado o gerador elétrico, que transforma a potência mecânica em potência elétrica. Essa transformação depende da eficiência do gerador, isto é:

$$p = \eta_g \times p_m \quad (2.11)$$

Onde η_g é o rendimento do gerador.

Substituindo a equação (2.10) na equação (2.11) obtemos a expressão matemática da potência produzida por uma unidade geradora hidrelétrica:

$$p = \rho \times g \times q \times h_t \times \eta_t \times \eta_g \quad (2.12)$$

Substituindo o valor do peso específico d'água por $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$, a aceleração da gravidade por $g=9,81 \text{ m/s}^2$ e multiplicando tudo por 10^{-6} temos a expressão da potência em MW:

$$p = 9,81 \times \eta_t \times \eta_g \times h_t \times q \times 10^{-3} \quad (2.13)$$

Onde:

- p é a potência elétrica gerada (em MW);
- η_t é o rendimento da turbina (em %);
- η_g é o rendimento do gerador (em %);

- h_l é a altura de queda líquida (em m);
- q é vazão turbinada (em m^3/s).

2.2.1 – O rendimento da turbina (η_t)

Em qualquer dispositivo de transmissão de potência o rendimento pode ser representado pela seguinte expressão:

$$\text{rendimento} = \frac{p_s}{p_e} = \left(\frac{p_e - \text{perdas}}{p_e} \right) \quad (2.14)$$

Onde:

- p_e é a potência de entrada ao dispositivo e;
- p_s é a potência de saída do dispositivo.

Em turbinas hidráulicas, o rendimento representa as perdas verificadas nas diferentes condições de operação, considerando que uma parte da potência disponível nos eixos da turbina é dissipada em perdas internas e externas na própria turbina. Valores característicos do rendimento máximo, em termos percentuais, para grandes turbinas estão na faixa de $88 \leq \eta_t \leq 96$.

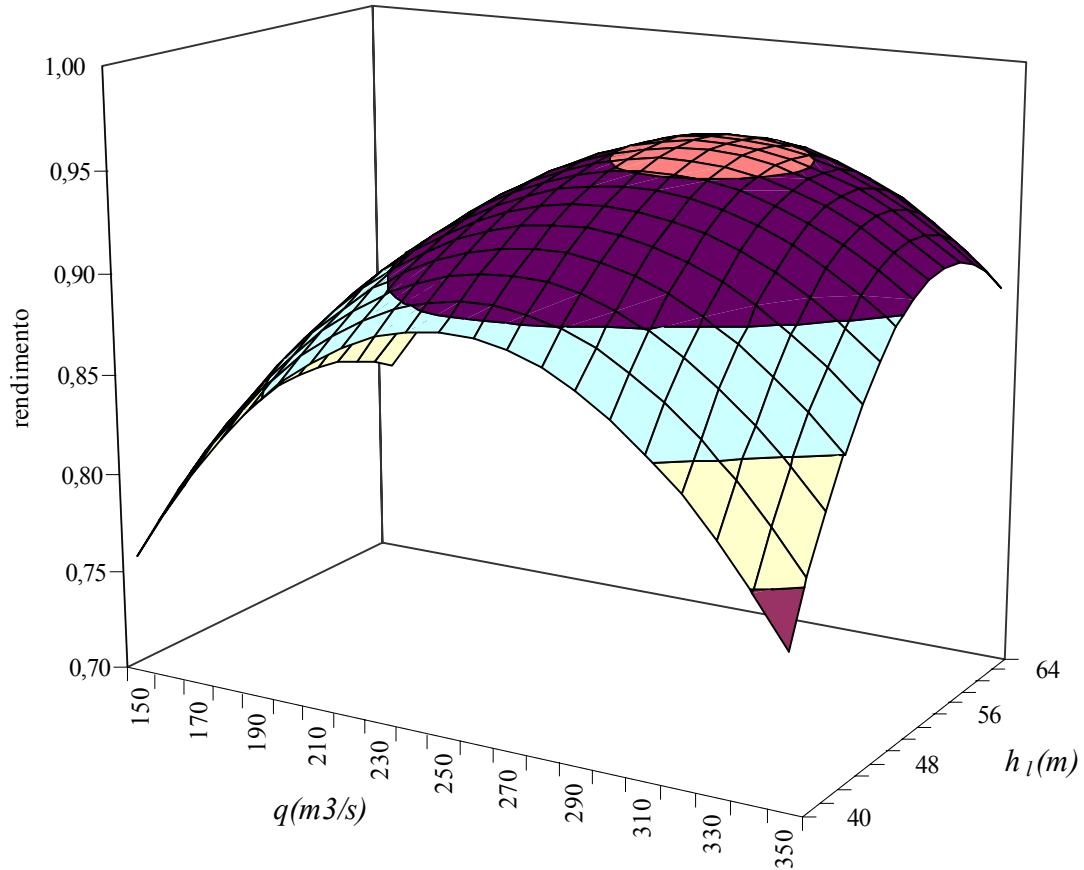


Figura 2.3 – Curva Colina de uma turbina hidráulica.

O rendimento da turbina hidráulica é uma função não linear dependente da vazão turbinada e da altura de queda líquida. Na Figura 2.3 podemos ver o rendimento de uma turbina hidráulica, que pela sua forma é conhecida como Curva Colina.

Pode-se constatar na figura 2.3 que, para uma dada altura de queda constante e variando a vazão turbinada desde o seu valor mínimo até o máximo, o rendimento varia do

seu valor mínimo, passa por um máximo, chegando a um valor intermediário entre o mínimo e máximo, quando a vazão turbinada atinge o seu valor máximo.

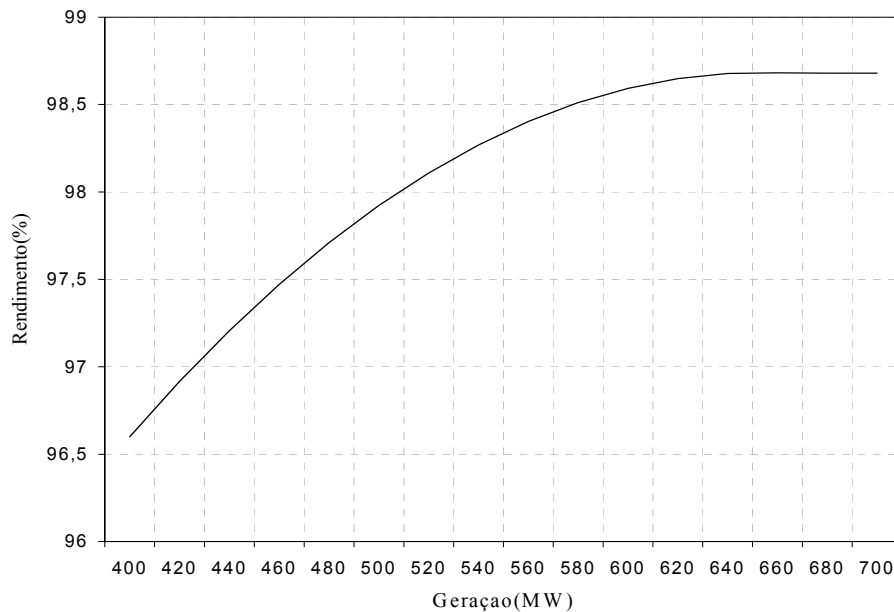
2.2.2 – O rendimento do gerador (η_g)

A transformação da energia mecânica em energia elétrica pelo gerador não se verifica de maneira completa, devido a que nessa transformação também há perdas nos enrolamentos, perdas mecânicas provocadas pelo atrito nas escovas do sistema de excitação, perdas nos mancais e sistema de ventilação. Verificam-se também perdas provocadas pela histerese e correntes de Foucault, originadas pela variação da densidade de fluxo magnético no ferro do gerador.

Os geradores modernos apresentam rendimentos, em termos percentuais, da ordem de $90 \leq \eta_g \leq 99$. Na Figura 2.4 está representado o rendimento aproximado dos geradores da usina de Itaipu [18].

É freqüente o uso do rendimento do conjunto turbina-gerador (η_{tg} , em %), que se define como sendo o produto do rendimento da turbina pelo rendimento do gerador:

$$\eta_{tg} = \eta_t \times \eta_g \quad (2.15)$$



Fonte: Itaipu Binacional.

Figura 2.4 – Rendimento do gerador.

2.2.3 – A altura de queda líquida (h_l)

Conforme a equação (2.8), a altura de queda líquida é a diferença entre a altura de queda bruta e as perdas hidráulicas. As perdas hidráulicas por sua vez dependem das características do sistema de adução, representada por uma constante, e a vazão turbinada, conforme é mostrada na equação (2.9). Embora o valor da altura de queda líquida possa variar livremente por conta da variação da altura de queda bruta que depende dos níveis do reservatório e do canal de fuga, existem valores mínimo e máximo para a altura de queda líquida definida pela curva colina. Esses limites definem a faixa de operação da turbina.

2.2.4 – A vazão turbinada (q)

Conforme a equação (2.13) a vazão turbinada é a variável independente na função de geração. Partindo de um ponto de operação, o aumento da geração necessariamente implicará aumento da vazão turbinada e vice-versa. A faixa de valores da vazão turbinada depende principalmente das características de cada turbina e eles variam do mínimo até um valor máximo que corresponde à abertura máxima do distribuidor da turbina. Existem, porém, zonas definidas por valores de altura de queda líquida e vazão turbinada, onde a operação é restringida. A restrição está associada ao aparecimento de vibração e cavitação nas pás da turbina.

Cavitação é um fenômeno que pode ocorrer no interior de sistemas hidráulicos pelo aparecimento de recintos cheios de vapor e gases. Nos pontos onde a pressão excede ao valor de saturação do vapor, as bolhas de vapor são condensadas violentamente, permitindo que o líquido nele seja impelido. Os choques contra as paredes causam a desagregação do material, provocando a chamada erosão cavital [16]. As consequências da cavitação, além da erosão das pás das turbinas, vibrações e diminuição da eficiência da turbina, estão também custos adicionais de manutenção associados à reparação das erosões. Devido a estes inconvenientes a operação da turbina nas chamadas “zonas proibidas” de operação limita-se ao mínimo necessário, quando a unidade geradora parte de um estado “parado”, aumenta-se a vazão turbinada até atingir a zona ou região de operação normal.

O mesmo acontece na transição de um estado “funcionando” para o estado “parado”, quando a unidade geradora diminui a vazão turbinada saindo da região de operação normal, passa pela zona proibida até atingir o seu valor mínimo de vazão turbinada e ser desligada.

Na figura 2.5 pode-se observar a característica de uma turbina, na qual a faixa de operação em termos de valores de queda líquida varia desde $h_{l_{\min}}$ igual a 90 metros até a

Capítulo II – Eficiência de geração hidrelétrica

altura de queda máxima $h_{l_{\max}}$ igual a 120 metros. Verificam-se as regiões de operação normal e regiões de operação proibida. Nesse caso ilustrativo, podemos observar duas regiões de operação normal compreendidas, para a altura de queda nominal h_{l_n} , entre os valores de vazão q_1 , q_2 e q_3 , q_4 .

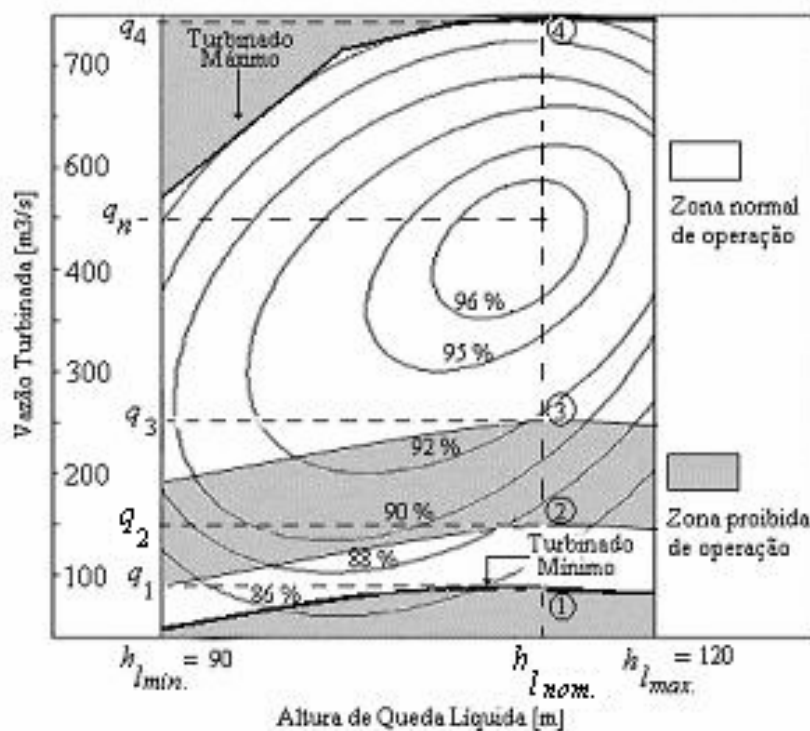


Figura 2.5 – Faixas de operação de uma turbina.

Para valores de altura de queda líquida diferentes da nominal, valores de vazão turbinada mínima e máxima diferentes caracterizam a zona normal de operação. Observando a figura 2.5 podem-se definir os valores mínimo e máximo da vazão turbinada como uma função que depende da altura de queda líquida $q_{\min}(h_l)$ e $q_{\max}(h_l)$ nas duas

regiões normais de operação. As áreas sombreadas identificam as regiões proibidas de operação. As regiões que não estão sombreadas são as regiões de operação normal.

A maioria das unidades geradoras do sistema elétrico brasileiro está equipada com turbinas com uma única faixa de operação normal. Poucas são as unidades geradoras que possuem turbinas com mais de uma faixa de operação normal. Como exemplo se pode mencionar as unidades geradoras da usina hidrelétrica de Itaipu, composta de 18 unidades geradoras equipadas com turbinas tipo Francis. A faixa de operação normal das unidades geradoras, para a altura de queda líquida nominal, vai de 410 até 740 MW.

Das 18 unidades geradoras, 3 possuem duas faixas de operação. Além da faixa normal de operação mencionada, as 3 primeiras unidades geradoras podem também operar na faixa de 70 a 210 MW, para a altura de queda líquida nominal. Isto foi possível graças a um revestimento especial aplicado às pás das turbinas para minimizar os efeitos da cavitação. O tratamento de reforço nestas turbinas foi necessário, por que no início da operação, a única demanda na usina era o sistema elétrico paraguaio, cuja carga era tão baixa que para ser atendida era necessário operar as turbinas abaixo dos valores normais de operação. O crescimento da carga de todo o sistema interligado paraguaio e brasileiro, desde então, não exige que as unidades geradoras utilizem mais essa faixa de operação de baixa carga [18].

A curva colina, curva de rendimento da turbina ou curva de rendimento das unidades geradoras, quando são agregados os rendimentos da turbina e do gerador, é de vital importância para a programação da operação de curto prazo. A importância está em que na curva colina estão representadas todas as regiões possíveis de operação e o rendimento associado a cada ponto de operação. Em termos de eficiência é desejável que as unidades geradoras operem nos pontos de maior rendimento, evitando operar nas zonas proibidas de operação ou de baixo rendimento.

Na Figura 2.6, pode-se verificar que, para uma dada cota do reservatório se a vazão turbinada for aumentada a partir de um valor mínimo, ponto **A**, até seu valor máximo, ponto **C**, o rendimento terá um comportamento de crescimento até um valor máximo, ponto **B**, e partir deste ponto terá um comportamento de diminuição até o ponto **C**.

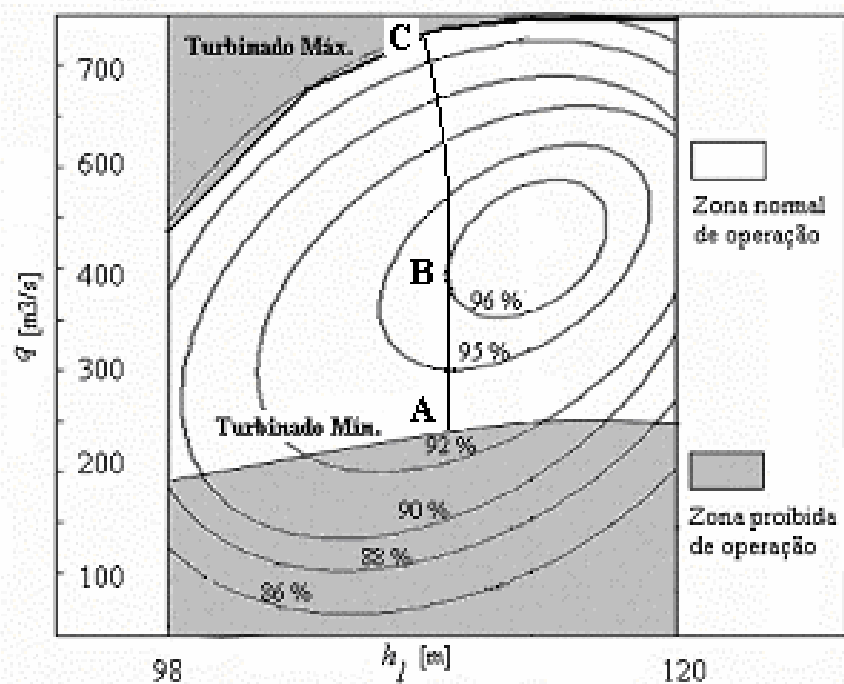


Figura 2.6 – Pontos de operação da turbina.

A curvatura apresentada na trajetória entre os pontos **A** e **C** é devido à interdependência da altura de queda líquida com a vazão turbinada. O aumento da vazão turbinada para aumentar a geração, ocasiona uma redução na altura de queda líquida motivada pela elevação do nível de canal de fuga e da perda hidráulica.

Evidentemente, o ponto **B** é o ponto de maior rendimento da turbina (na figura 96 %) para a cota de montante vigente, em cuja proximidade obtem-se também maior produtividade, isto é, por cada unidade de vazão turbinada será produzida maior quantidade de potência [1].

2.3 – Perdas associadas ao sistema de geração

No item anterior as principais variáveis que compõem a função de geração foram destacadas, e foi possível verificar que ela é altamente não-linear. A seguir, será feita uma análise do comportamento de cada uma dessas variáveis e da interação entre elas, destacando os aspectos importantes que permitam uma modelagem adequada do sistema de geração. Serão avaliadas as diferentes condições operativas para identificar aquelas que possam ser adotadas como referência em termos de desempenho.

Uma maneira conveniente de representar os diversos aspectos que influenciam a eficiência de unidades geradoras de usinas hidrelétricas é expressar a variação de cada parâmetro em termos de uma única unidade. Neste sentido, adota-se neste trabalho uma metodologia de representação da eficiência da geração hidrelétrica através da quantificação das perdas no sistema de geração, expressas em MW [10]. A metodologia leva em conta as variações na altura de queda líquida, por conta da variação do nível do canal de fuga, e do rendimento turbina/gerador, para os diferentes valores da vazão turbinada. O objetivo é determinar o comportamento das perdas no sistema de geração, à medida que se varia a produção de energia.

2.3.1 – Nível do reservatório

Conforme a equação (2.8) a altura de queda líquida é a diferença entre a altura de queda bruta e as perdas hidráulicas. A altura de queda bruta, por sua vez, é definida como a diferença entre os níveis do reservatório e do canal de fuga.

O nível do reservatório é representado por uma função polinomial do volume armazenado do tipo:

$$h_r(V) = a_0 + a_1 \times V + a_2 \times V^2 + a_3 \times V^3 + a_4 \times V^4 \quad (2.16)$$

onde

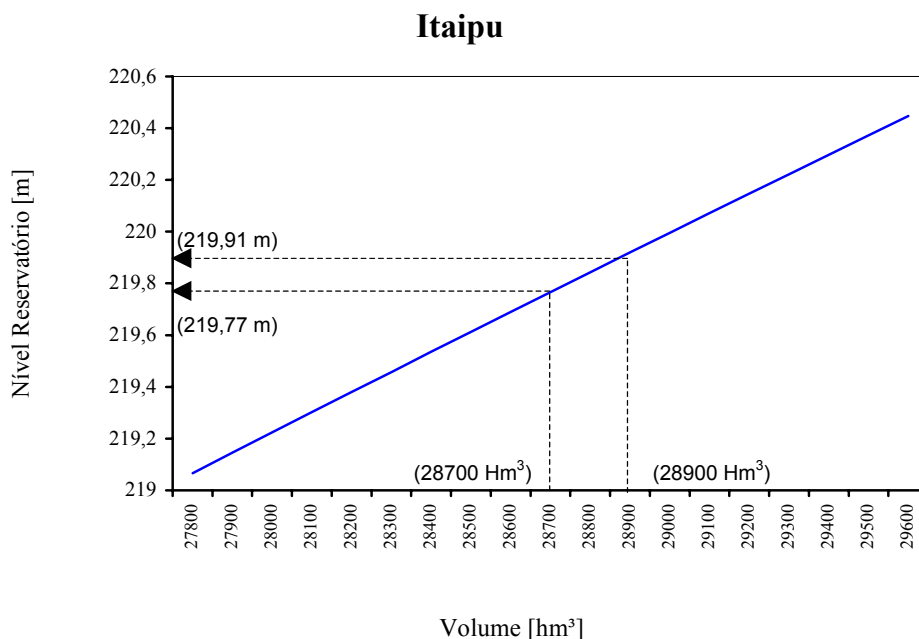
- a_i são os coeficientes do polinômio;
- V é o volume de água armazenado no reservatório, em hm^3 ;
- h_r é o nível do reservatório, em metros.

As usinas com grandes reservatórios, isto é, aquelas com grande capacidade de regularização caracterizada pela elevada relação entre o seu volume útil e a vazão média afluyente ao seu reservatório, são as responsáveis pela transferência de grandes blocos de água do período úmido para o período seco, através do armazenamento nos períodos úmidos e deplecionamento nos períodos secos. O comportamento destas usinas, em termos do seu volume armazenado ao longo do horizonte do estudo, é definido pelo planejamento energético de longo e médio prazo. Nos estudos do planejamento da operação de curto prazo, os níveis dos grandes reservatórios podem ser considerados constantes. Furnas é um exemplo de usina de regulação.

Existem usinas com reservatório de pouca capacidade de regularização. Estas normalmente fazem a regularização a nível semanal, acumulando água no seu reservatório nos finais de semana e feriados para utilizá-lo nos dias úteis, ou regulação diária, acumulando água nos períodos de baixa carga para utilizá-la nos períodos de ponta da carga.

As usinas que operam com o nível do seu reservatório constante, devido à ausência de uma mínima capacidade de regulação são denominadas usinas a fio d'água.

A usina hidrelétrica de Itaipu é considerada fio d'água, mesmo sendo grande o volume do seu reservatório, devido a que o valor da vazão afluyente também é grande, resultando numa margem de regulação mínima.

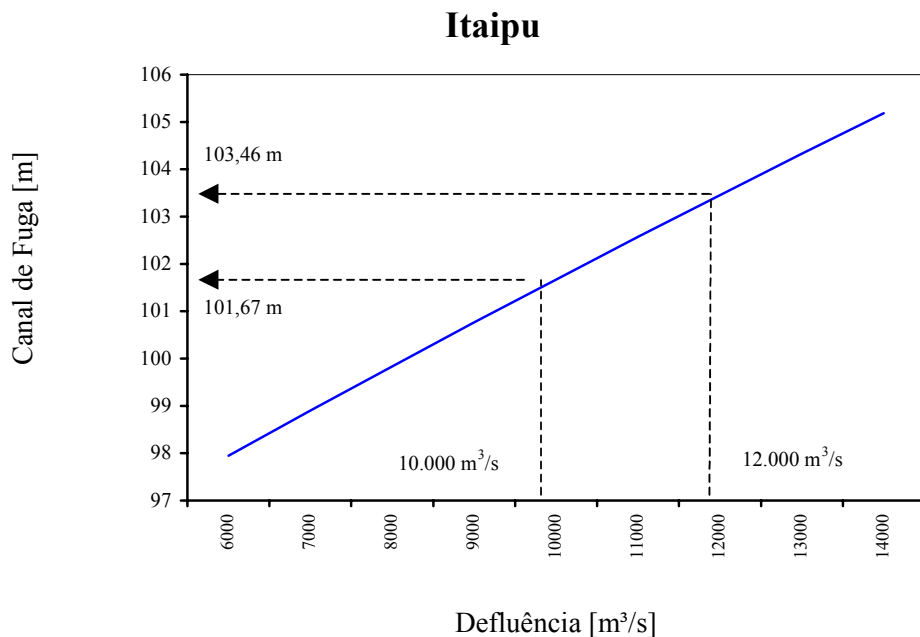


Fonte: Itaipu Binacional.

Figura 2.7 – Reservatório de Itaipu.

A figura 2.7 mostra o comportamento do reservatório da usina de Itaipu. A diferença de 14 centímetros, entre as cotas de 219,91 e 219,77 m.s.n.m., equivale a uma diferença de 200 hm³. Esse volume equivale a uma diferença entre a afluência e defluência de 2.315 m³/s ao longo de 24 horas, enquanto que o efeito dessa variação de defluência no canal de fuga é quase imediato, resultando numa variação de 1,79 metros, conforme pode ser verificada na figura 2.8.

Portanto, para a programação diária de operação, as variações verificadas no nível do reservatório podem ser consideradas mínimas quando comparadas com as variações verificadas no nível do canal de fuga ao longo do dia.



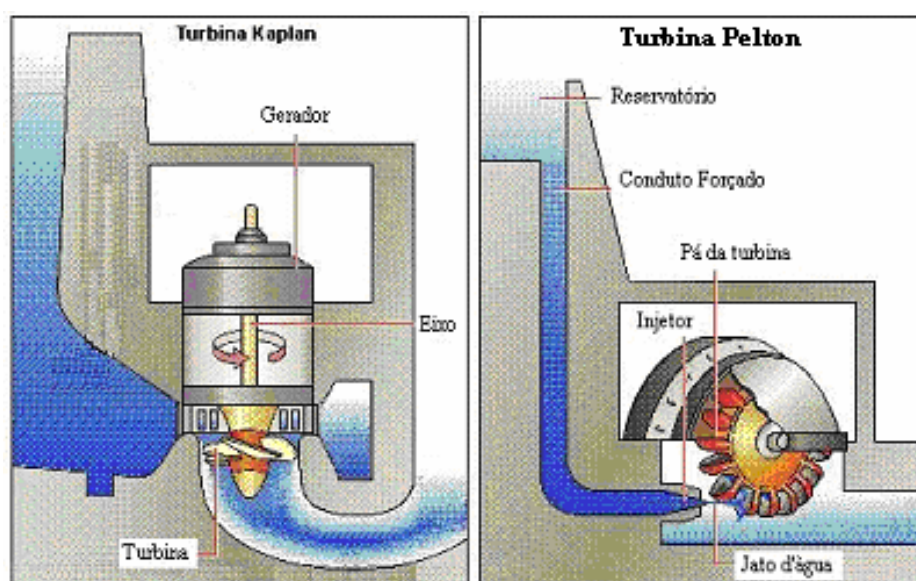
Fonte: Itaipu Binacional.

Figura 2.8 – Canal de fuga de Itaipu.

2.3.2 – Perda por elevação do canal de fuga

As turbinas de ação, como são as do tipo Pelton, possuem um ou mais injetores de água, que na forma de jato d'água transmitem energia cinética às conchas, que por sua vez transformam esta energia em trabalho mecânico. O rotor gira no ar sob condições de pressão atmosférica. Devido às condições operacionais, as usinas equipadas com este tipo de turbinas, não sofrem a influência da elevação do nível de canal de fuga.

As usinas equipadas com turbinas de reação, como são as do tipo Francis e Kaplan, ao contrário às turbinas tipo Pelton, possuem o rotor que gira dentro da corrente contínua d'água, portanto sofrem a influência da elevação do nível de canal de fuga [17]. A figura 2.9 mostra as turbinas de ação e de reação.

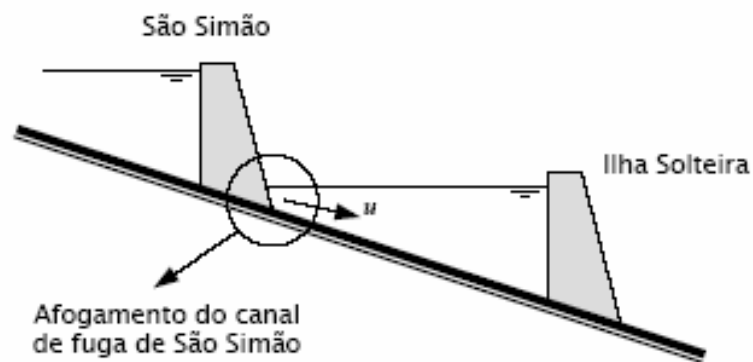


Fonte: Microsoft, Encarta 97.

Figura 2.9 – Turbinas de ação e de reação.

O comportamento do nível do canal de fuga varia conforme cada aproveitamento hidrelétrico. Assim, para as usinas localizadas à montante de outro aproveitamento hidrelétrico, o nível do seu canal de fuga varia em função da sua descarga, composta pela vazão turbinada e a vertida, e possivelmente do nível do reservatório da usina à jusante pelo efeito do *remanso*⁴. O efeito do remanso é mais significativo conforme os aproveitamentos estão próximos uns dos outros e à declividade do trecho entre eles. Neste caso, a

representação do comportamento do nível de canal de fuga é feita através de família de curvas, uma para cada nível do reservatório de jusante.



Fonte: Referência [20].

Figura 2.10 – Efeito do remanso sobre o canal de fuga.

Um exemplo da influência do remanso sobre o canal de fuga verifica-se entre as usinas de São Simão e Ilha Solteira, cuja representação simplificada pode ser observada na figura 2.10.

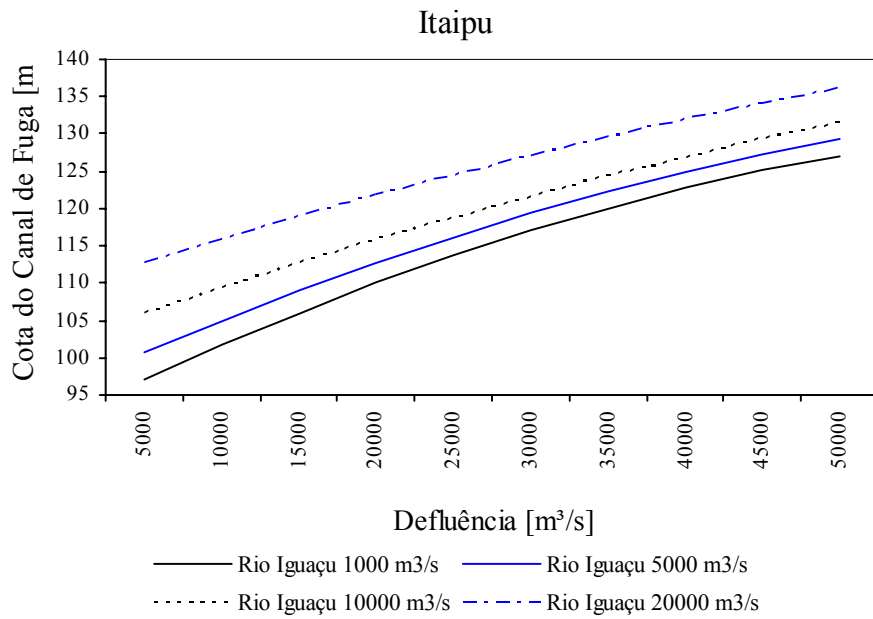
Outro exemplo que pode ser mencionado é a usina de Itaipu. O Rio Iguaçu, que desemboca no Rio Paraná à jusante desta usina, conforme podemos ver na figura 2.11, tem influência sobre o comportamento do seu canal de fuga.

A influência é similar ao de um reservatório, de modo que quanto maior for a vazão pelo Rio Iguaçu maior será a diminuição da velocidade do escoamento da descarga de Itaipu pelo Rio Paraná, no trecho entre o seu canal de fuga e a desembocadura do Rio

⁴ Elevação do nível do canal de fuga devido ao retardo do escoamento d'água.

Capítulo II – Eficiência de geração hidrelétrica

quantificadas estabelecendo uma relação entre geração e perda no sistema de geração por conta das variações do nível do canal de fuga.



Fonte: Itaipu Binacional.

Figura 2.12 – Polinômios do canal de fuga de Itaipu⁵.

A avaliação da redução da potência gerada, decorrente da elevação do nível de canal de fuga pode ser obtida por meio da seguinte expressão [10,12]:

$$p_{cfn} = (h_{cf}(n \times q) - h_{cf}(n \times q_{ref})) \times g \times \rho \times \eta_t \times \eta_g \times (n \times q) \times 10^{-6} \quad (2.17)$$

Onde

- p_{cfn} é a perda em MW, decorrente da elevação do nível do canal de fuga com “n” unidades geradoras em operação;

⁵ Valores de descarga de Itaipu acima de 12600 m³/s, inclui o volume d’água descarregado pelo vertedouro.

- $h_{cf}(.)$ é altura do canal de fuga;
- $n \times q_{ref}$ é a vazão turbinada de referência na usina com “ n ” unidades geradoras em operação. Adota-se aqui a hipótese de que as unidades geradoras são idênticas e, portanto a vazão turbinada na usina se distribui igualmente entre as unidades geradoras em operação.

Nas usinas hidrelétricas cujo canal de fuga é representado por mais de uma função cota-vazão, a avaliação das perdas decorrentes da elevação do nível deverá ser feita por meio daquela função que melhor a representa nesse dia.

Por outro lado, é importante destacar que a escolha da vazão de referência, onde a perda por elevação do canal de fuga se anula, é arbitrária. Porém, qualquer que seja a referência adotada, a mesma deverá ser aplicada ao cálculo de todos os componentes de perdas do sistema de geração para assegurar coerência no cômputo da perda total de geração.

2.3.3 – Perda por atrito no sistema de adução

A equação (2.10) define a altura de queda líquida como sendo a diferença entre a altura de queda bruta e as perdas hidráulicas, ocasionadas pelo atrito d’água no sistema de adução. Conforme a equação (2.8) a diminuição na altura de queda ocasionada pela perda hidráulica depende de um coeficiente, que representa as características do sistema de adução, e da vazão turbinada. Sendo assim, o aumento da geração através do aumento da vazão turbinada irá ocasionar também um aumento no nível das perdas hidráulicas, que irá exigir um aumento da vazão turbinada para poder produzir a mesma potência. A avaliação da diminuição na produção de potência ocasionada pelas perdas hidráulicas pode ser obtida através da seguinte equação [10,12]:

$$p_{hm} = k \times ((n \times q)^2 - (n \times q_{ref})^2) \times g \times \eta_t \times \eta_g \times \rho \times (n \times q) \times 10^{-6} \quad (2.18)$$

Onde

- p_{hm} é a perda hidráulica em MW, com n unidades geradoras em operação;
- k é a constante que representa as características do sistema de adução.

Comparando as equações (2.17) e (2.18) com a função de geração hidrelétrica, equação (2.13), pode-se notar que a variável de altura de queda líquida h_l foi substituída pela variação ocorrida no nível do canal de fuga e na altura das perdas hidráulicas. Deste modo as equações (2.17) e (2.18) estarão quantificando as perdas no sistema de geração ocasionada pela variação do nível do canal de fuga e das perdas hidráulicas, respectivamente. Na tabela 2.1 pode-se verificar o coeficiente “ k ” das perdas hidráulicas para algumas usinas hidrelétricas.

Usina	Coeficiente k (s ² /m ⁵)
Itaipu	2×10^{-6}
Ilha Solteira	$4,73 \times 10^{-6}$
Rosana	$1,4 \times 10^{-6}$
Salto Grande	$3,0 \times 10^{-5}$

Fonte: Referência [20]

Tabela 2.1 – Coeficientes de perdas hidráulicas.

2.3.4 – Perda pela variação do rendimento da turbina

Na figura 2.13, pode ser constatada que, para uma dada cota do nível do reservatório, e variando a vazão turbinada a partir de um valor mínimo, ponto A, até seu valor máximo, ponto C, o rendimento terá um comportamento de crescimento até um valor máximo, ponto B, e partir deste ponto terá um comportamento de diminuição até o ponto C.

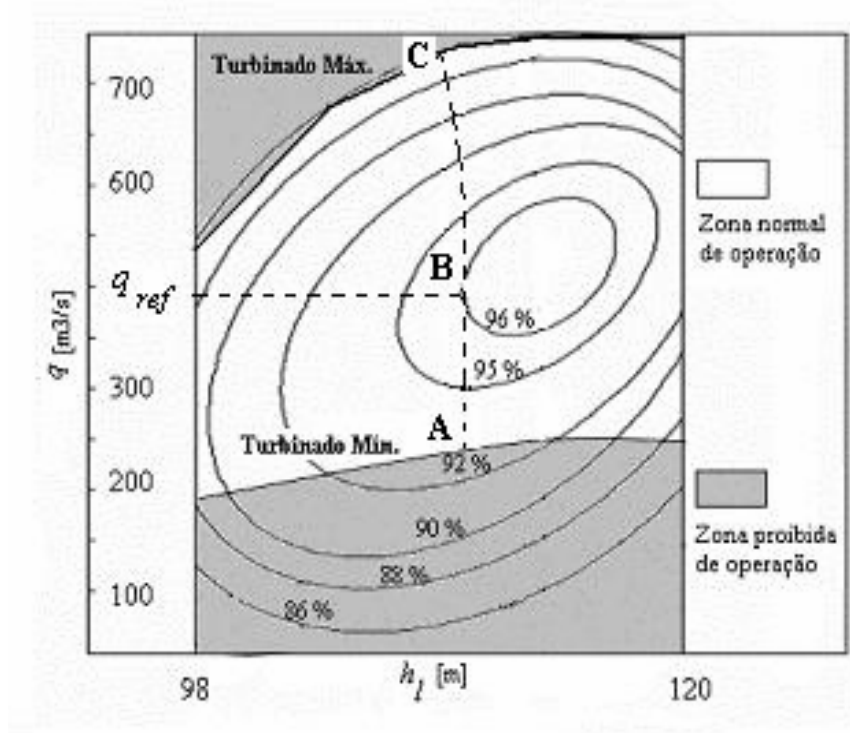


Figura 2.13 – Variação do rendimento da turbina.

A curvatura apresentada na trajetória entre os pontos A e C é devida à interdependência da altura de queda líquida com a vazão turbinada. O aumento da vazão turbinada para aumentar a geração, ocasiona uma redução na altura de queda líquida pela elevação do nível de canal de fuga e da perda hidráulica.

Evidentemente para o nível corrente do reservatório, o ponto **B** é o ponto de maior rendimento da turbina, em cuja proximidade obtem-se também maior produtividade, isto é, por cada unidade de vazão turbinada será produzida maior quantidade de potência [19]. O valor de q_{ref} , na figura 2.13, refere-se à vazão turbinada associada ao ponto de maior rendimento da turbina.

Para avaliar as perdas associadas à variação do rendimento da turbina, e manter coerência com as perdas anteriores, será considerado como de perda nula o ponto correspondente à vazão de referência q_{ref} . A operação fora desse ponto acarretará uma perda (ou ganho) quantificada pela seguinte expressão:

$$p_m = g \times \rho \times (\eta_t(q_{ref}) - \eta_t(q)) \times \eta_g \times n \times q \times h_l \times 10^{-6} \quad (2.19)$$

Onde:

- p_m é a perda, em MW, associada à variação do rendimento da turbina.

Neste trabalho, as perdas no sistema de geração serão avaliadas tomando como referência o ponto de maior rendimento da turbina. Assim, a perda associada à variação do rendimento da turbina será calculada tomando como referência o ponto B e as perdas devido à variação do canal de fuga e ao atrito d'água no sistema de adução, serão calculadas tomando como referência a vazão turbinada q_{ref} associada ao ponto B.

Após definir a metodologia para avaliar as perdas no sistema de geração ocasionadas pela variação do nível do canal de fuga, atrito d'água no sistema de adução e variação do rendimento das unidades geradoras, basta somar cada um desses componentes para obter o total de perdas no sistema de geração.

2.3.5 – Total de perdas no sistema de geração

A avaliação das perdas no sistema de geração deverá ser feita para todas as condições operativas. Sabe-se que a carga de um sistema elétrico de potência varia ao longo do dia. No início do dia, a carga é baixa e as unidades geradoras em operação não são exigidas a operar com toda a sua capacidade mas, ao passar das horas, a carga aumenta levando as máquinas em operação a esgotar a sua capacidade ou até mesmo exigir um número maior de unidades geradoras para poder atender a demanda. Após passar o período de maior demanda ou hora de ponta, verifica-se uma diminuição da carga diminuindo também a exigência nas unidades geradoras podendo até ser necessário desligar unidades geradoras para evitar que elas operem com carga muito baixa, quando o rendimento é muito baixo ou até podendo operar em zonas proibidas.

Para avaliar as perdas no sistema de geração é necessário considerar as diferentes configurações possíveis de unidades geradoras em operação como também os diferentes níveis de geração. Isto é possível através de uma simulação da operação que se descreve a seguir [10]:

Passo 1: Variar o número de unidades geradoras, $n=1, \dots, N$.

- Para “ n ” unidades geradoras em operação, inicializar com um valor de vazão turbinada $q = q_0$ em cada unidade geradora.

Passo 2: Para uma vazão turbinada $q_n = n \times q$:

- Calcular cota do canal de fuga h_{cf} .

Capítulo II – Eficiência de geração hidrelétrica

- Calcular a perda de carga hidráulica $h_p = k \times q_n^2$.
- Para uma dada cota do nível do reservatório (h_r), calcular a altura de queda líquida $h_l = h_r - h_{cf} - h_p$.

Passo 3: Com a queda líquida verifica-se se o valor turbinado em cada unidade geradora (q) está dentro da faixa permitida de operação: $q_{min}(h_l) \leq q \leq q_{max}(h_l)$.

Passo 4: Neste ponto podem-se verificar duas situações:

- Se a vazão turbinada estiver dentro da faixa definida por q_{min} e q_{max} vá ao passo 5.
- Se a vazão turbinada for maior que q_{max} vá ao passo 1, se for menor que q_{min} aumentar o valor de q e vá ao passo 2.

Passo 5: Com os valores de altura de queda líquida e vazão turbinada, encontra-se na Curva Colina o valor do rendimento (η_t) da turbina.

Passo 6: Por meio das equações (2.13), (2.17), (2.18) e (2.19) e um processo iterativo para considerar o rendimento do gerador, calcula-se a potência gerada e transformam-se todas as perdas em unidade de potência elétrica (MW), que somadas resulta no total de perdas no sistema de geração: $p_m = p_{rn} + p_{hn} + p_{cfn}$, onde p_m é o total de perdas no sistema de geração para “ n ” unidades geradoras em operação.

Passo 7: Calcular:

- $p_{min} = g \times \rho \times \eta_t \times \eta_g \times q_{min} \times h_l \times 10^{-6};$
- $p_{max} = g \times \rho \times \eta_t \times \eta_g \times q_{max} \times h_l \times 10^{-6};$
- $p_{nmin} = n \times p_{min}$ e $p_{nmax} = n \times p_{max};$

Onde

- p_{nmin} e p_{nmax} são a potência mínima e máxima que ‘n’ máquinas podem produzir.

Passo 8: Aumentar o valor de q e voltar ao passo 2.

Passo 9: Ajusta-se polinômio quadrático de segundo grau ao total de perdas (p_{tn}) calculadas em função da potência gerada.

A seguir são apresentadas as curvas de perdas para algumas configurações de unidades geradoras nas usinas de Serra da Mesa e Itumbiara.

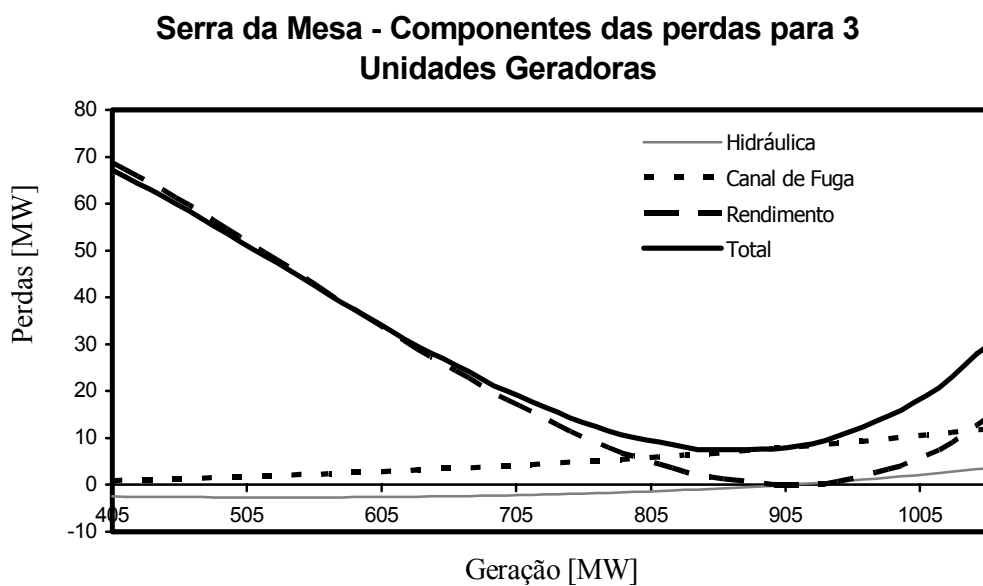


Figura 2.14 – Perdas com três unidades geradoras na usina de Serra da Mesa.

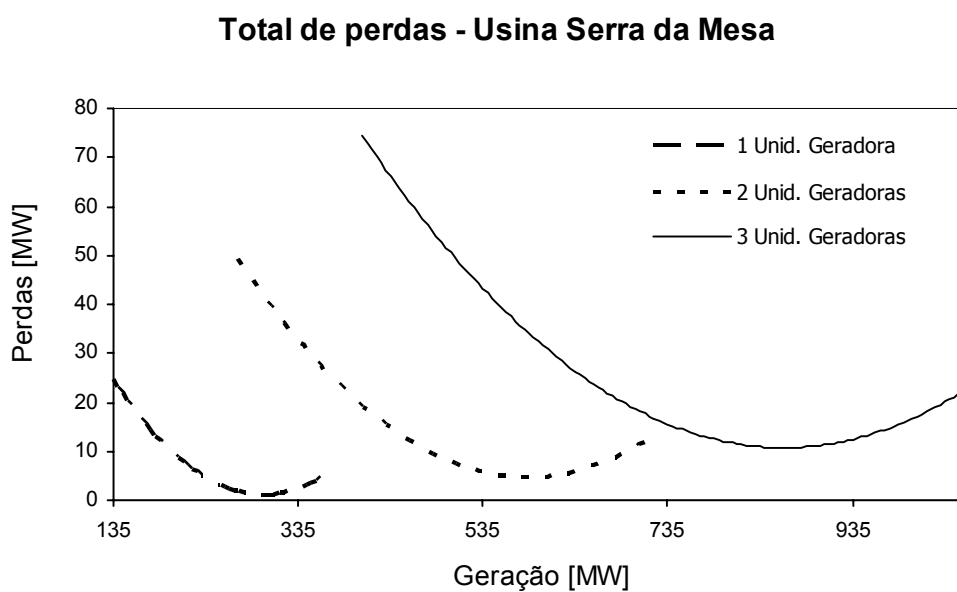


Figura 2.15 – Total de perdas na usina de Serra da Mesa.

Itumbiara - Componentes das Perdas para 6 Unidades Geradoras

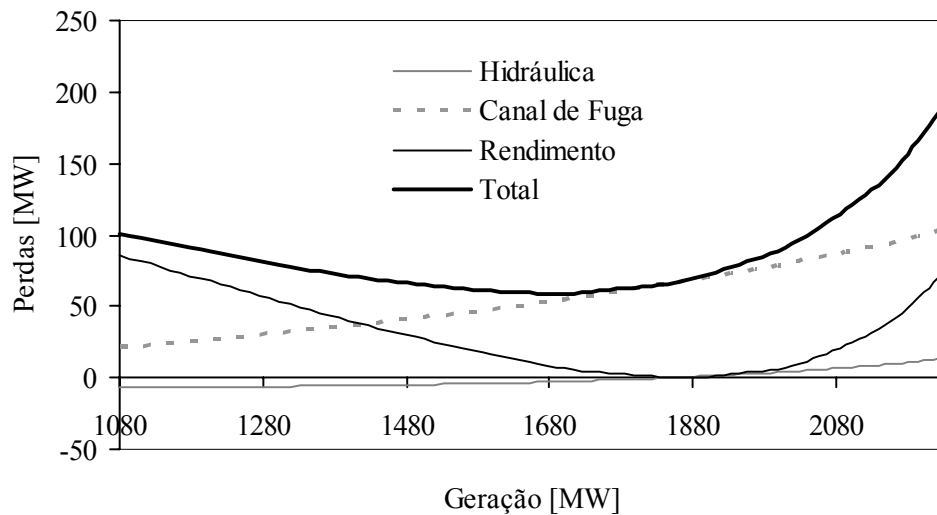


Figura 2.16 – Perdas com seis unidades geradoras na usina de Itumbiara.

Total de Perdas - Usina de Itumbiara

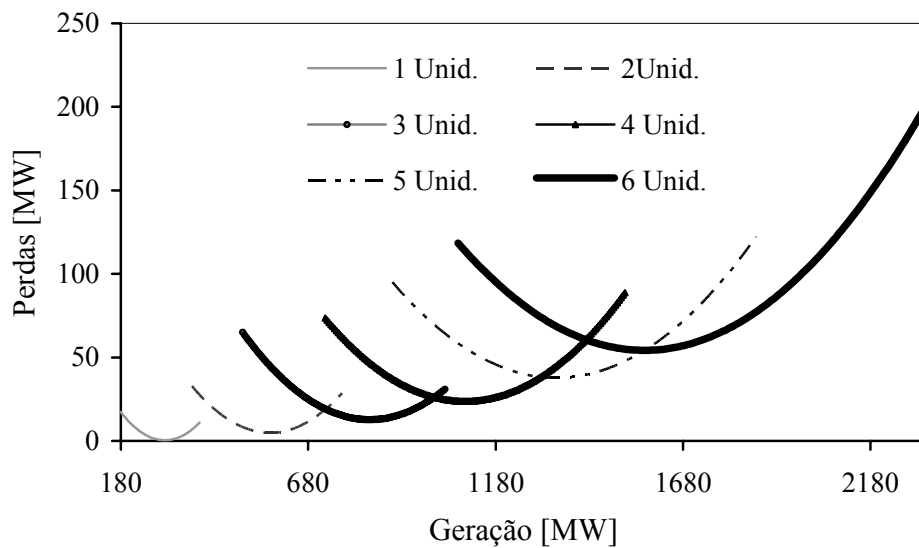


Figura 2.17– Total de perdas na usina de Itumbiara.

Capítulo II – Eficiência de geração hidrelétrica

As figuras 2.14 e 2.16 mostram as componentes das perdas nas usinas de Serra da Mesa, operando com 3 unidades geradoras, e a usina de Itumbiara, operando com 6 unidades geradoras, respectivamente.

Do mesmo modo, as figuras 2.15 e 2.17 mostram o total de perdas nas mesmas usinas com os diferentes números de unidades geradoras.

A maioria das usinas hidrelétricas do sistema elétrico brasileiro está equipada com unidades geradoras idênticas. Porém, existem usinas como a de Paulo Afonso que são equipadas com unidades geradoras diferentes.

Os procedimentos para o cálculo das perdas descritos acima são válidos para usinas equipadas com unidades geradoras idênticas. Nestas condições, na operação de mais de uma unidade geradora, a distribuição da carga entre elas deve ser idêntica, ou seja, $q_n = n \times q$. Esse critério é uma prática normal na operação em usinas, na qual se busca distribuir sempre a carga em forma equitativa nas unidades geradoras em operação. São excluídas desse critério aquelas unidades geradoras com alguma restrição operativa ou aquelas unidades geradoras submetidas a testes operacionais.

Nos casos em que a usina está equipada com unidades geradoras diferentes, o procedimento para o cálculo das perdas no sistema de geração deverá ser diferente daquele descrito neste item. A distribuição da vazão total turbinada entre as unidades geradoras deverá procurar igualar as perdas marginais em cada unidade. A diferença no procedimento deve-se principalmente ao fato da curva colina entre as unidades geradoras serem diferentes. O cálculo das perdas no sistema de geração de usinas equipadas com unidades geradoras diferentes não será considerado neste trabalho.

2.3.6 – Cálculo das perdas na usina de Itaipu

O cálculo das perdas no sistema de geração da usina de Itaipu recebera um tratamento especial por causa das suas características e sua importância em termos de capacidade instalada.

Características						
Turbina						Gerador
Setor	Nº	Tipo	$P_{\text{nominal}} (MW)$	$h_{\text{nominal}} (m)$	$q_{\text{nominal}} (m^3 / s)$	$P_{\text{nominal}} (MW)$
50 Hz	9	Francis	715	118,4	645	700
60 Hz	9	Francis	715	118,4	645	700

Fonte: Referência [18].

Tabela 2.2 – Características das unidades geradoras de Itaipu.

A usina hidrelétrica de Itaipu está equipada com 9 unidades geradoras que operam em 50 Hz e outras 9 unidades geradoras que operam em 60 Hz, cujas características estão apresentadas na tabela 2.2. Embora as 18 unidades geradoras estejam alojadas numa mesma casa de força e compartilhem o mesmo canal de fuga, o despacho de geração de ambos os setores é diferente, devido à diferença da frequência de operação das unidades geradoras e do sistema de transmissão ao qual estão conectados. Sempre que o sistema de transmissão

Capítulo II – Eficiência de geração hidrelétrica

permita, busca-se equilibrar a geração de ambos os setores. Porém, havendo restrições de transmissão ou algum impedimento na geração em um dos setores de geração da usina, a geração equilibrada não mais será possível. Outro aspecto a considerar é a influência do comportamento do Rio Iguaçu sobre o canal de fuga de Itaipu, conforme se pode apreciar na figura 2.12.

Para levar em consideração esses aspectos, o cálculo das perdas no sistema de geração de Itaipu deverá ser feita para diferentes valores de vazão do Rio Iguaçu e diferentes valores de geração do outro setor da usina.

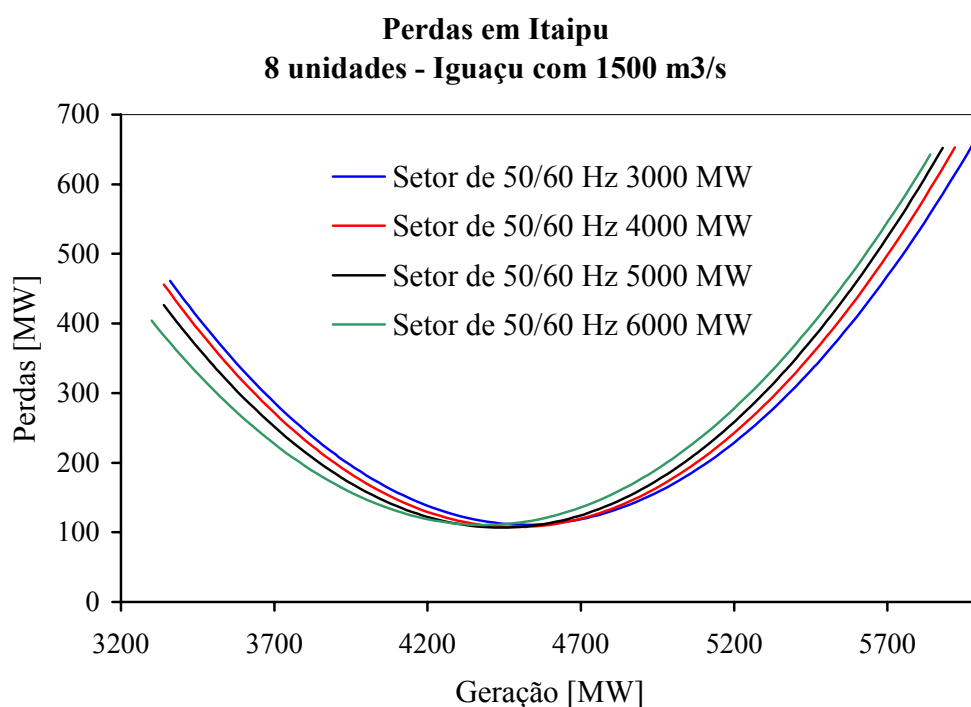


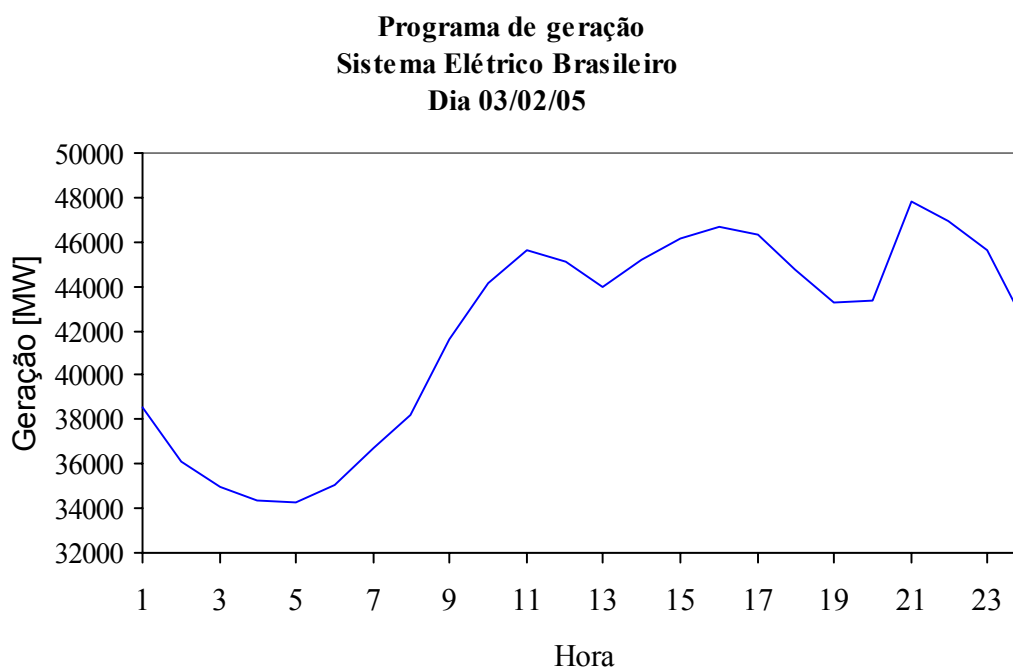
Figura 2.18 – Perdas em Itaipu.

Na figura 2.18 se pode apreciar as curvas de perdas de um setor da usina de Itaipu, operando com 8 unidades geradoras. As diferentes curvas referem-se para

valores de geração de 6.000, 5.000, 4.000 e 3.000 MW, respectivamente no outro setor da usina, 50 ou 60 Hz, e o Rio Iguaçu com uma vazão de 1.500 m³/s. Curvas similares a essas devem ser obtidas cobrindo diferentes valores de unidades geradoras em operação e diferentes valores de vazões no Rio Iguaçu.

2.4 – Partidas e paradas de unidades geradoras

A figura 2.19 mostra o programa de geração do sistema elétrico brasileiro para o dia 03/02/05. Nota-se que no início do dia a carga é baixa, mas ao passar das horas a carga aumenta atingindo seu valor máximo no período de 19:00 a 22:00 horas.



Fonte: ONS

Figura 2.19 – Programa de geração do sistema elétrico brasileiro.

Capítulo II – Eficiência de geração hidrelétrica

Devido a este comportamento variável da carga, o número de unidades geradoras necessárias para o seu atendimento também varia ao longo do dia. No início do dia, quando a carga é baixa, as unidades geradoras em operação não são exigidas a operar com toda a sua capacidade, porém, conforme a carga aumenta, a exigência sobre as unidades geradoras em operação também aumenta, podendo esgotar a sua capacidade ou até mesmo exigir um número maior de unidades geradoras para poder atender a carga. Após passar o período de maior demanda ou horário de ponta, com a diminuição da carga, a exigência nas unidades geradoras também diminui, podendo até ser necessário desligar algumas unidades para evitar que elas operem com carga muito baixa, quando o rendimento é muito baixo ou evitar operar em zonas proibidas.

No caso das unidades geradoras termelétricas, o custo de partida ou de parada é um tanto complexo, pois o custo pode variar desde um valor máximo, quando a partida efetua-se desde um estado totalmente frio, a um valor relativamente menor quando a partida da unidade geradora é feita logo após um desligamento quando a sua caldeira estaria ainda próxima à temperatura de operação normal, podendo então passar a operar rapidamente.

Existem duas estratégias normalmente adotadas pelas termelétricas quando elas são retiradas da operação. Uma consiste em deixar resfriar totalmente a caldeira e iniciar novamente todo o processo de aquecimento da caldeira para colocá-la em operação quando for requerida. A outra estratégia consiste em manter a temperatura da caldeira na temperatura de operação. A primeira estratégia (“cooling”), ao deixar resfriar totalmente a caldeira, economiza combustível no período em que a termelétrica está fora de operação, porém gasta combustível para aquecer novamente o que implica também em custo além da demora para entrar novamente em operação. A segunda estratégia (“banking”) permite um retorno mais rápido à operação à custa de consumo do combustível para manter a caldeira na temperatura de operação [21].

As duas estratégias podem ser representadas matematicamente pelas seguintes equações:

$$C_{cooling} = C_c \left(1 - e^{-\frac{t}{x}} \right) \times F + C_f \quad (2.20)$$

$$C_{banking} = C_t \times t \times F + C_f \quad (2.21)$$

Onde:

- C_c representa o custo unitario de partida a frio;
- F é o custo do combustível;
- C_f representa o custo fixo da termelétrica;
- C_t representa o custo para manter a caldeira na temperatura de operação;
- x é a constante de tempo de resfriamento da termelétrica;
- t é o tempo de esfriamento da termelétrica.

No caso das unidades hidrelétricas, o custo de partida ou de parada não é direto como das unidades termelétricas, pois embora o processo de tomada de carga seja mais rápido que as termelétricas, durante esse processo as unidades geradoras passam por zonas proibidas de operação, ocasionando desgastes às unidades geradoras e reduzindo a sua vida útil, além dos riscos associados às falhas que possam acontecer tanto na partida como na parada. Na literatura existe como tratar os custos associados às partidas e paradas, porém não existe um estudo conclusivo sobre o seu valor exato [5, 6, 13].

2.5 – Critério de desempenho

Em usinas termelétricas, o critério de desempenho a ser otimizado no despacho de geração é o custo de combustível. A função custo de produção C de uma termelétrica, em geral, é modelada por uma função quadrática convexa, crescente com o nível de geração p , da seguinte forma:

$$C(p) = a_0 + a_1p + a_2p^2 \quad (2.22)$$

Onde

- a_e , com $e=0,1$ e 2 são os coeficientes da função custo de produção, que dependem das características operativas da termelétrica.

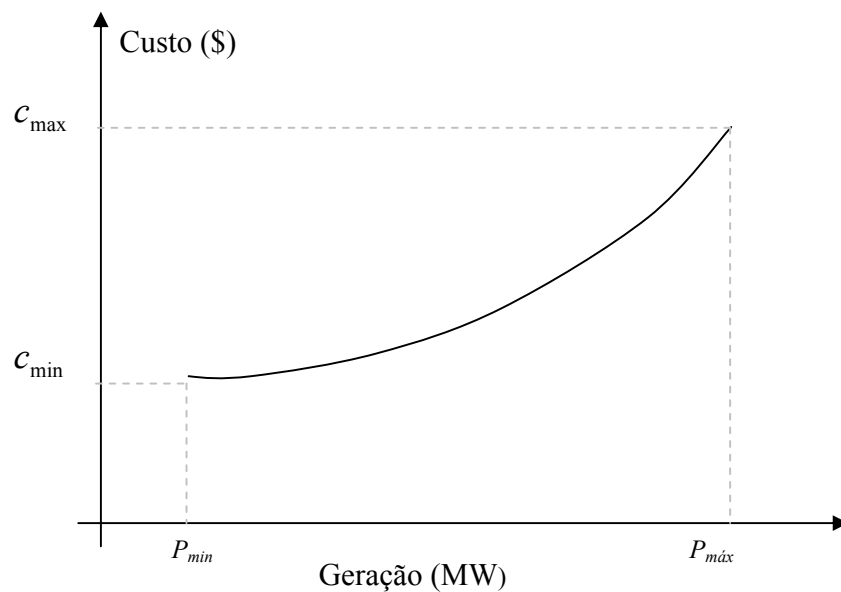


Figura 2.20 – Função Custo de Produção típica de uma termelétrica.

A figura 2.20 mostra uma função de custo típica de uma termelétrica [22]. Nota-se que a unidade termelétrica em questão apresenta uma capacidade mínima e máxima operativa, que é um fator importante em estudos de planejamento e programação energética, pois esses valores de potência definem a sua faixa operativa.

Em usinas hidrelétricas, no entanto, a relação entre o despacho e o custo de geração da usina não é direta como nas usinas termelétricas. Neste caso, um critério de desempenho conveniente é a eficiência na produção. O aumento da eficiência em uma usina hidrelétrica consiste basicamente em conseguir produzir uma quantidade maior de energia para o mesmo volume de água turbinada [1].

Nas seções anteriores foram descritos os procedimentos para o cálculo das perdas no sistema de geração hidrelétrica. O procedimento consiste basicamente em simular a operação da usina com diferentes números de unidades geradoras avaliando ao mesmo tempo as perdas decorrentes da elevação do nível do canal de fuga, do atrito d'água no sistema de adução e das variações do rendimento do conjunto turbina-gerador. Conforme pode ser apreciado nas figuras 2.15 e 2.17 existe uma função que descreve o comportamento das perdas no sistema de geração para diferentes configurações de unidades geradoras. No objetivo de maximizar a eficiência na geração hidrelétrica deve-se buscar atingir o mínimo das funções de perdas, pois minimizando as perdas estaremos maximizando a produtividade.

A figura 2.21 mostra a curva de perdas e de produtividade na usina de São Simão, operando com 6 unidades geradoras. Nota-se que o mínimo de perdas coincide com o máximo da curva de produtividade, mostrando a equivalência dos dois critérios.

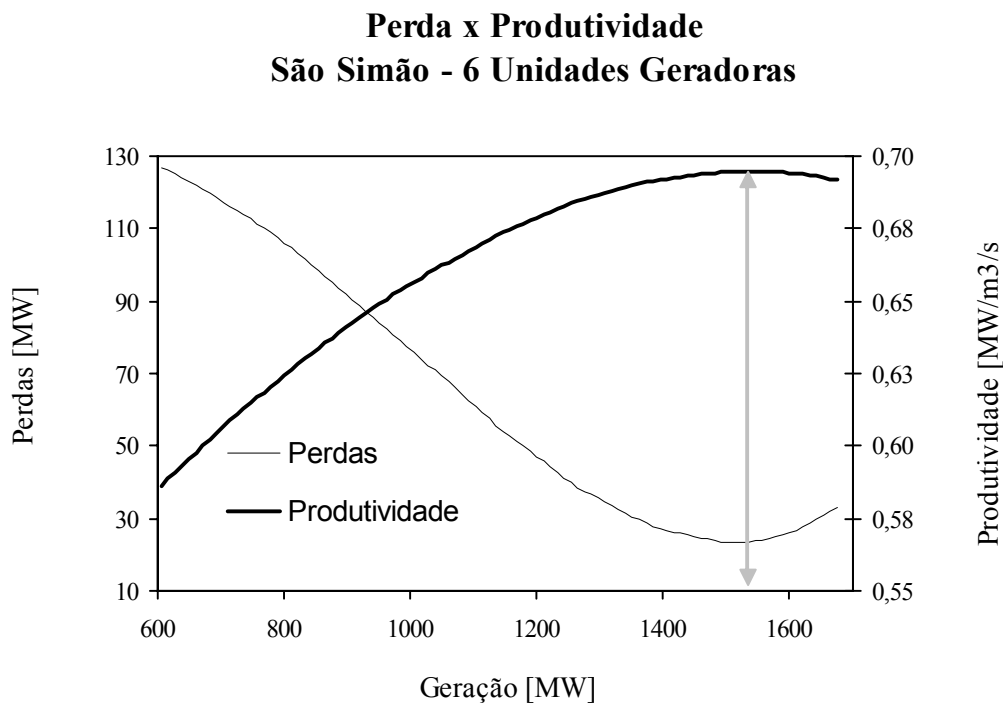


Figura 2.21 – Perdas versus produtividade.

A opção neste trabalho, pelo critério de desempenho baseado nas perdas é que ele leva em conta as produtividades ponderadas pelas vazões, ou seja, as potências, que a final são o objetivo do sistema. Otimizar simplesmente uma soma de produtividades não distingue a maior importância das usinas que turbinam maiores vazões.

Uma aplicação imediata das curvas de perdas é ilustrada pela figura 2.22, que mostra as curvas de perdas na usina de Emborcação, operando com até 4 unidades geradoras. O atendimento de uma carga de 520 MW pode ser realizado com 2, 3, ou 4 unidades geradoras, devido a que esse valor cai dentro da faixa de operação normal para essas configurações de unidades geradoras. Com uma unidade geradora não será possível atender a carga, pois esse valor excede a sua capacidade.

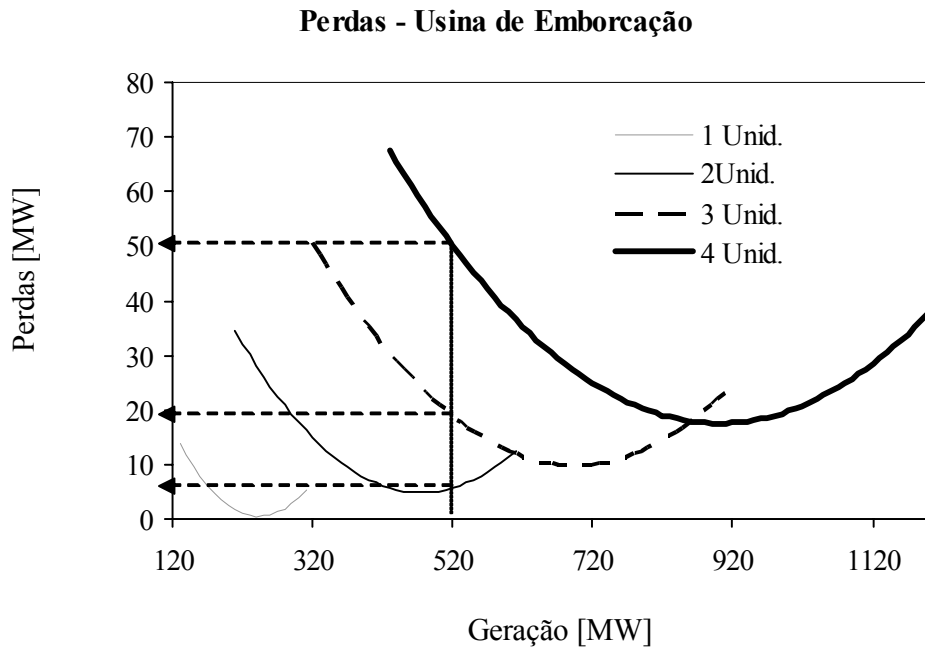


Figura 2.22 – Exemplo de despacho de geração na usina de Emborcação.

O número de unidades geradoras que incorre ao menor valor de perdas é 2, pois gerar 520 MW com 3 ou 4 unidades geradoras resultará com 19 e 51 MW de perdas, respectivamente, enquanto que com 2 unidades geradoras resultará com apenas 6 MW de perdas. O exemplo é simples envolvendo apenas uma usina. Quando o problema abrange mais de uma usina a solução é mais complexa, ainda assim, as funções de perdas apresentadas como critério de desempenho transformam o problema de despacho de geração em usinas hidrelétricas num problema idêntico ao problema de despacho de geração de usinas termelétricas, cujas técnicas de solução são bem conhecidas [22].

Após essas considerações, pode-se dizer que o despacho ótimo de geração num sistema de geração hidrelétrico consiste em determinar o despacho de geração e o número de unidades geradoras em operação em cada usina e que além de atender o valor da demanda, resulte também no menor valor de perdas. Neste trabalho, além das perdas no

Capítulo II – Eficiência de geração hidrelétrica

sistema de geração, será levado em conta também, o custo das partidas e paradas das unidades geradoras.

Capítulo III

Formulação do Problema

A programação diária de geração de um sistema de energia elétrica visa obter um programa de operação para o próximo dia, em base horária que seja, de um lado, compatível com as metas traçadas pelos planejamentos de ordem superior (longo, médio e curto prazo), e de outro, sirva como referência para a operação do sistema em tempo real. Pela sua proximidade com a operação, deve levar em conta diversos aspectos tais como características operativas dos sistemas de geração, transmissão, requisitos de mercado, fatores de segurança e redução de custos.

Do ponto de vista da programação da operação, é importante detalhar as características operacionais das unidades geradoras, definindo a sua configuração ao longo do próximo dia e seus respectivos pontos de operação, as restrições do sistema hidrelétrico,

Capítulo III – Formulação do Problema

incluindo os outros usos da água, restrições ambientais e as restrições de operação do sistema termelétrico.

A operação do sistema de transmissão também deve ser representada em detalhe, pois este constitui um dos aspectos mais críticos para a operação em tempo real do sistema. Finalmente, o aspecto relativo à segurança operativa deve também ser analisado, no sentido de se resguardar contra a ocorrência de eventos não programados e que podem comprometer a qualidade e a continuidade da produção e fornecimento da energia elétrica, objetivos fundamentais da operação do sistema [23].

Neste capítulo será apresentada a formulação matemática do problema do despacho de unidades geradoras hidrelétricas. Inicialmente será apresentada a formulação matemática do problema de despacho de um sistema hidrotérmico genérico, para em seguida, após analisar as características do sistema de geração brasileira, fazer a formulação matemática do problema de despacho de unidades geradoras hidrelétricas, como uma parte importante da proposta de um modelo de programação da operação.

O modelo de despacho de unidades geradoras hidrelétricas, que será apresentado na seção 3.4, embora não leve em consideração os aspectos relacionados à operação dos sistemas termelétricos e de transmissão, permite obter uma solução que sirva de referência para a programação diária de geração. A factibilidade desta solução quanto ao atendimento às restrições da operação hidráulica deve ser avaliada posteriormente por meio de modelos de simulação, e quanto à operação elétrica, através de modelos de fluxo de potência.

3.1 O Sistema Hidrelétrico

A operação de um sistema hidrelétrico no horizonte de curto prazo é condicionada de um lado pelas limitações nos recursos hídricos estabelecidos pelos planejamentos de longo e médio prazo, representada pelas metas de geração por usinas, e por outro lado pelas

condições operacionais do sistema. Estas condições estão associadas às características de cada usina hidrelétrica, as suas restrições ambientais e de uso múltiplo de água, bem como os seus acoplamentos com outras usinas hidrelétricas.

Os reservatórios de grande capacidade de regularização, no horizonte de curto prazo, estão sujeitos a uma dinâmica muito lenta, podendo ser considerados praticamente inalterados neste horizonte de planeamento. As grandes variações destes reservatórios verificam-se no planeamento da operação de longo prazo, quando, através destes reservatórios, são transferidos os recursos hídricos do período úmido para o período seco [24]. Por outro lado, as usinas que operam a fio d'água, no médio e longo prazo precisam ser representadas individualmente porque possuem capacidade pequena de regulação, o que acopla sua operação diretamente à operação da usina imediatamente a montante, no período de tempo anterior igual ao tempo de deslocamento de água da usina imediatamente de montante, e do aporte incremental entre a usina de montante e a própria usina a fio d'água.

A modelagem matemática do planeamento da operação de curto prazo, normalmente leva em consideração as seguintes equações:

- Metas diárias de produção: São estabelecidas pelos planeamentos de longo, médio e curto prazo, e definem a disponibilidade total de recursos hídricos ao longo do dia para cada usina. Esse tipo de restrição é comum às usinas com reservatórios.

$$\sum_{t=1}^T u_i^t = M_i \quad i \in RM \quad (3.1)$$

Capítulo III – Formulação do Problema

Onde:

- t é o índice de tempo;
- T é horizonte do planejamento.
- u_i^t é a defluência na usina i no tempo t .
- M_i é a meta de defluência da usina i .
- RM é o conjunto de usinas com reservatórios.

A meta de defluência M_i , fixada originalmente em termos de volume de água armazenada no final do horizonte, pode ser transformada em metas de geração considerando um dado valor de produtividade [27].

- Equação dinâmica: Representa a evolução temporal do volume armazenado em cada usina hidrelétrica.

$$x_i^{t+1} = x_i^t + \left[y_i^t + \sum_{s \in S_i} u_s^{t-\theta_{si}} - u_i^t \right] \times \frac{\Delta t}{10^6}, \quad i \in RM \quad (3.2)$$

onde

- x_i^t é o volume armazenado no reservatório i no começo do intervalo de tempo t .

- y_i^t é a vazão incremental ao reservatório i no intervalo de tempo t .
- θ_{si} é o tempo de viagem da água entre os reservatórios s e i .
- S_i conjunto de usinas localizadas, imediatamente à montante da usina i .
- Δt é o número de segundos do intervalo.

Para as usinas a fio d'água a equação dinâmica se reduz à representação da sua defluência, que depende da vazão incremental e da defluência das usinas imediatamente à montante, defasadas do tempo de atraso de transporte d'água.

$$u_i^t = \sum_{s \in S_i} u_s^{t-\theta_{si}} + y_i^t, \quad i \in FD \quad (3.3)$$

Onde

- FD é o conjunto de usinas a fio d'água.
- Função de geração: No capítulo 2 foi apresentada a função de geração hidrelétrica através da seguinte equação

$$p = 9,81 \times \eta_t \times \eta_g \times h_l \times q \times 10^{-3} \quad (3.4)$$

Onde

Capítulo III – Formulação do Problema

- O rendimento da turbina, por sua vez, é representado como uma função que depende da altura de queda líquida e da vazão turbinada $\eta_t = f(h_l, q)$;
- O rendimento do gerador é representado como uma função que depende da potência gerada $\eta_g = f(p)$;
- A altura de queda líquida é definida como a diferença entre o nível do reservatório, do canal de fuga e as perdas hidráulicas $h_l = h_r - h_{cf} - h_p$. A perda hidráulica por sua vez é representada como uma função que depende da vazão turbinada $h_p = k \times q^2$.

Nota-se o inter-relacionamento entre as variáveis da função de geração hidrelétrica. Isto torna difícil o seu tratamento pelos modelos de planejamento da operação. Para vencer essa dificuldade freqüentemente recorre-se à simplificação, seja por meio da linearização das diferentes variáveis que compõem a sua exata representação ou diretamente omitindo parte dessas variáveis. Uma representação muito freqüente é dada pela seguinte equação:

$$p = \rho \times (h_r(x) - h_{cf}(u)) \times q; \quad (3.5)$$

Onde

- p é a potência ativa gerada pela usina.
- ρ é uma constante que representa o rendimento do conjunto turbina/gerador.

- $h_r(.)$ é o polinômio que fornece o nível do reservatório, em função do volume armazenado.
- $h_{cf}(.)$ é o polinômio que fornece o nível do canal de fuga em função da vazão defluente.
- q é o volume turbinado.

A representação do rendimento do conjunto turbina-gerador por uma constante, é uma simplificação freqüente para poder tratar a dinâmica do sistema hidráulico dentro do problema de programação da operação [7, 23, 27, 28, 37, 38,39].

- Limites operativos: Os limites operativos normalmente considerados são aqueles associados ao limite de acumulação máximo e mínimo do reservatório, da capacidade de engolimento e restrições de rampa ou de variação de defluência em algumas usinas.

$$\left. \begin{array}{l} q_{\min} \leq q \leq q_{\max} \\ |u^t - u^{t-1}| \leq k \\ x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \end{array} \right\} \quad (3.6)$$

Onde

- $q_{\min}$ e $q_{\max}$, são os limites inferior e superior da capacidade de engolimento, respectivamente.

- $|u^t - u^{t-1}|$ refere-se à restrição de rampa de variação das vazões defluentes associadas à usina i .
- $x_{\min}$ e $x_{\max}$, são os limites inferior e superior da capacidade do reservatório, respectivamente.

3.2 O Sistema Termelétrico

A operação de um sistema termelétrico, em princípio, não está sujeita às limitações de recursos tal como o sistema hidrelétrico. Porém a sua operação esta condicionada pelo custo dos combustíveis. Os custos de operação das usinas termelétricas são basicamente aquelas associadas às partidas e paradas das unidades e o custo relativo à sua operação normal.

As unidades termelétricas, diferentemente das usinas hidrelétricas, não apresentam dependência operacional entre as unidades, mas estão sujeitas a uma dependência temporal devido a restrições de entrada e saída de unidades. A primeira dessas restrições diz respeito à variação máxima na geração de um período a outro enquanto que a segunda define as configurações de unidades térmicas em operação ao longo do horizonte. Associado à partida e parada há um custo devido ao tempo de aquecimento de suas caldeiras e este custo depende do intervalo de tempo em que a unidade térmica ficou desativada [25].

A otimização da configuração termelétrica é particularmente importante para sistemas predominantemente térmicos onde a variação da carga é acompanhada pela geração térmica. Em termos do modelo matemático, o sistema termelétrico pode ser representado por:

- Custos de operação: Os principais custos da operação das termelétricas são aquelas associadas às partidas e paradas e aqueles associados à geração.

$$F = \sum_{t=1}^T \sum_{j \in G} \mu_j^t \times (g_j(z_j^t) \times (1 - \mu_j^{t-1}) + f_j(p_j^t)) \quad (3.7)$$

Onde

- g_j é a função custo de ligação da termelétrica j .
 - z_j^t é o tempo em que a máquina ficou desativada.
 - μ_j^t é uma variável booleana.
 - $\mu_j^t = \begin{cases} 0, & \text{se a unidade } j \text{ está desligada no intervalo de tempo } t. \\ 1, & \text{caso contrário.} \end{cases}$
 - f_j é a função custo de produção.
 - p_j^t é a potência gerada pela unidade j no intervalo t .
 - G é o conjunto das unidades termelétricas.
- Limites de geração: Os limites de geração são as restrições associadas à capacidade de cada unidade geradora.

$$p_{\min_j} \leq p_j^t \leq p_{\max_j} \quad j \in G, \quad t \in T \quad (3.8)$$

onde

- $p_{\min_j}$ é o limite de geração mínima da unidade j .
 - $p_{\max_j}$ é o limite de geração máxima da unidade j .
- Restrições de rampa ou de tomada de carga.

$$\left| p_j^t - p_j^{t-1} \right| \leq k_j \quad j \in G, \quad t \in T \quad (3.9)$$

3.3 O Sistema Elétrico

Um sistema elétrico de potência pode ser dividido em três partes: geração, transmissão e distribuição. A geração é composta pelas unidades geradoras de energia elétrica, podendo estas serem hidrelétricas ou termelétricas.

O sistema de transmissão está composto pelos meios físicos, tais como linhas de transmissão, transformadores, elementos de compensação das linhas de transmissão como capacitores e reatores, que conduzem a energia desde o sistema de geração até os consumidores.

A representação da rede de transmissão dentro do planejamento da operação de curto prazo permite a compatibilização do programa de geração às condições da rede elétrica. Essa representação é feita através do fluxo de carga AC ou DC.

A cada instante a geração hidrelétrica mais a geração termelétrica devem atender as restrições operativas dos seus respectivos parques de geração e a demanda daquele instante. Do ponto de vista da operação elétrica isto corresponde a determinar a injeção de potência ativa nas barras de geração. Como as redes elétricas também estão sujeitas a restrições, é preciso assegurar também a factibilidade operacional do sistema de transmissão. Na operação em tempo real é resolvido um problema similar ao despacho econômico, o qual distribui a carga entre os geradores do parque, considerando as restrições operativas naquele intervalo.

O problema do despacho surgiu da necessidade de alocar economicamente a geração entre as unidades termelétricas com custos e características diferentes.

No início da década de 60, foi apresentada a formulação do Fluxo de Potência Ótimo, com a qual foi possível representar todas as condições operacionais do sistema elétrico. A diferença básica entre os modelos de Despacho Ótimo e os modelos de Fluxo de Potência Ótimo é a substituição da equação de balanço de carga (barra única) pelas equações de fluxo de potência. Estas equações além de considerar o balanço de demanda em cada barra do sistema, fornecem ainda o fluxo de potência ativa e reativa das linhas de transmissão, possibilitando o controle dos limites de sua capacidade e do sistema.

A formulação geral do problema de Fluxo de Potência Ótimo AC pode ser representada como:

Capítulo III – Formulação do Problema

$$\text{Min } f(\underline{v}, \underline{w}) \quad (3.10)$$

s.a.

$$g(\underline{v}, \underline{w}) = 0 \quad (3.11)$$

$$\underline{v}^{\min} \leq \underline{v} \leq \underline{v}^{\max} \quad (3.12)$$

$$\underline{w}^{\min} \leq \underline{w} \leq \underline{w}^{\max} \quad (3.13)$$

Onde:

- v são as variáveis controláveis, tais como potência ativa e magnitude de tensão nas barras de geração, de compensadores síncronos, taps variáveis de transformadores para o controle de tensão e ângulo de fase, geração de reativo de capacitores e reatâncias;
- w são as variáveis de estado, necessárias para definir o estado do sistema, como por exemplo, ângulos de fase das barras e magnitudes de tensão das barras de carga.

A função objetivo (3.10) mais utilizada é o custo de operação, porém outros objetivos podem ser adotados como perdas no sistema e desvio para outro ponto de operação do sistema. A restrição (3.11) apresenta a relação entre x e u através das equações de fluxo de carga, as quais representam as leis de Kirchhoff e asseguram o atendimento das demandas ativas e reativas. As restrições (3.12) e (3.13) consideram os limites das variáveis. Devido às relações não lineares, o fluxo de carga ótimo AC apresenta alto custo computacional [26].

Uma alternativa é a utilização de modelos de fluxo de carga linearizados. Esta formulação baseia-se na hipótese de que a geração de potência ativa depende fortemente do ângulo da tensão nodal e fracamente das magnitudes de tensão entre as barras, e vice-versa

para a potência reativa. As suposições acima são utilizadas para sistemas de alta tensão [29]. Para fins de planejamento, tal precisão é suficiente, pois se deseja apenas uma estimativa do fluxo de potência no sistema de transmissão.

A formulação básica do Fluxo de Potência Ótimo DC pode ser representada por:

$$\text{Min } f(\underline{p}, \underline{r}) \quad (3.14)$$

s.a.

$$\underline{p} = B\underline{\theta} \quad (3.15)$$

$$r_{im} = \frac{\Delta\theta_{im}}{x_{im}} \quad (3.16)$$

$$\underline{r}^{min} \leq \underline{r} \leq \underline{r}^{max} \quad (3.17)$$

onde:

- $\underline{\theta}$ é o vetor de ângulos de fase das magnitudes de tensão;
- r_{im} é o fluxo de potência ativa na linha im ;
- $\Delta\theta_{im}$ é a abertura angular na linha im e;
- B é uma matriz do tipo admitância cujos elementos são dados por:

$$B_{ii} = \sum_{m \in \Omega_i} x_{im}^{-1} \quad (3.18)$$

$$B_{ij} = -x_{ij}^{-1} \quad (3.19)$$

onde:

- x_{im} é a reatância da linha $i-m$;
- Ω_i é o conjunto das linhas que estão ligadas à barra i .

A resolução do fluxo de potência linearizado pode ser interpretada como a determinação da corrente em um circuito de corrente contínua, fazendo-se uma analogia entre a injeção de potência ativa com a injeção de corrente, o fluxo de potência ativa com a corrente em cada linha, o ângulo de fase com a tensão em cada nó e a reatância entre as barras com a resistência entre os nós.

Além dos sistemas hidrelétricos, termelétricos e a rede elétrica de transmissão, que foram descritos nos itens 3.1, 3.2 e 3.3, respectivamente, alguns autores levaram em consideração outros aspectos relacionados ao planejamento da operação de curto prazo, tal como o limite de intercâmbio entre áreas [25, 28].

3.4 Formulação do Problema

A geração hidráulica, no sistema elétrico brasileiro, responde por aproximadamente 92 % do total de geração elétrica. Um sistema de geração hidrotérmico com essas proporções pode assegurar o acompanhamento da carga exclusivamente com a geração hidrelétrica, deixando a geração termelétrica constante ao longo do dia, a menos de restrições elétricas.

Conhecendo-se a geração termelétrica estabelecida pelos planejamentos de ordem superior (longo, médio e curto prazo) e distribuída uniformemente, a questão que surge é qual critério adotar para a distribuição da geração hidrelétrica. Assim, a questão do despacho de unidades geradoras passa a ser importante para as usinas hidrelétricas, ao contrário dos

sistemas predominantemente termelétricos onde o acompanhamento da carga deve ser feito por usinas termelétricas.

O sistema de geração brasileiro é constituído por usinas hidrelétricas de diversos tipos, variando desde usinas a fio d'água até usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização plurianual. A operação desses sistemas constitui uma tarefa complexa devido ao acoplamento espacial e temporal a que está sujeita o sistema hidrelétrico. Além dessas restrições, existem outras, tais como a variação máxima na geração de um intervalo a outro, uso múltiplo d'água, restrições ambientais, etc. Pela sua proximidade com a operação em tempo real é importante considerar detalhadamente todas as condições operacionais de modo a assegurar a factibilidade da operação hidráulica.

No entanto, a resolução do problema da programação diária de geração considerando todas essas restrições hidráulicas constitui um problema muito complexo devido às características mencionadas acima e à presença de relações não lineares.

Para os grandes reservatórios de acumulação, a variação diária do nível de montante resultante, das diferenças entre a afluência e defluência, é muito reduzida, não afetando de forma significativa a produtividade nem acarretando, em geral, violação nos limites operacionais.

As mesmas considerações, em menor grau sim, também vale para as usinas a fio d'água uma vez que as metas de geração estabelecidas para elas e para as usinas com reservatórios a montante, foram obtidas por modelos de médio e longo prazos que asseguram em média a viabilidade da geração programada. Cabe examinar se a necessidade de acompanhamento da curva de carga ocasiona oscilações no armazenamento que ultrapassem os limites operacionais.

Capítulo III – Formulação do Problema

Se a variação no nível dos reservatórios é pouco significativa então numa primeira abordagem a equação dinâmica do sistema hidráulico pode ser desconsiderada. A verificação das restrições associadas à dinâmica do sistema hidráulico pode ser feita via simulação, fora do processo de otimização.

As metas de produção fixadas originalmente em termos de volume de água armazenada podem ser transformadas em metas energéticas através de um fator de produtividade médio, correspondente ao período do planejamento.

A proposta de cadeia da programação diária de operação, cuja estrutura está ilustrada na figura 3.1, baseia-se na idéia da divisão de responsabilidades. Neste sentido, propõe-se um módulo responsável pela otimização energética do despacho hidrelétrico, um módulo de simulação cujo objetivo será a validação da operação hidráulica e, por último, um módulo responsável pela validação da operação elétrica via um modelo de fluxo de potência ótimo.

O módulo de simulação hidráulica será responsável pela verificação do atendimento de todas as restrições hidráulicas, incluindo níveis máximo e mínimo dos reservatórios, defluência máxima e mínima e restrições de máxima variação de defluência. Violações nas restrições hidráulicas são traduzidas em restrições de geração e introduzidas no módulo de despacho hidrelétrico que reprograma a geração. A interação entre os módulos de despacho hidrelétrico e de simulação hidráulica é concluído após todas as restrições hidráulicas serem atendidas.

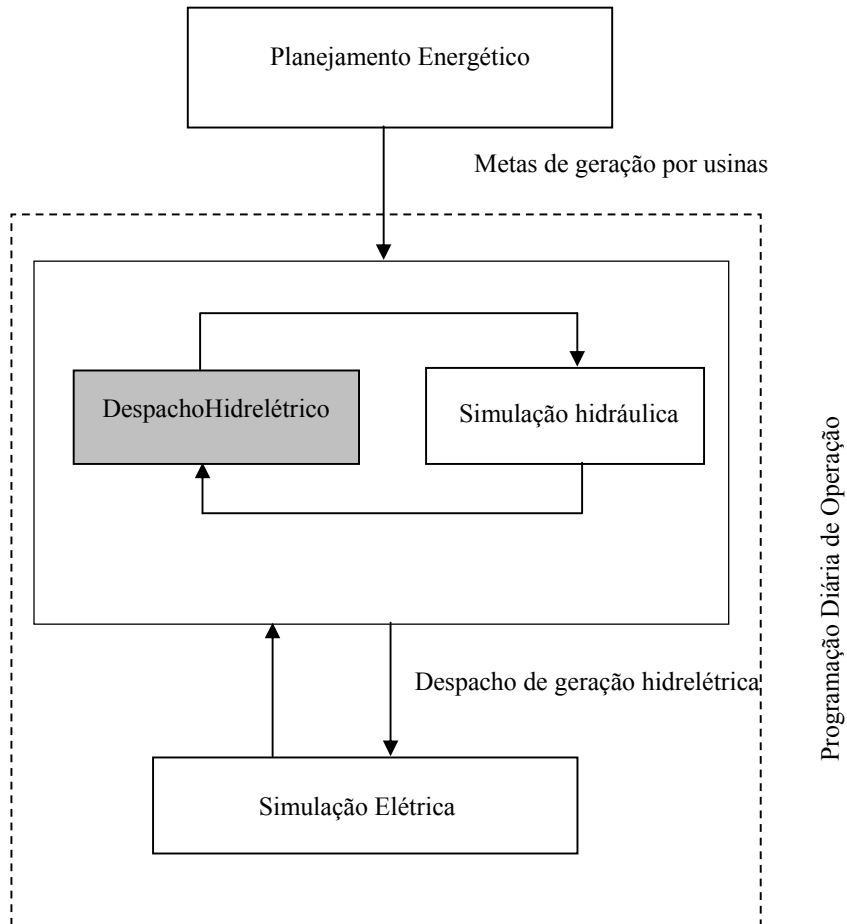


Figura 3.1 – Cadeia de programação diária de operação.

O módulo de simulação elétrica será responsável pela validação dos resultados do despacho hidráulicamente viável resultante, utilizando um modelo de fluxo de carga ótimo DC. O objetivo deste módulo é determinar o despacho elétricamente viável mais próximo daquele definido pelo despacho de geração hidrelétrica, atendendo a carga de cada barramento do sistema elétrico dentro dos limites de carregamento do sistema de transmissão.

Capítulo III – Formulação do Problema

Nos intervalos de tempo em que o módulo de simulação elétrica apresenta solução diferente (reprogramação) daquela fornecida pelo despacho de geração hidrelétrica, a geração reprogramada é fixada e os dois módulos anteriores são novamente executadas para assegurar o atendimento das metas de geração.

O objetivo deste trabalho é apresentar um modelo de despacho de geração hidrelétrica, que defina o nível de geração bem como o número de unidades geradoras a ser despachada a cada hora, em cada usina hidrelétrica atendendo uma determinada meta de geração diária e uma determinada demanda do sistema. Como critérios de desempenho adotam-se as perdas no sistema de geração e os custos de partidas e paradas das unidades geradoras, apresentadas no capítulo 2.

Os módulos de simulação hidráulica e elétrica não fazem parte do escopo deste trabalho.

Deste modo, a formulação matemática do módulo de despacho de geração hidrelétrica é definida como:

$$\text{Min} \quad \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \left\{ c_i^{p/p} \times |n_i^t - n_i^{t-1}| + c^{\text{perdas}} \times f_i(n_i^t, p_i^t) \right\} \quad (3.20)$$

Onde:

- T é o número de intervalos de tempo e N é o número de usinas hidrelétricas;

- $c_i^{p/p}$ é o custo associado às partidas e paradas das unidades geradoras da usina i ;
- c^{perdas} é custo das perdas associadas ao sistema de geração;
- n_i^t é o número de unidades geradoras despachadas na usina i durante o intervalo de tempo t ;
- $f_i(n_i^t, p_i^t)$ é a função de perdas associadas à usina i , que depende do número de unidades geradoras n e da potência gerada p durante o intervalo de tempo t . No capítulo 2 foi apresentada a metodologia para o cálculo dessas funções.

As restrições associadas ao objetivo do despacho de geração hidrelétricas são:

$$\sum_{i=1}^N p_i^t = d^t \quad \forall t \quad (3.21)$$

$$\sum_{t=1}^T p_i^t = T \times m_i \quad \forall i \quad (3.22)$$

$$p_i^{\min}(n_i^t) \leq p_i^t \leq p_i^{\max}(n_i^t) \quad \forall i, t \quad (3.23)$$

$$n_i^{\min}(p_i^t) \leq n_i^t \leq n_i^{\max}(p_i^t) \quad \forall i, t \quad (3.24)$$

$$n_i^t \in \mathbb{N} \quad \forall i, t \quad (3.25)$$

Onde

Capítulo III – Formulação do Problema

- n_i^t é o número de unidades geradoras em operação na usina i durante o intervalo de tempo t ;
- N é o número de usinas hidrelétricas;
- $\mathbb{N}$ é o conjunto de números naturais;
- $f(.)$ é a função de perdas na usina hidrelétrica i [MW];
- p_i^t é a potência gerada na usina i durante o intervalo de tempo t [MWmédio];
- $p_i^{\min}(.), p_i^{\max}(.)$ são a potência mínima e máxima, respectivamente, associada a n unidades geradoras despachadas na usina i , na hora t .
- $n_i^{\min}(.), n_i^{\max}(.)$ são o número mínimo e máximo, respectivamente, de unidades geradoras que podem ser despachadas na usina i , na hora t , para gerar a potência p_i^t .
- d^t é a carga própria remanescente, descontada a geração termelétrica, durante o intervalo de tempo t [MW médio];
- m_i é a meta energética da usina hidrelétrica i [MWmédio].

A equação (3.21) estabelece que a soma das potências geradas nas usinas deve ser igual à carga própria remanescente d^t , durante o intervalo de tempo t .

A equação (3.22) estabelece que a soma de geração de uma usina i ao longo do período do planejamento deve ser igual a sua meta de geração.

A restrição (3.23) estabelece que a potência gerada num intervalo de tempo t , numa usina hidrelétrica i , deve atender os limites de potência mínima e máxima associados ao número de unidades geradoras n_i^t despachadas, enquanto a equação (3.24) estabelece que o número de unidades geradoras que pode ser despachada numa usina hidrelétrica depende da potência a ser gerada nessa usina. Tratam-se, portanto de restrições de canalização, interdependentes entre si, o que aumenta teoricamente a complexidade do problema. Finalmente, a equação (3.25) estabelece que o número de unidades geradoras pertence ao conjunto de números naturais.

A formulação do problema da programação diária de operação de um sistema predominantemente hidrelétrico, conforme apresentada nesta seção, envolve função objetivo não linear e variáveis inteiras que dão ao problema uma natureza combinatória e não linear que dificulta a obtenção da solução ótima para sistemas do porte do sistema hidrelétrico brasileiro.

Capítulo IV

Técnica de Solução

No capítulo três foi apresentada uma descrição do problema do despacho de unidades geradoras hidrelétricas. Foi apresentado como um módulo importante de uma proposta de modelo de programação diária da operação, no qual deve interagir com os módulos de simulação hidráulica e elétrica para obter uma solução que seja factível hidráulica e eletricamente. Neste capítulo será apresentada a técnica adotada para resolver o problema de despacho de geração hidrelétrica, que consiste basicamente na aplicação de uma heurística baseada em relaxação lagrangeana e programação dinâmica.

4.1 Técnica de solução.

Para apresentar a técnica de solução adotada para o problema será reproduzida a formulação matemática apresentada no capítulo três:

$$\text{Min} \quad \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \left\{ c_i^{p/p} \times |n_i^t - n_i^{t-1}| + c^{perdas} \times f_i(n_i^t, p_i^t) \right\} \quad (4.1)$$

s. a:

$$\sum_{i=1}^N p_i^t = d^t \quad \forall t \quad (4.2)$$

$$\sum_{t=1}^T p_i^t = T \times m_i \quad \forall i \quad (4.3)$$

$$p_i^{\min}(n_i^t) \leq p_i^t \leq p_i^{\max}(n_i^t) \quad \forall i, t \quad (4.4)$$

$$n_i^{\min}(p_i^t) \leq n_i^t \leq n_i^{\max}(p_i^t) \quad \forall i, t \quad (4.5)$$

$$n_i^t \in \mathbb{N} \quad \forall i, t \quad (4.6)$$

Onde:

- T é o número de intervalos de tempo;
- N é o número de usinas hidrelétricas;
- $\mathbb{N}$ é o conjunto de números naturais;

- $c_i^{p/p}$ e c_i^{perdas} são os custos unitários de partida/parada, em [\$], e o custo unitário de perdas na usina i , em [\$/MW], respectivamente. n_i^t é o número de unidades geradoras em operação na usina i durante o intervalo de tempo t ;
- $f(.)$ é a função de perdas na usina hidrelétrica i [MW];
- p_i^t é a potência gerada na usina i durante o intervalo de tempo t [MW];
- d^t é a carga própria do sistema, descontada a geração termelétrica, durante o intervalo de tempo t [MW];
- m_i é a meta energética da usina hidrelétrica i [MWmédio].

A formulação apresentada caracteriza o despacho hidrelétrico como um problema inteiro-misto e, portanto, não convexo. Adicionalmente a essas características, a não linearidade e o grande porte do problema dificulta a obtenção da solução ótima.

Para contornar esta dificuldade é proposta uma metodologia heurística, a qual decompõe o problema em dois subproblemas: o subproblema de Despacho de Unidades Geradoras (DU) que determina a configuração de unidades geradoras hidrelétricas em operação em cada uma das usinas e em cada um dos intervalos de tempo. O segundo subproblema é o Despacho de Geração (DG), o qual determina a alocação ótima de geração, para uma dada configuração de unidades geradoras em operação. Estes dois subproblemas são resolvidos iterativamente até obter-se a solução global do problema.

Em termos matemáticos, o DU trata do problema inteiro e determina a configuração ótima de unidades geradoras em operação n_i^t , por usina, ao longo do período de estudo para um dado despacho de geração p_i^t , levando-se em conta os custos de partida/parada, as perdas, e as restrições de disponibilidade de unidades geradoras. Já o

subproblema DG determina a geração por usina e por intervalo de tempo p_i^t para uma dada configuração de unidades geradoras em operação n_i^t definida pelo subproblema de DU. Detalha-se a seguir cada um dos subproblemas bem como a técnica de solução adotada.

4.1.1 Modelo de Despacho de Geração (DG)

O subproblema de despacho de geração de unidades geradoras hidrelétricas pode ser formulado como um caso particular do problema de despacho hidrelétrico, para o qual o número de unidades geradoras em operação já está definido.

Assim, tem-se a seguinte formulação matemática do subproblema de DG:

$$\text{Min} \quad \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N c^{\text{perdas}} \times f_i(p_i^t, n_i^{*t}) \quad (4.7)$$

s.a.

$$\sum_{i=1}^N p_i^t = d^t \quad \forall t \quad (4.8)$$

$$\sum_{t=1}^T p_i^t = m_i.T \quad \forall i \quad (4.9)$$

$$p_i^{\min}(n_i^{*t}) \leq p_i^t \leq p_i^{\max}(n_i^{*t}) \quad \forall i, t \quad (4.10)$$

Onde:

- n_i^{*t} é o número de unidades geradoras em operação na usina i na hora t .

Nesta formulação pode-se constatar que não mais são considerados os custos de partida/parada e não são consideradas as variáveis inteiras, apresentadas na equação (4.5). Os limites de geração (4.10) são calculados em função do número de unidades geradoras em operação em cada usina e em cada intervalo de tempo, pois a princípio podem-se ter diferentes números de unidades geradores despachadas para cada intervalo de tempo.

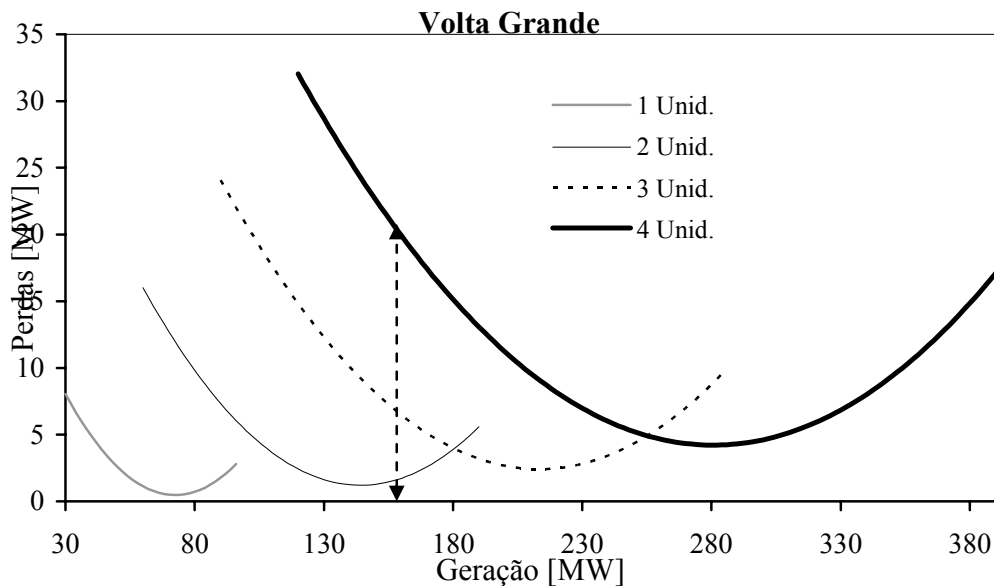


Figura 4.1 – Perdas no sistema de geração da usina de Volta Grande.

Para uma melhor ilustração se podem verificar na figura 4.1 as perdas associadas ao sistema de geração da usina de Volta Grande, operando com 4 unidades geradoras. Considera-se que num dado intervalo de tempo t , nesta usina deverá ser gerada uma potência de 155 MW, isto é, $p'_{Volta Grande} = 155$. Conforme se pode verificar na figura 4.1, este valor de potência pode ser gerado com duas, três ou quatro unidades geradoras.

$$\underbrace{p_{Volta Grande}^{\min}(2)}_{60MW} \leq 155 \leq \underbrace{p_{Volta Grande}^{\max}(2)}_{196MW} \quad (4.11)$$

$$\underbrace{p_{Volta Grande}^{\min}(3)}_{90MW} \leq 155 \leq \underbrace{p_{Volta Grande}^{\max}(3)}_{286MW} \quad (4.12)$$

$$\underbrace{p_{Volta Grande}^{\min}(4)}_{120MW} \leq 155 \leq \underbrace{p_{Volta Grande}^{\max}(4)}_{392MW} \quad (4.13)$$

A equação (4.11) refere-se à faixa de operação de duas unidades geradoras. Esta faixa varia desde 60 até 196 MW. Do mesmo modo as equações (4.12) e (4.13) referem-se às faixas operativas de três e quatro unidades geradoras, respectivamente. Não é considerada a possibilidade de atender os 155 MW com uma unidade geradora pois a sua faixa de operação varia desde 30 até apenas 96 MW, conforme pode-se verificar na figura 4.1. Deste modo, fica evidente que o valor de 155 MW está dentro da faixa de operação para as configurações de duas, três e quatro unidades geradoras em operação.

No subproblema de despacho de geração o número de unidades geradoras a ser despachada já está definido, não sendo necessário, portanto considerar as diferentes configurações de unidades geradoras possíveis de serem despachadas nas diferentes usinas hidrelétricas, para o atendimento da demanda global horária.

Em outras palavras, o DG corresponde ao problema de alocar de maneira ótima a geração entre um conjunto já definido de unidades geradoras em operação nas diferentes usinas hidrelétricas, ao longo do próximo dia.

Este problema envolve apenas variáveis contínuas e será resolvido através de um método de relaxação Lagrangeana, o qual é uma metodologia que faz uso de conceitos ligados à teoria de dualidade para tratar o conjunto das restrições do problema de maneira especial. As restrições consideradas complicadas são transferidas para a função objetivo e

ponderadas por parâmetros de penalidades especiais denominadas de Multiplicadores de Lagrange. Assim, o problema original é transformado num problema relaxado, onde a estrutura das restrições resultantes, em geral, origina subproblemas que podem ser resolvidos mais facilmente quando comparado ao problema original.

Voltando ao subproblema DG, representado nas equações (4.7)-(4.10), destaca-se que a função objetivo é formada pela somatória das funções de perdas associadas à geração de cada usina e para cada intervalo de tempo t . Essas funções de perdas são convexas, representadas por polinômios de segundo grau.

As restrições (4.8) e (4.9), referentes ao atendimento da demanda e da meta de geração, respectivamente, são de igualdade e as complicadoras do problema, principalmente a (4.9), pois ela acopla no tempo os problemas de despacho de geração de cada usina. Devido às restrições (4.8) e (4.9) serem de igualdade, as variáveis duais oriundas da dualização dessas restrições serão irrestritas em sinal. A equação (4.10) é a restrição referente aos limites de geração. Também, as condições citadas asseguram uma função dual além de côncava é também diferenciável, cuja maximização resultará na solução ótima do subproblema DG [30]-[33].

Portanto dualizando-se o problema (4.7)-(4.10) em relação às restrições de demanda global (4.8) e de metas de geração energéticas (4.9), obtem-se a seguinte função Lagrangeana, onde λ e μ são os respectivos multiplicadores de Lagrange:

$$L(p, \mu, \lambda) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N C_i^{perdas} \cdot f_i(p_i^t, n_i^{*t}) + \sum_{i=1}^N \mu_i (m_i \cdot T - \sum_{t=1}^T p_i^t) + \sum_{t=1}^T \lambda_t (d^t - \sum_{i=1}^N p_i^t) \quad (4.14)$$

A equação (4.14) pode ser reescrita como,

$$L(p, \mu, \lambda) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N L'_i(p_i^t, \mu_i, \lambda_t) + \sum_{i=1}^N \mu_i \cdot m_i \cdot T + \sum_{t=1}^T \lambda_t \cdot d^t \quad (4.15)$$

onde:

$$L'_i(p_i^t, \mu, \lambda) = C_i^{perdas} \times f_i(p_i^t, n_i^{*t}) - (\mu_i + \lambda_t) p_i^t \quad (4.16)$$

O Lagrangeano (4.16) considera na primeira parcela as perdas associadas à geração da usina i no intervalo de tempo t , enquanto que a segunda parcela valoriza a contribuição da geração para o atendimento das restrições de metas energéticas e de demanda, respectivamente.

Assim, a função dual associada ao problema (4.7)-(4.10) pode ser escrita como:

$$\left. \begin{array}{l} h(\lambda, \mu) = \underset{p_i^t}{\text{Min}} L(p, \lambda, \mu) \\ \text{s.a.} \\ p_i^{\min}(n_i^{*t}) \leq p_i^t \leq p_i^{\max}(n_i^{*t}) \end{array} \right\} \quad \forall i, t \quad (4.17)$$

Tanto a função objetivo como as restrições do problema (4.17) são separáveis por usinas e por intervalo de tempo. Portanto, a função dual pode ser reescrita como:

$$\left. \begin{aligned} h(\lambda, \mu) &= \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \underset{p_i^t}{\text{Min}} L_i^t(p_i^t, \lambda_t, \mu_i) + \sum_{i=1}^N \mu_i m_i \cdot T + \sum_{t=1}^T \lambda_t d^t \\ \text{s.a.} \\ p_i^{\min}(n_i^{*t}) &\leq p_i^t \leq p_i^{\max}(n_i^{*t}) \end{aligned} \right\} \quad \forall i, t \quad (4.18)$$

A determinação do valor da função dual em (4.18) pode, portanto ser obtida pela minimização independente de $N \times T$ subproblemas em uma única variável canalizada p_i^t , dado por:

$$\left. \begin{aligned} \underset{p_i^t}{\text{Min}} L_i^t(p_i^t, \lambda_t, \mu_i) \\ \text{s.a.} \\ p_i^{\min}(n_i^{*t}) &\leq p_i^t \leq p_i^{\max}(n_i^{*t}) \end{aligned} \right\} \quad (4.19)$$

A solução de (4.19) é semi-analítica dada pela seguinte expressão:

$$p_i^{*t} = \min[p_i^{\max}(n_i^{*t}), \max(p_i^{\min}(n_i^{*t}), p_i^{*t})] \quad (4.20)$$

onde a solução p_i^{*t} , minimiza de forma irrestrita o lagrangeano (4.16) ou seja:

$$\left. \frac{df_i^t(p_i^t, n_i^{*t})}{dp_i^t} \right|_{p_i^{*t}} - (\lambda_t + \mu_i) = 0 \quad (4.21)$$

A condição (4.21) permite uma interpretação interessante que é o fato de que quando se adota as funções de perdas como critério de otimização do despacho de usinas hidrelétricas, a solução ótima tem um sentido similar ao despacho ótimo de unidades termelétricas. Ou seja, no despacho térmico ótimo, a derivada da função de custo térmico se equilibra com a valorização da geração (multiplicador de Lagrange) com vistas ao atendimento da demanda. Aqui, no caso hidráulico, temos que na solução ótima a derivada da função de perdas deve-se equilibrar com a valorização da geração hidrelétrica com vistas ao atendimento da demanda e também do atendimento das metas de geração energéticas.

Finalmente, a solução do problema (4.7)-(4.10) pode ser obtido resolvendo o seguinte problema dual:

$$\left. \begin{array}{l} \text{Max } h(\lambda, \mu) \\ \text{s.a.} \\ \lambda \in \Re^T \\ \mu \in \Re^N \end{array} \right\} \quad (4.22)$$

a) Esquema Geral de Resolução do Subproblema DG.

A resolução do subproblema (4.7)-(4.10) pode ser realizada através de uma estrutura hierárquica de cálculo, em dois níveis, onde no nível superior (coordenador ou programa mestre) determinam-se os valores dos multiplicadores de Lagrange (λ, μ) e no nível inferior resolvem-se os subproblemas primais (4.19), um para cada usina e para cada intervalo de tempo, em função dos multiplicadores de Lagrange fixados pelo coordenador.

Após a resolução dos subproblemas (4.19), devolve-se ao coordenador a geração ótima de cada usina em cada intervalo de tempo, para a fixação de novos valores de λ e μ , e assim por diante. Na Figura 4.2, pode-se visualizar a interação do nível superior ou coordenador com o nível inferior dos subproblemas primais.

Os blocos $p(i,t)$ representam a resolução dos subproblemas primais (4.19) associados à usina i no intervalo de tempo t . Neste nível são solucionados, portanto, $N \times T$ subproblemas. No nível superior ou coordenador determinam-se os valores de λ e μ no sentido de resolver o problema dual, isto é, de maximizar $h(\lambda, \mu)$.

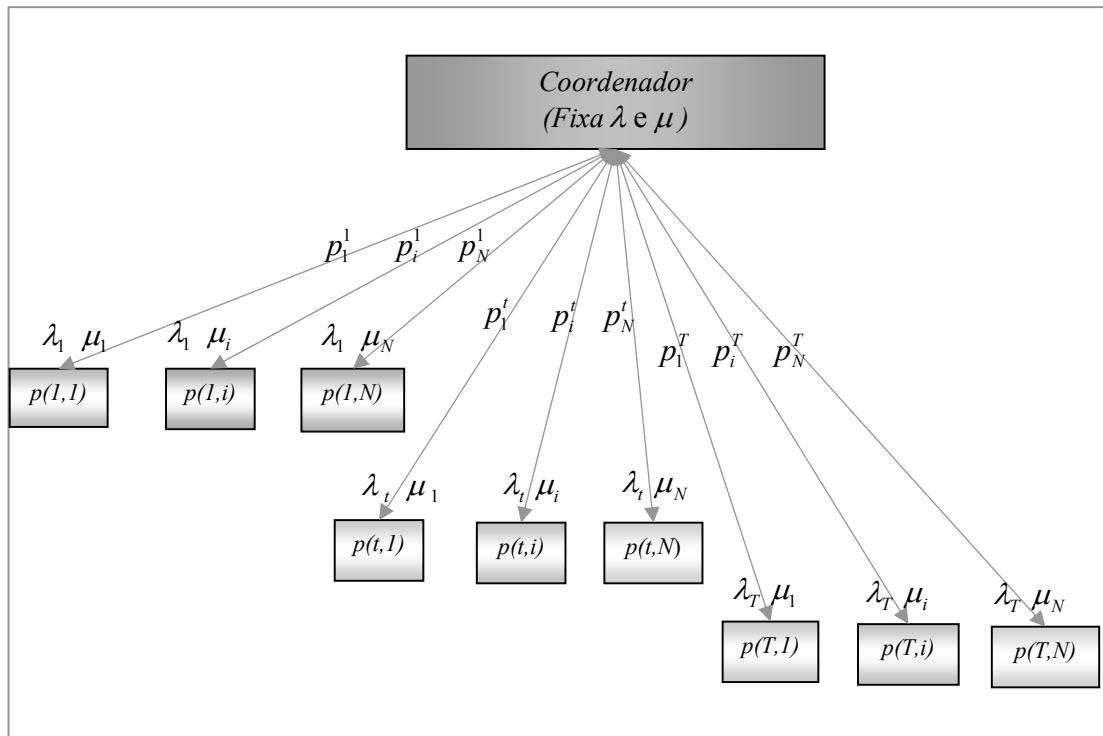


Figura 4.2 – Esquema geral de resolução do subproblema DG.

b) Algoritmo de Resolução do Subproblema DG.

A solução do problema dual (4.22) através da maximização da função dual $h(\lambda, \mu)$ levará à obtenção do λ^*, μ^* , que por sua vez irá induzir à solução $p_i^{*t}(\lambda^*, \mu^*)$ dos subproblemas, que deverá satisfizer as restrições de meta de geração e de atendimento à demanda sendo, portanto a solução ótima.

Para a implementação do algoritmo de otimização uma informação fundamental é fornecida pelas componentes do gradiente da função dual:

$$\left. \begin{aligned} \text{erro meta}_i &= \sum_{t=1}^T p_i^t - m_i.T \quad \forall i \\ \text{erro demanda}_t &= \sum_{i=1}^N p_i^t - d^t \quad \forall t \end{aligned} \right\} \quad (4.24)$$

Isto é, o gradiente da função dual é composto pelos erros no atendimento das restrições de metas de geração energética e de atendimento da demanda. Portanto, em função dos erros nas restrições de demanda e de meta de geração energética, define-se a direção de caminhada para a otimização da função dual. Após definida a direção de caminhada, determina-se o tamanho do passo nessa direção através de uma busca unidimensional. Repete-se este processo até que a norma do gradiente da função dual seja menor ou igual a uma dada tolerância.

A seguir é apresentado o algoritmo de resolução do subproblema DG.

Algoritmo Despacho de Geração

INÍCIO

Passo 1.

Inicializa-se os multiplicadores de Lagrange (λ, μ) ;

Passo 2. Solução dos Subproblemas.

Resolve-se o subproblema (4.19), para todas as usinas e para todos os intervalos de tempo. Obtém-se assim a geração em cada usina em cada intervalo de tempo $p_i^t(\lambda_t, \mu_i)$.

Passo 3. Cálculo dos Erros.

O Coordenador calcula os erros nas restrições de demanda e de metas energéticas na k-ésima iteração do coordenador:

$$erro\ meta_i^k = \sum_{t=1}^T p_i^t - m_i \cdot T \quad \forall i \quad (1)$$

$$erro\ demanda_i^k = \sum_{t=1}^N p_i^t - d_t \quad \forall t \quad (2)$$

Passo 4. Teste de Otimalidade.

Se a norma do gradiente da função dual for menor que uma dada tolerância especificada, encerra-se o processo. Caso contrario, segue-se para o passo 5.

Passo 5. Mudança dos multiplicadores de Lagrange

Atualizam-se as variáveis duais ou multiplicadores de Lagrange conforme equações abaixo e volta-se ao passo 2.

$$\lambda_i^k = \lambda_i^{k-1} + \alpha \cdot (r_i) \quad \mu_i^k = \mu_i^{k-1} + \alpha \cdot (r_i) \quad \forall i, t \quad (3)$$

Onde r_i e r_t são as direções de buscas calculadas em função dos erros nas metas energéticas e nas demandas. O tamanho do passo na direção de busca é dado por α , que é obtido através de uma busca unidimensional.

No caso desta implementação utilizou-se de um método de busca de gradiente conjugado e busca unidimensional do tipo falsa posição [30, 31, 32, 33, 41].

FIM

4.1.2 Modelo de Despacho de Unidades Geradoras (DU)

O subproblema de despacho de unidades geradoras hidrelétricas pode ser formulado como um caso particular do problema de despacho hidrelétrico (4.1)-(4.6), para o qual a geração em cada usina e em cada intervalo de tempo já está definida através do subproblema de DG.

Assim, tem-se a seguinte formulação matemática do subproblema de DU:

$$\text{Min} \quad \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \left\{ c_i^{p/p} \times |n_i^t - n_i^{t-1}| + c^{perdas} \times f_i(p_i^{*t}, n_i^t) \right\} \quad (4.25)$$

s.a. :

$$n_i^{\min}(p_i^{*t}) \leq n_i^t \leq n_i^{\max}(p_i^{*t}) \quad \forall i, t \quad (4.26)$$

$$n_i^t \in \mathbb{N} \quad \forall i, t \quad (4.27)$$

O subproblema (4.25)-(4.27) pressupõe que se dispõe de um despacho de geração que atende as demandas em todos os intervalos de tempo, as metas energéticas e os limites de geração de cada configuração de unidades geradoras. Esse despacho é obtido pela solução do subproblema DG.

O objetivo do subproblema DU é procurar uma nova configuração de unidades geradoras que atenda o atual despacho de geração e otimize os custos de partida/parada e das perdas.

Na função objetivo (4.25) a parcela relativa às perdas é função somente do número de unidades geradoras; esta simplificação é possível porque a geração já está fixada e, portanto as perdas dependem apenas do número de unidades geradoras utilizados para atender esta geração. De modo similar, os limites de disponibilidade de unidades geradoras (4.26) também são calculados em função do despacho de geração fixado; isto é, dada a geração total a ser produzida em uma dada usina hidrelétrica em um dado intervalo de tempo, pode-se facilmente determinar qual é o número mínimo e máximo de máquinas que podem atender esta geração [19]. A restrição (4.27) estabelece a integralidade do número de unidades geradoras n_i^t despachadas em cada usina i e em cada intervalo de tempo t .

Uma característica importante do subproblema (4.25)-(4.27) é que tanto a função objetivo como as restrições são separáveis por usinas, resultando no seguinte subproblema para cada usina hidrelétrica i :

$$\text{Min} \quad \sum_{t=1}^T \left\{ c_i^{p/p} \times |n_i^t - n_i^{t-1}| + c^{perdas} \times f(p_i^{*t}, n_i^t) \right\} \quad (4.28)$$

s.a. :

$$n_i^{\min}(p_i^{*t}) \leq n_i^t \leq n_i^{\max}(p_i^{*t}) \quad \forall t \quad (4.29)$$

$$n_i^t \in \mathbb{N} \quad \forall t \quad (4.30)$$

Embora o subproblema (4.28)-(4.30) seja um problema inteiro, este pode ser eficientemente resolvido via programação dinâmica, pois envolve apenas uma usina [12].

Na resolução por programação dinâmica, cada estágio corresponde ao intervalo de tempo t e como variável de estado foi adotado o número de unidades geradoras despachadas n_i^t . A perda $f(p_i^{*t}, n_i^t)$ associada ao sistema de geração da usina i para atender a geração programada p_i^{*t} , com n_i^t unidades geradoras, valorizado pelo seu custo unitário c^{perdas} , mais o custo de partidas/paradas $c_i^{p/p}$ associado à mudança do número de unidades geradoras em operação, constituem o custo elementar relativo à transição de um estado a outro [34, 35, 36, 40].

A figura 4.3 mostra a estrutura da programação dinâmica adotada para resolver o subproblema DU. Os nós representam as diferentes configurações de unidades geradoras que podem ser adotadas numa dada usina i , ao longo do dia. A dimensão do espaço de estados em cada estágio está definida pelo número mínimo e máximo de unidades

geradoras que poderá ser despachada para atender a geração programada (p_i^{*t}) para este intervalo de tempo.

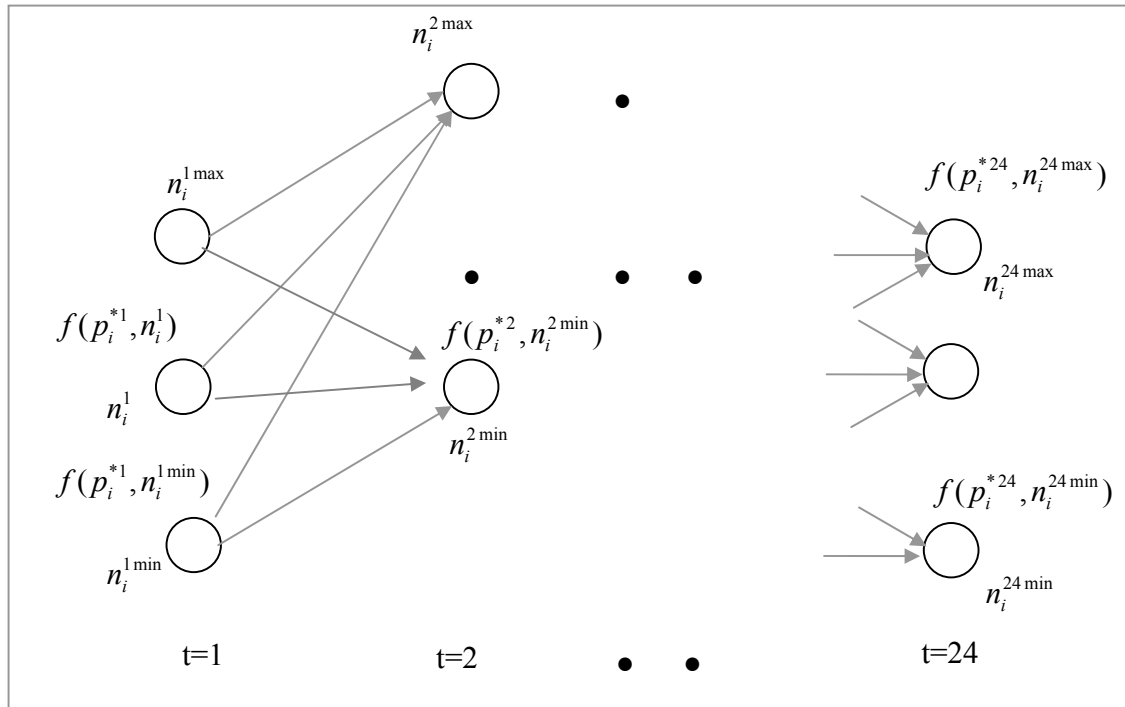


Figura 4.3 – Estrutura da Programação Dinâmica implementada.

A cada nó está associado um nível de perdas $f_i(p_i^{*t}, n_i^t)$, que depende da configuração de unidades geradoras adotada para atender a geração p_i^{*t} . Os arcos representam as possíveis transições de configurações de unidades geradoras entre um estágio t e estágio $t+1$ seguinte.

Denominando $h_t(n_i^t)$ como o custo mínimo acumulado nos estágios 1, 2, ..., t , para um dado estado n_i^t a otimização pode ser obtida através do seguinte cômputo inicial:

$$h_1(n_i^1) = c_i^{p/p} \times |n_i^1 - n_i^0| + c_i^{perdas} \times f_i(p_i^{*1}, n_i^1) \quad (4.31)$$

Calculada para todo $n_i^{\min}(p_i^{*1}) \leq n_i^1 \leq n_i^{\max}(p_i^{*1})$, onde n_i^0 , é o número inicial de unidades geradoras em operação, obtido do programa diário de operação do dia anterior.

E da solução da seguinte equação recursiva:

$$h_t(n_i^t) = \underset{n_i^{t-1}}{\text{Min}} \{ c_i^{p/p} \times |n_i^t - n_i^{t-1}| + c_i^{perdas} \times f_i(p_i^{*t}, n_i^t) + h_{t-1}(n_i^{t-1}) \} \quad (4.32)$$

s.a.:

$$n_i^{\min}(p_i^{*t-1}) \leq n_i^{t-1} \leq n_i^{\max}(p_i^{*t-1}) \quad (4.33)$$

Calculada para todo $n_i^{\min}(p_i^{*t}) \leq n_i^t \leq n_i^{\max}(p_i^{*t})$,

4.2 Resolução do problema

A solução do problema (4.1)-(4.6) é obtida através de um procedimento heurístico alternando relaxação lagrangeana para o subproblema DG e programação dinâmica para o subproblema DU, até que a solução obtida numa iteração coincida com a solução anterior.

Apresenta-se a seguir os principais passos para a resolução do problema (4.1)-(4.6).

Passo 1 - O procedimento se inicia com a resolução do subproblema de despacho de geração DG (4.7)-(4.10), partindo de uma configuração inicial de unidades geradoras. A configuração inicial de unidades geradoras deve ser uma configuração factível, no sentido de atender tanto as restrições de meta de geração de energia como de atendimento ao programa de geração horária.

A solução obtida define a geração horária para cada uma das usinas hidrelétricas, levando o despacho de geração ao mínimo global em termos de perdas;

Passo 2 - Com a solução obtida no passo 1, resolve-se o subproblema de despacho de unidades geradoras DU (4.28)-(4.30), obtendo-se assim uma nova configuração de unidades geradoras. Se esta nova configuração não apresentar alterações em relação à última configuração, encerra-se o procedimento. Caso contrário segue-se ao passo 3.

Passo 3 - Com a nova configuração de unidades geradoras obtida no subproblema DU, resolve-se o novo subproblema de despacho de geração DG (4.7)-(4.10) obtendo-se um novo programa de geração horária para todas as usinas. Segue-se para o passo 2.

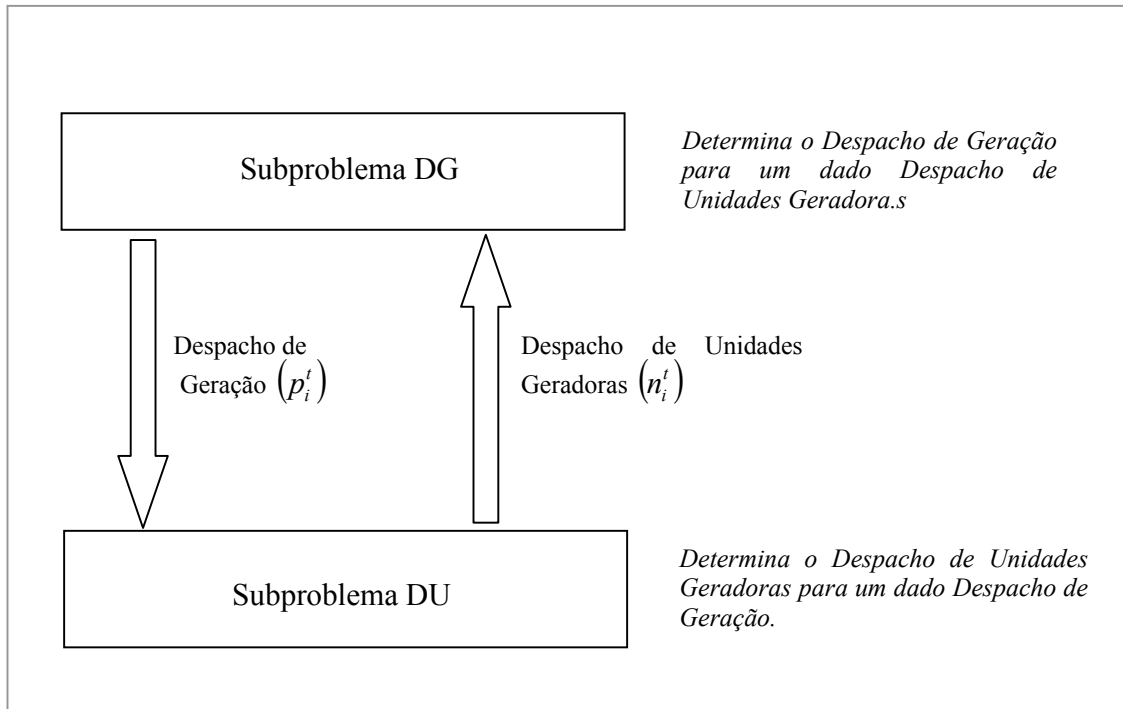


Figura 4.4 – Procedimento heurístico de solução.

O subproblema de Despacho de Geração (DG), conforme foi apresentado na seção 4.1.1 é um problema de programação não linear, com uma função dual côncava e diferenciável, características que asseguram a sua convergência.

O subproblema de Despacho de Unidades Geradoras (DU), conforme foi apresentado na seção 4.1.2 é um problema de programação inteira, combinatório e de grande porte, que foi tratado via heurística, separando o problema original em um problema de Despacho de Unidades Geradoras (DU) para cada usina. Essa abordagem permitiu a aplicação da programação dinâmica para definir o despacho de unidades geradoras que minimiza as perdas e o número de partidas e paradas, em cada usina. Os números mínimo e máximo de unidades geradoras que podem ser despachadas para atender um dado valor de

potência p_i^t , definido pelo subproblema DG, asseguram a factibilidade da solução do subproblema DU.

A figura 4.4 mostra o procedimento heurístico de resolução adotado, baseado na iteração entre os dois subproblemas, até que a solução obtida em duas iterações consecutivas seja a mesma. A convergência a uma solução dos dois subproblemas verifica-se em até 3 iterações, conforme será visto no capítulo 5.

Capítulo V

Estudos de Casos

Para avaliar o potencial da metodologia proposta nesse trabalho, será feita nesse capítulo a apresentação de alguns estudos de caso, nos quais serão considerados o sistema de geração hidrelétrica brasileiro composto por 78 usinas e o total de 398 unidades geradoras. A capacidade instalada do sistema sob teste é 69.645 MW. Este sistema inclui praticamente todo o sistema de geração hidrelétrica brasileiro. Os dados tais como curva colina das unidades geradoras e coeficientes de perdas hidráulicas, foram em parte cedidos pelo ONS e em parte modelados. Para a realização deste trabalho, os dados do programa de geração de um dia típico da operação (03/02/05) do Sistema Elétrico Brasileiro, bem como o programa de fornecimento de Itaipu ao Sistema Elétrico Paraguaio, através da ANDE (Administración Nacional de Electricidad), foram cedidos pelo ONS e pela Itaipu Binacional, respectivamente. O programa de fornecimento de Itaipu a ANDE mais o programa de fornecimento de Itaipu ao Sistema Elétrico Brasileiro formam o programa de geração da usina de Itaipu no setor de 50 Hz.

5.1 Dados de referência.

Nº	Usina	Nº Unid.	Capacidade Instalada (MW)	Nº	Usina	Nº Unid.	Capacidade Instalada (MW)
1	Serra da Mesa	3	1200	40	Graminha	2	82
2	Cana Brava	4	452	41	E. da Cunha	4	108
3	Lajeado	5	905	42	Limoeiro	2	32
4	Tucuruí	14	4620	43	Marimbondo	8	1488
5	B. Esperança	4	252	44	Água Vermelha	6	1398
6	Três Marias	6	396	45	Ilha Solteira	20	3520
7	Sobradinho	6	1050	46	Barra Bonita	4	140
8	Itaparica	6	1500	47	Bariri	3	144
9	Moxotó	4	440	48	Ibitinga	3	132
10	P. Afonso 123	13	2600	49	Promissão	3	264
11	P. Afonso 4	6	2418	50	N. Avanhadava	3	348
12	Xingó	6	3000	51	Três Irmãos	5	810
13	Itapebi	3	450	52	Jupia	14	1554
14	G. Amorim	4	140	53	Porto Primavera	14	1540
15	Salto Grande	4	108	54	Jurumirim	2	104
16	Porto Estrela	2	112	55	Chavantes	4	424
17	Rosal	2	56	56	Salto Grande	4	72
18	Paraibuna	2	86	57	Canoas II	3	72
19	Jaguari	2	28	58	Canoas I	3	90
20	Funil	3	222	59	Capivara	4	664
21	I. dos Pombos	5	190	60	Taquaruçu	5	555
22	Nilo Peçanha	6	426	61	Rosana	4	424
23	Fontes Nova	3	132	62	Itaipu50	9	6300
24	Ponte Coberta	2	100	63	Itaipu60	9	6300
25	Emborcação	4	1192	64	Foz do Areia	4	1676
26	Nova Ponte	3	510	65	Segredo	4	1260
27	Miranda	3	390	66	Salto Santiago	4	1332
28	Corumbá I	3	375	67	Salto Osório	6	1050
29	Itumbiara	6	2280	68	Salto Caxias	4	668
30	C. Dourada	10	840	69	Manso	4	212
31	São Simão	6	1710	70	Machadinho	3	1140
32	Camargos	2	48	71	Itá	5	1350
33	Funil Grande	3	180	72	Passo Fundo	2	220
34	Furnas	8	1312	73	Cubatão	14	980
35	Peixoto	10	540	74	Capivari/Cachoeira	4	252
36	Estreito	6	816	75	Passo Real	2	140
37	Igarapava	5	210	76	Jacuí	6	180
38	Volta Grande	4	380	77	Itaúba	4	500
39	P. Colômbia	4	328	78	Dona Francisca	2	126

Tabela 5.1 – Número de unidades geradoras e capacidade instalada.

Todos os estudos de caso foram efetuados com programas desenvolvidos em linguagem Matlab 6.5, sem que tenham sido utilizados nenhum solver deste programa, e executados numa PC com processador Pentium 4 de 2,8 GHz [42].

As características em termos de capacidade instalada e número de unidades geradoras das usinas consideradas no estudo constam na tabela 5.1.

O programa de geração fornecido pelo ONS e Itaipu Binacional será adotado como a carga do sistema a ser atendido. Este programa de geração não inclui os dados referentes ao número de unidades geradoras em operação.

Hora	Carga (MW)	Perdas(MW)	Hora	Carga (MW)	Perdas(MW)
1	39111,1	2293,52	13	44546,5	2878,42
2	35885,8	2439,79	14	45803,7	2742,11
3	35213,8	3043,53	15	46783,5	2854,56
4	34864,0	3054,86	16	47262,6	2784,28
5	35295,6	2863,91	17	46912,2	2752,77
6	36075,0	2800,79	18	45137,0	2636,99
7	37210,1	2404,08	19	43878,3	2584,41
8	39515,9	2326,48	20	43913,6	2723,52
9	42873,7	2427,92	21	48588,1	2894,70
10	45092,7	2669,72	22	47499,6	2698,25
11	46198,4	2744,40	23	45424,9	2930,27
12	45675,0	2723,43	24	42113,7	2550,37
Total (MWh)				1.020.874,4	64823,08

Tabela 5.2 – Carga horária e perdas.

O número de unidades geradoras despachadas em cada usina e em cada intervalo de tempo é necessário para iniciar os estudos. Portanto, como programa inicial de despacho de unidades geradoras será adotado um programa obtido através do próprio modelo de despacho de unidades geradoras (DU). Este programa será aquele obtido através da minimização de partidas e paradas, desconsiderando as perdas. Os detalhes numéricos

relacionados ao programa de despacho inicial de unidades geradoras podem ser verificados no Apêndice B. Como pode ser visto na Tabela B.2, o número inicial de unidades geradoras em operação, foi praticamente constante.

Com os dados de despacho horário de geração e de unidades geradoras de todas as usinas, é possível agora obter também as perdas verificadas ao longo do dia. Esses dados são utilizados como referência para a avaliação do desempenho da proposta metodológica, pois permitirão comparar os resultados programados para o dia 03/02/2005 com os obtidos pela metodologia proposta.

A tabela 5.2 mostra os valores de carga horária e as perdas que resultaram do despacho inicial de geração e de unidades geradoras em cada usina hidrelétrica. Nota-se que o total de geração foi 1.020.874,4 MWh e o total de perdas foi 64.823 MWh. Conforme a tabela B.3, o total de perdas representa 6,3 % do total da geração. O despacho de unidades geradoras obtido como solução inicial resultou somente em 59 transições de partidas e paradas.

A figura 5.1 mostra o comportamento das curvas de geração e de perdas. Nota-se que no período de carga baixa, entre as 02:00 a 06:00 horas, as perdas são altas comparado com as perdas correspondentes ao resto do dia. Este comportamento está relacionado ao despacho de unidades geradoras adotada como solução inicial, representada na figura 5.2. O objetivo de minimizar as partidas e paradas resultou num despacho com poucas variações de número de unidades geradoras despachadas ao longo do dia. Com isto não houve acompanhamento da variação da carga com o aumento proporcional do número de unidades geradoras ao longo do dia, forçando as unidades geradoras a operar longe dos pontos de melhor produtividade.

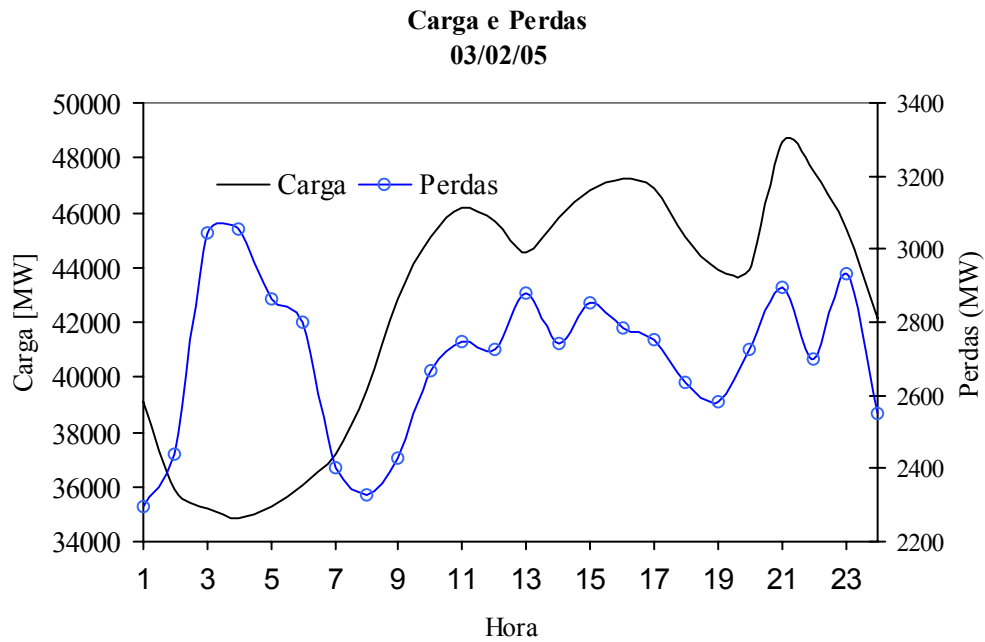


Figura 5.1 – Carga e perdas no sistema.

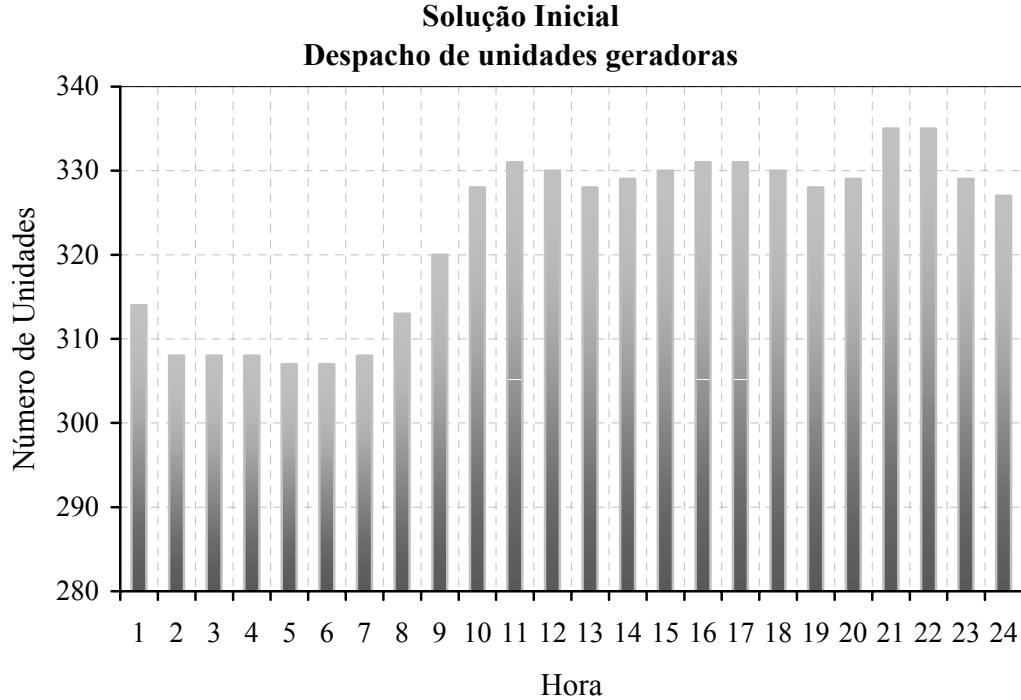


Figura 5.2 – Solução inicial para o despacho de unidades geradoras.

Capítulo V – Estudos de Casos

Nº	Usina	Meta (MWmédio)	Nº	Usina	Meta (MWmédio)
1	Serra da Mesa	280,00	40	Graminha	67,00
2	Cana Brava	280,00	41	Euclides da Cunha	90,00
3	Lajeado	695,83	42	Limoeiro	29,79
4	Tucuruí	3336,77	43	Marimbondo	1240,00
5	Boa Esperança	175,00	44	Água Vermelha	1031,25
6	Três Marias	372,00	45	Ilha Solteira	1971,65
7	Sobradinho	488,33	46	Barra Bonita	124,00
8	Itaparica	650,83	47	Bariri	122,00
9	Moxotó	62,33	48	Ibitinga	123,00
10	Paulo Afonso 123	161,90	49	Promissão	168,00
11	Paulo Afonso 4	1232,75	50	Nova Avanhandava	300,00
12	Xingó	1667,50	51	Três Irmãos	529,17
13	Itapebi	200,00	52	Jupia	1237,50
14	Guilman Amorim	90,00	53	Porto Primavera	1204,17
15	Salto Grande	70,00	54	Jurumirim	48,00
16	Porto Estrela	112,00	55	Chavantes	229,75
17	Rosal	58,00	56	Salto Grande	70,00
18	Paraibuna	19,00	57	Canoas II	60,63
19	Jaguari	24,00	58	Canoas I	68,96
20	Funil	165,00	59	Capivara	484,38
21	Ilha dos Pombos	124,17	60	Taquaruçu	361,25
22	Nilo Peçanha	350,00	61	Rosana	250,00
23	Fontes Nova	132,00	62	Itaipu50	4543,54
24	Ponte Coberta	52,50	63	Itaipu60	5689,58
25	Emborcação	208,13	64	Foz do Areia	752,21
26	Nova Ponte	125,00	65	Segredo	646,63
27	Miranda	135,42	66	Salto Santiago	697,88
28	Corumbá I	360,00	67	Salto Osório	526,55
29	Itumbiara	689,38	68	Salto Caxias	500,16
30	Cachoeira Dourada	410,81	69	Manso	150,00
31	São Simão	1624,79	70	Machadinho	341,25
32	Camargos	40,00	71	Itá	479,79
33	Funil Grande	120,00	72	Passo Fundo	117,29
34	Furnas	1030,00	73	Cubatão	34,00
35	Peixoto	105,00	74	Capivari/Cachoeira	256,17
36	Estreito	1050,00	75	Passo Real	66,46
37	Igarapava	168,00	76	Jacuí	150,00
38	Volta Grande	380,00	77	Itaúba	146,02
39	Porto Colômbia	320,00	78	Dona Francisca	62,00

Tabela 5.3 – Metas de geração.

Um dado importante para a realização dos estudos é a meta de geração associada a cada usina. Neste estudo, o total de geração programada por cada usina durante o dia 03/02/2005 será adotado como sua meta de geração assegurando que as reprogramações sugeridas pela metodologia não alteram as condições energéticas de médio e longo prazo do sistema. Esses dados são apresentados na tabela 5.3.

5.2 Resultados dos casos estudados

A seguir serão apresentados os resultados obtidos no processo de solução do despacho de unidades geradoras para os casos considerados mais importantes, principalmente aqueles dados que permitam tirar algumas conclusões sobre o problema. Serão estudados casos em que o custo das partidas e paradas das unidades geradoras não são levados em conta, e outro, onde este aspecto é levado em consideração para a solução do problema. Também, nesta mesma seção será dedicado um item para apresentar os resultados obtidos para a usina de Itaipu, devido à importância que representa esta usina no fornecimento de energia elétrica aos sistemas elétricos brasileiro e paraguaio. Por motivo de simplificação, neste capítulo serão apresentados apenas os resultados gerais, enquanto que os resultados numéricos detalhados da solução ótima estão mostrados no Apêndice B.

a) Minimização das perdas de geração.

O primeiro estudo de caso de aplicação do modelo de otimização do despacho de unidades geradoras consiste em determinar para cada usina hidrelétrica, ao longo do horizonte de 24 horas, o número de unidades geradoras como também o nível de geração a serem despachadas no sentido de minimizar as perdas de geração, não considerando os custos de partidas e paradas das unidades geradoras.

Capítulo V – Estudos de Casos

Para facilitar a comparação, o processo de solução inicia-se com a mesma configuração de unidades geradoras adotada como solução inicial, também respeitando os totais de geração do sistema a cada hora (demanda horária), bem como o montante de geração total de cada usina ao final das 24 horas (metas energéticas). Ou seja, o problema aqui tratado atende as mesmas demanda ou carga própria e metas energéticas programadas para o dia 03/02/2005.

Custos (US\$)	Iteração	Perdas (MWh)	Nº. Partida/Parada	Função Objetivo (US\$)
$C^P=25$ $C^{P/P}=0$	Solução Inicial	64.823	59	1.620.575
	1	52.561	127	1.314.025
	2	51.854	137	1.296.350
	3	51.827	137	1.295.675
		Tempo Processamento=14,21 seg.		

Tabela 5.4 – Resultados da minimização de perdas.

A tabela 5.4 e a figura 5.3 resumem os resultados obtidos em termos de perdas, número de partidas e paradas, o valor da função objetivo bem como o tempo de processamento.

Nota-se que a solução foi encontrada em 3 iterações entre a solução do despacho de geração, via relaxação lagrangeana, e o despacho de unidades geradoras, este último obtido via programação dinâmica. A figura 5.3 mostra que durante o processo de solução, enquanto o nível de perdas diminui o número de partidas e paradas aumenta.

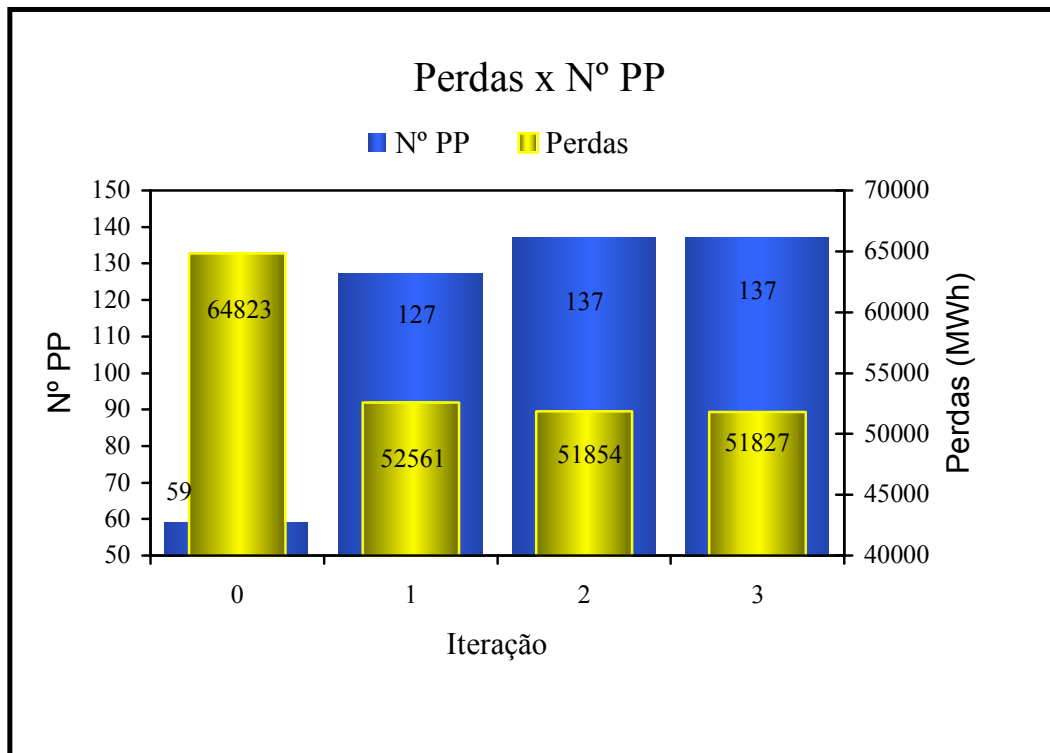


Figura 5.3 – Evolução do processo de solução da minimização de perdas.

Em termos de resultados verifica-se uma diminuição de perdas em 12.996 MWh, equivalente a 542 MW médios, que equivale a 1,27 % do total da geração. Portanto, o aumento da eficiência obtido através da otimização é ligeiramente inferior à produção de um dia da usina de Três Irmãos.

A comparação do número de partidas e paradas de unidades geradoras verificada na solução inicial e aquela obtido pela minimização de perdas, mostra um aumento de 59 para 137, isto é, um aumento de 232 %.

A seguir, serão apresentados o despacho de geração de duas usinas hidrelétricas como amostra do resultado da otimização.

As figuras 5.4 e 5.5 mostram os perfis das curvas de geração associadas à solução inicial e aquela associada à solução final nas usinas de Porto Primavera e de Jurumirim, respectivamente. Nota-se uma inversão no comportamento da geração nas duas usinas. Na usina de Porto Primavera, a geração associada à solução final apresenta um comportamento com menos variações, enquanto que na usina de Jurumirim, acontece o contrário, isto é, a curva de geração associada à solução final apresenta um comportamento com maiores variações.

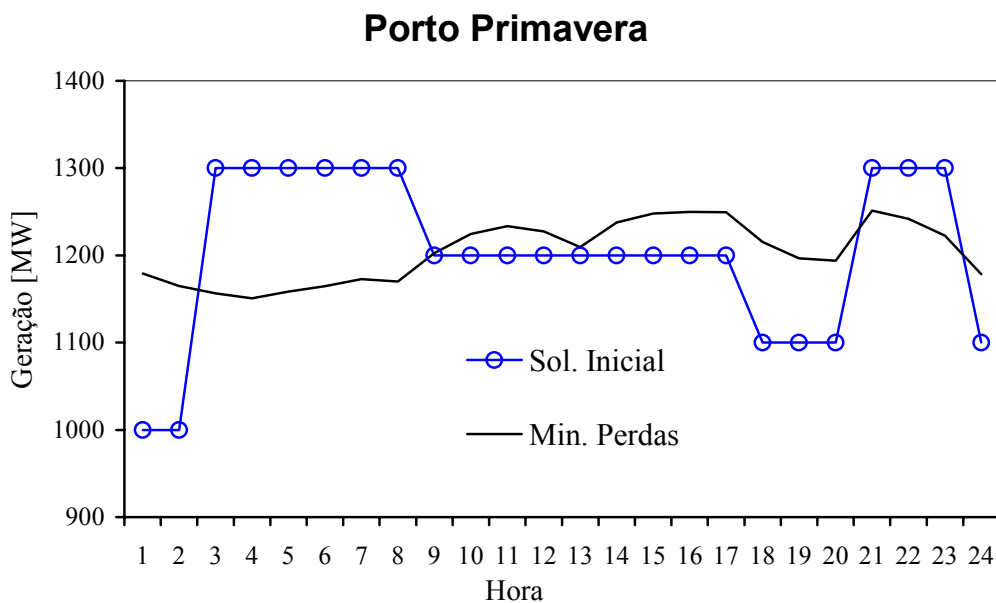


Figura 5.4 – Despacho de geração na usina de Porto Primavera.

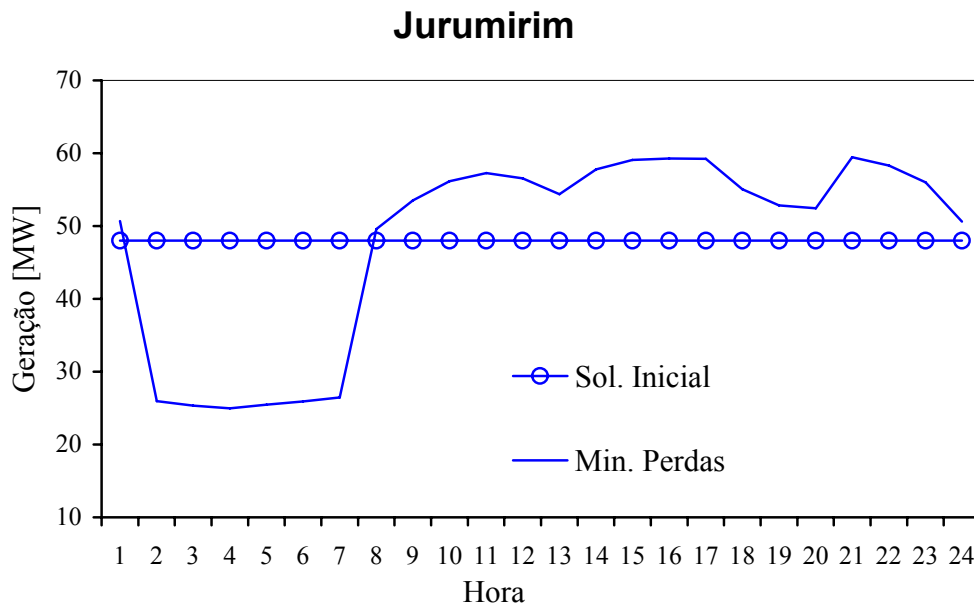


Figura 5.5 – Despacho de geração na usina de Jurumirim.

A diferença no comportamento de geração entre as duas usinas deve-se à diferença nas funções de perdas que existe entre elas. A otimização, similarmente ao que acontece na otimização do despacho de usinas termelétricas, busca equalizar as perdas marginais nas diferentes usinas no atendimento à demanda. Nesse processo, as usinas que apresentam menores perdas marginais são as escolhidas para o acompanhamento da carga. Conseqüentemente, se a demanda apresenta muitas variações, as usinas de menores perdas marginais apresentam também muitas variações no seu nível de geração. O modelo, naturalmente além de buscar a equalização das perdas marginais entre as usinas e intervalos de tempo, busca também compatibilizar o nível de geração de cada usina com a sua meta de geração diária.

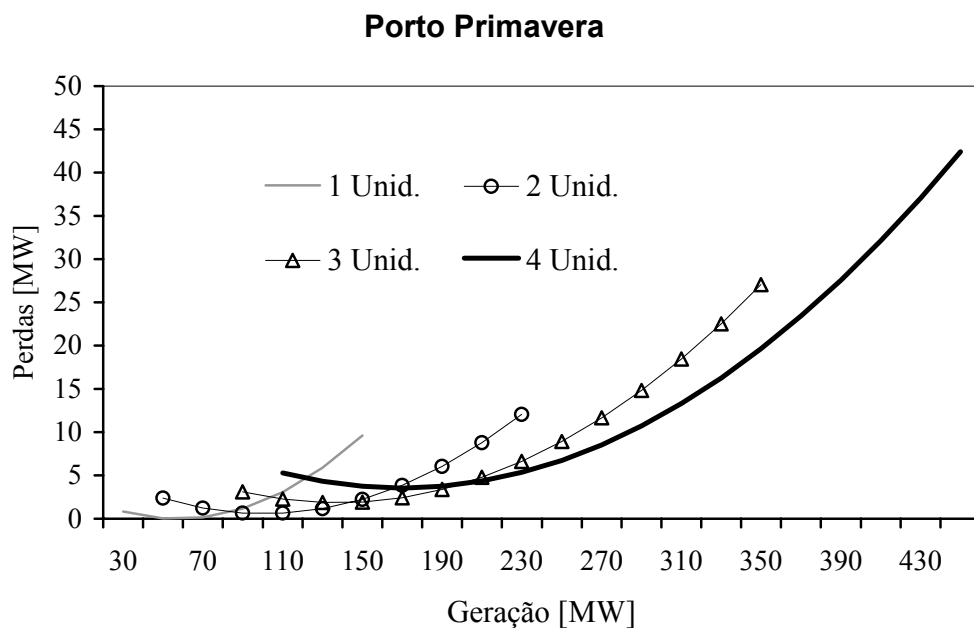


Figura 5.6 – Curva de perdas na usina de Porto Primavera.

A usina de Porto Primavera está equipada com 14 unidades geradoras, só para efeito de comparação, na figura 5.6 são apresentadas as curvas de perdas de apenas 4 unidades geradoras. Na figura 5.7 são apresentadas as curvas de perdas na usina de Jurumirim. Nota-se uma diferença significativa no nível de perdas entre as duas usinas hidrelétricas.

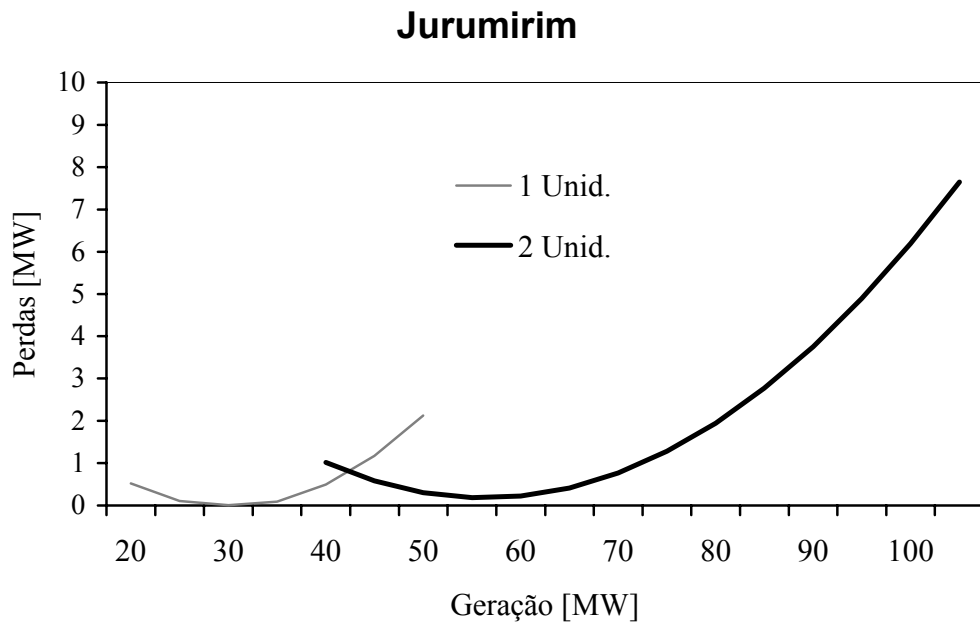


Figura 5.7 – Curva de perdas na usina de Jurumirim.

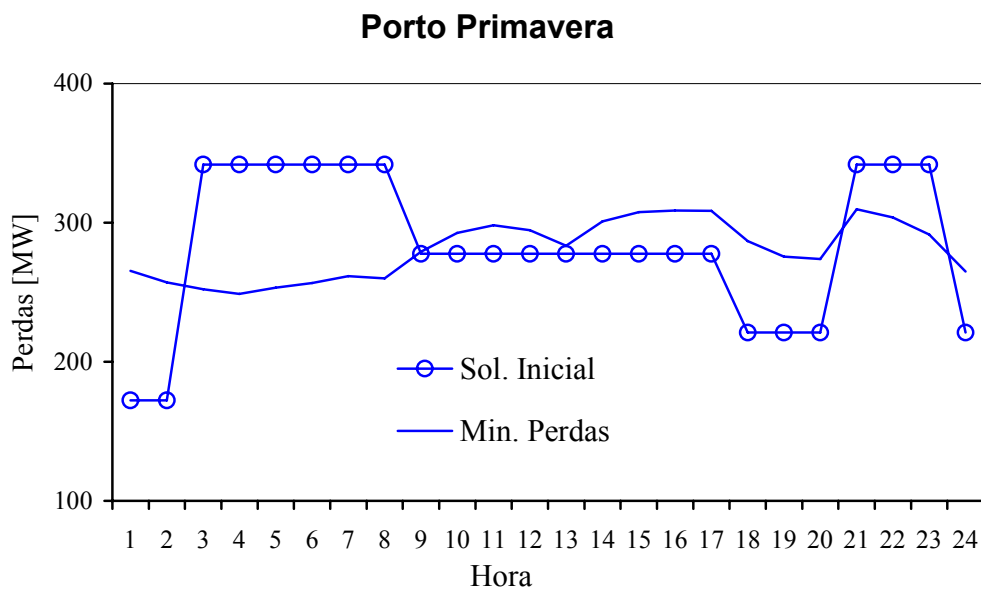


Figura 5.8 – Perdas na usina de Porto Primavera.

A figura 5.8 mostra as curvas de perdas associadas à solução inicial e à solução final na usina de Porto Primavera. Nota-se que os perfis das curvas de perda associada à solução inicial como à solução final são semelhantes às respectivas curvas de geração. Este comportamento se explica pelo fato da curva de geração da solução inicial bem como a curva de geração final foram acompanhadas com mesmo despacho de unidades geradoras, conforme pode ser verificada na figura 5.9, que mostra que tanto na solução inicial como na solução final foram despachadas 14 unidades geradoras ao longo das 24 horas.

O total de perdas verificada na solução inicial foi de 6.805 MWh, enquanto que na solução final foi 6.734 MWh. Levando em conta que não houve diferença de despacho de unidades geradoras entre a solução inicial e a solução final, a pequena redução de perdas foi por conta do redespacho de geração.

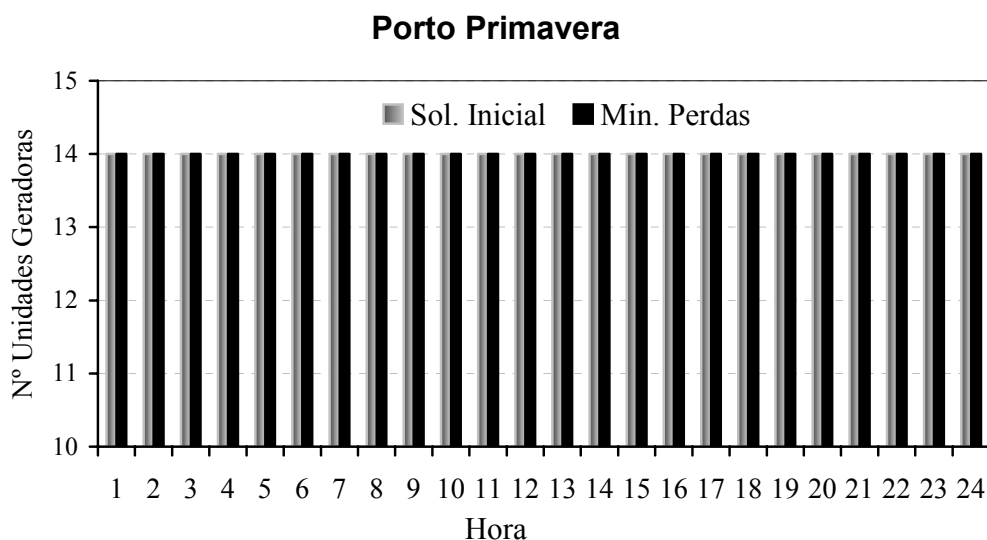


Figura 5.9 – Despacho de unidades geradoras na usina de Porto Primavera.

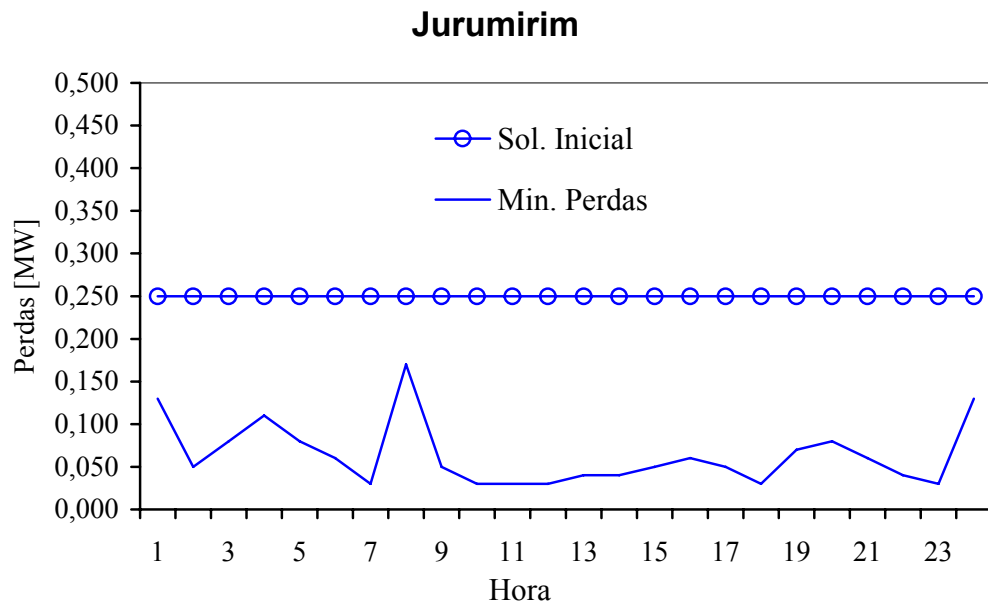


Figura 5.10 – Perdas na usina de Jurumirim.

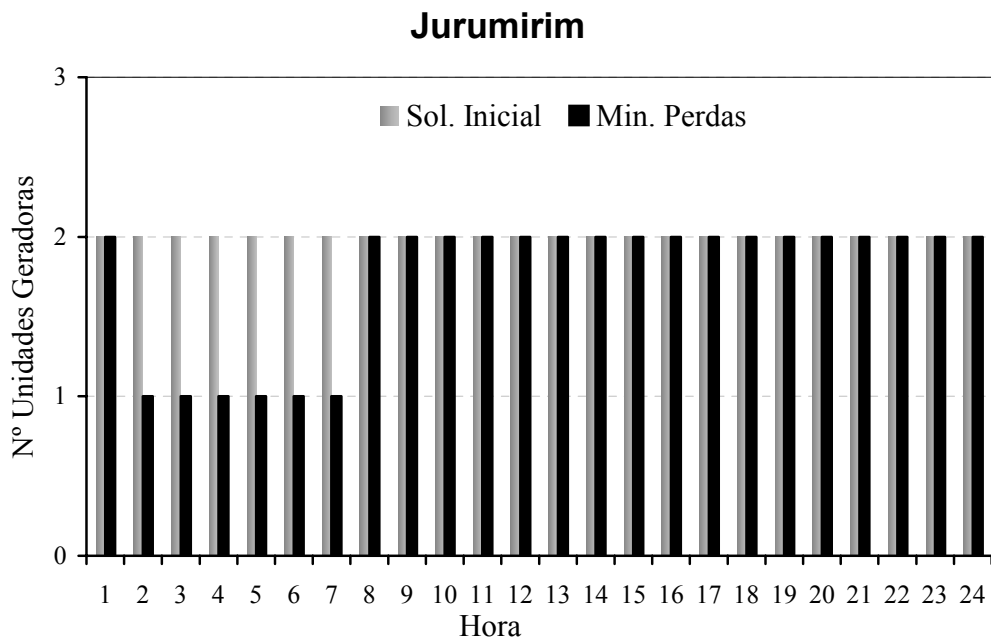


Figura 5.11 – Despacho de unidades geradoras na usina de Jurumirim.

A figura 5.10 mostra as perdas associadas à solução inicial e aquelas associadas à solução final, na usina de Jurumirim. Pode-se notar que houve diminuição das perdas mesmo quando a solução final tenha apresentado maiores variações na geração que a solução inicial.

A figura 5.11 mostra o despacho de unidades geradoras na usina de Jurumirim. Pode-se notar que a solução inicial mostra um despacho constante de 2 unidades geradoras ao longo do dia, enquanto que a solução final mostra duas transições entre partida e parada.

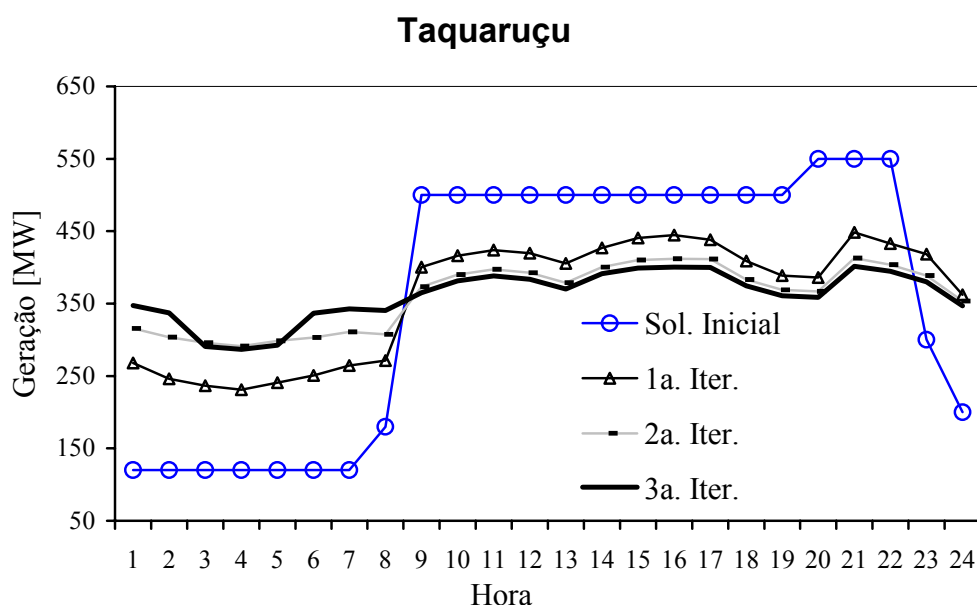


Figura 5.12 – Geração na usina de Taquaruçu.

Além dos casos da usina de Porto Primavera e de Jurumirim, a seguir será apresentado o caso da usina de Taquaruçu que registrou a redução de perdas com um despacho de unidades geradoras diferente à solução inicial, porém com o mesmo número de partidas e paradas. A figura 5.12 mostra o resultados de despacho de geração nas diferentes iterações do processo de otimização. Pode-se notar que a redução das grandes variações

acontece na primeira iteração do processo de solução. As últimas iterações mostram apenas pequenos ajustes.

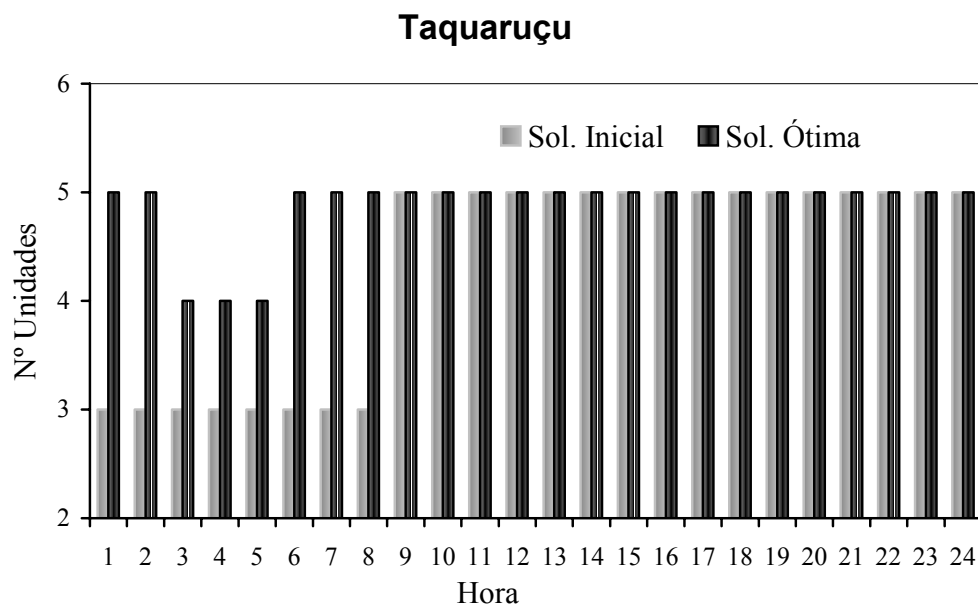


Figura 5.13 – Despacho de unidades geradoras em Taquaruçu.

A figura 5.13 mostra o despacho de unidades geradoras referentes à solução inicial e a solução final. Pode-se notar que as duas soluções mostram o mesmo número de transições entre partida e parada. A solução inicial resultou com duas partidas enquanto que a solução final mostra uma parada e uma partida.

b) Minimização conjunta das perdas de geração e partidas e paradas

Neste estudo de caso serão considerados os custos das perdas e das partidas e paradas, buscando desta maneira obter uma solução ponderada para os objetivos de minimizar as perdas e minimizar as partidas e paradas ao mesmo tempo. A solução inicial será a mesma adotada no caso anterior, como também o programa de geração referente ao dia 03/02/2005, elaborado pelo ONS.

Custos (US\$)	Iteração	Perdas (MWh)	Nº. Partida/Parada	Função Objetivo (US\$)
$C^P=25$ $C^{P/P}=3$	Verificada	64.823	59	1.671.116
	1	52.770	75	1.378.650
	2	52.093	75	1.362.562
	3	52.045	75	1.361.362
Tempo Processamento=15,0 seg.				

Tabela 5.5 – Resultados da minimização de perdas e partidas e paradas.

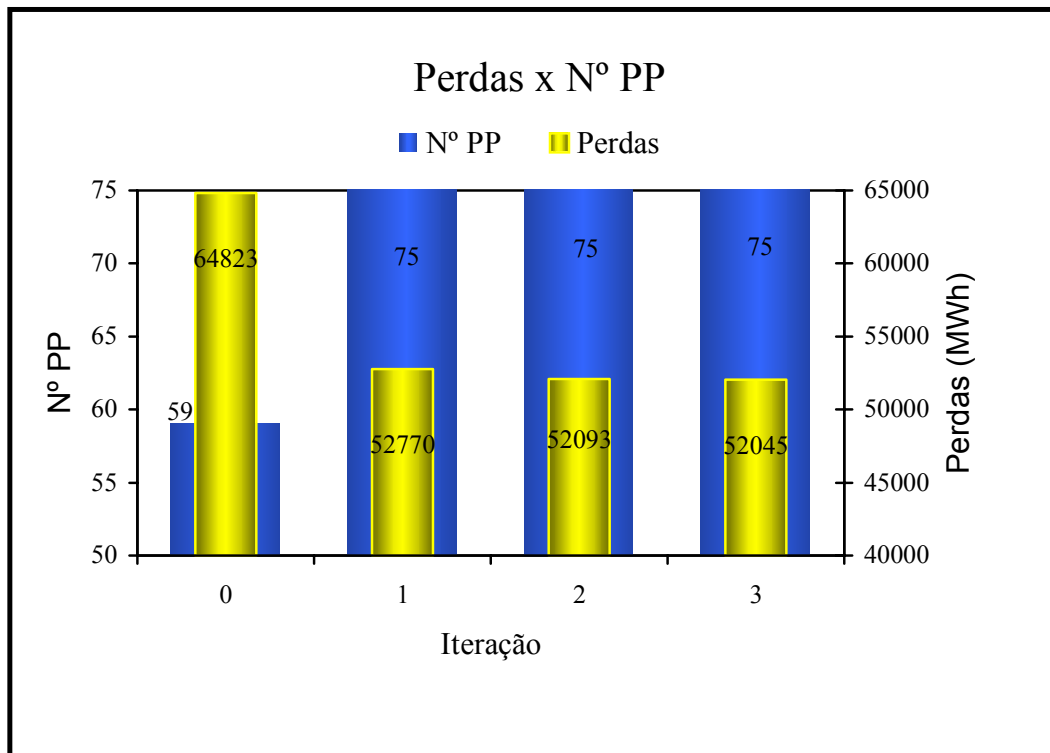


Figura 5.14 – Evolução do processo de minimização de perdas e partidas e paradas.

A tabela 5.5 e a figura 5.14 resumem os resultados obtidos em termos de perdas, número de partidas e paradas, o valor da função objetivo bem como o tempo de processamento. Pode-se verificar que houve 3 iterações entre o problema de despacho de geração, via relaxação lagrangeana, e o despacho de unidades geradoras, via programação dinâmica.

Na figura 5.14 nota-se que na primeira iteração houve uma diminuição significativa nas perdas, passando de 64.823 MWh da solução inicial para 52.770 MWh. Em termos de despacho de unidades geradoras, na primeira iteração registra-se um aumento de 59 para 75 o número de partidas e paradas. A partir da segunda iteração verifica-se uma diminuição menor nas perdas, enquanto que o número de partidas e paradas permaneceu em 75.

Capítulo V – Estudos de Casos

Outro aspecto a destacar é o tempo computacional de 15,0 segundos, que mostra ser bastante rápido, podendo este desempenho ainda ser melhorado quando a metodologia for implementada numa linguagem computacional não de interpretação como é o Matlab.

A seguir será feita uma análise qualitativa do resultado através dos multiplicadores de lagrange e o resultado de geração de uma hora para a usina de Rosana.

A tabela 5.6 mostra os valores dos multiplicadores de lagrange. O problema de despacho de unidades geradoras, cuja formulação foi apresentada no capítulo 4, consta de restrição de atendimento à demanda por um período de 24 horas e a restrição de atendimento à meta de geração para um total de 78 usinas hidrelétricas. Como a solução foi implementada através da relaxação dessas restrições, o total de variáveis duais é definido pelo número ou dimensão dessas restrições, isto é:

$$\left. \begin{array}{l} \lambda \in \Re^{24} \\ \mu \in \Re^{78} \end{array} \right\} \quad (5.1)$$

Os primeiros 24 valores duais referem-se à restrição de atendimento à demanda e as 78 seguintes referem-se às restrições de atendimento à meta de geração. Como a usina de Rosana foi colocada na 61ª posição no ordenamento da lista de usinas, conforme a tabela 5.6, o valor do multiplicador de lagrange (μ) que assegurou o atendimento da restrição de meta de geração na solução final é $\mu(61) = 0,14328$.

Índice	λ	Índice	μ	Índice	μ	Índice	μ
1	0,02133	1	-0,07109	27	-0,11785	53	0,56553
2	0,00528	2	0,03656	28	0,30231	54	-0,09347
3	-0,00527	3	0,15199	29	-0,11161	55	0,12077
4	-0,01082	4	-0,02462	30	-0,18434	56	0,19403
5	-0,00076	5	0,12483	31	-0,04720	57	0,07597
6	0,00549	6	-0,00752	32	0,03859	58	0,04559
7	0,01760	7	0,08132	33	-0,19588	59	-0,04858
8	0,01579	8	0,08859	34	-0,02735	60	0,09454
9	0,04164	9	-0,05900	35	0,08075	61	<u>0,14328</u>
10	<u>0,06055</u>	10	-0,19869	36	-0,02134	62	-0,01224
11	0,06762	11	-0,00177	37	0,11599	63	0,29826
12	0,06328	12	-0,14255	38	0,17947	64	-0,12928
13	0,04662	13	-0,14481	39	0,18561	65	-0,09297
14	0,07089	14	-0,08344	40	0,29386	66	-0,00721
15	0,08124	15	-0,03538	41	0,10514	67	-0,01347
16	0,08531	16	-0,03949	42	0,18222	68	-0,08186
17	0,08233	17	0,15070	43	0,27851	69	-0,05624
18	0,05265	18	-0,23415	44	-0,06422	70	-0,10009
19	0,03087	19	-0,01513	45	0,02798	71	-0,70597
20	0,02819	20	0,02111	46	0,17444	72	-0,09689
21	0,08657	21	0,14097	47	0,17266	73	-1,33173
22	0,07415	22	-0,05425	48	0,11943	74	0,11502
23	0,05910	23	0,00025	49	0,01064	75	0,01934
24	0,00758	24	0,04404	50	0,13303	76	0,21204
		25	-0,11320	51	-0,16292	77	-0,21092
		26	-0,23425	52	0,52725	78	0,00968

Tabela 5.6 – Valores dos Multiplicadores de Lagrange.

Como análise qualitativa da solução podemos verificar a condição de otimalidade apresentada na equação (4.21) que transcrevemos aqui:

$$\left. \frac{dL_i^t}{dp_i^t} \right|_{p_i^{ot}} = \lambda_t + \mu_i \quad (5.2)$$

A equação (5.2) estabelece que o valor da derivada, na solução ótima p_i^{ot} do componente do lagrangeano associado à usina i , na hora t , é igual à soma das variáveis duais de índices i e t .

Das tabelas de soluções do Apêndice B, podemos verificar que a solução ótima de despacho de geração para a usina de Rosana, as 10:00 horas é 259,60 MW, isto é, $p_{61}^{o10} = 259,60 \text{ MW}$ e o despacho ótimo de unidades geradoras para o mesmo horário foi 4 unidades geradoras, isto é, $n_{61}^{o10} = 4$.

O polinômio de perdas associado a 4 unidades geradoras, bem como a sua faixa de operação está definida na equação 5.3.

$$f_{61}^{10}(4) = 0,001010 \times (p_{61}^{10})^2 - 0,320875 \times (p_{61}^{10}) + 33,2132 \quad 156 \leq p_{61}^{10} \leq 397 \quad (5.3)$$

Pode-se constatar que a solução obtida está dentro da faixa de operação e fora dos limites mínimo e máximo de operação.

Calculando o valor da derivada da equação (5.3) no ponto $p_{61}^{o10} = 259,60$ obtem-se:

$$\left. \frac{df_{61}^{10}}{dp_{61}^{10}} \right|_{p_{61}^{10}} = 2 \times (0,001010 \times 259,60) - 0,320875 = 0,203 \quad (5.4)$$

$$\lambda_{10} + \mu_{61} = 0,0605 + 0,1428 = 0,203 \quad (5.5)$$

As equações (5.4) e (5.5) mostra que esse tipo de análise pode ser feita para comprovar a condição de otimalidade de Kuhn-Tucker. [30]-[33].

A seguir, será apresentado como amostra do resultado da otimização o despacho de geração na usina de Tucuruí.

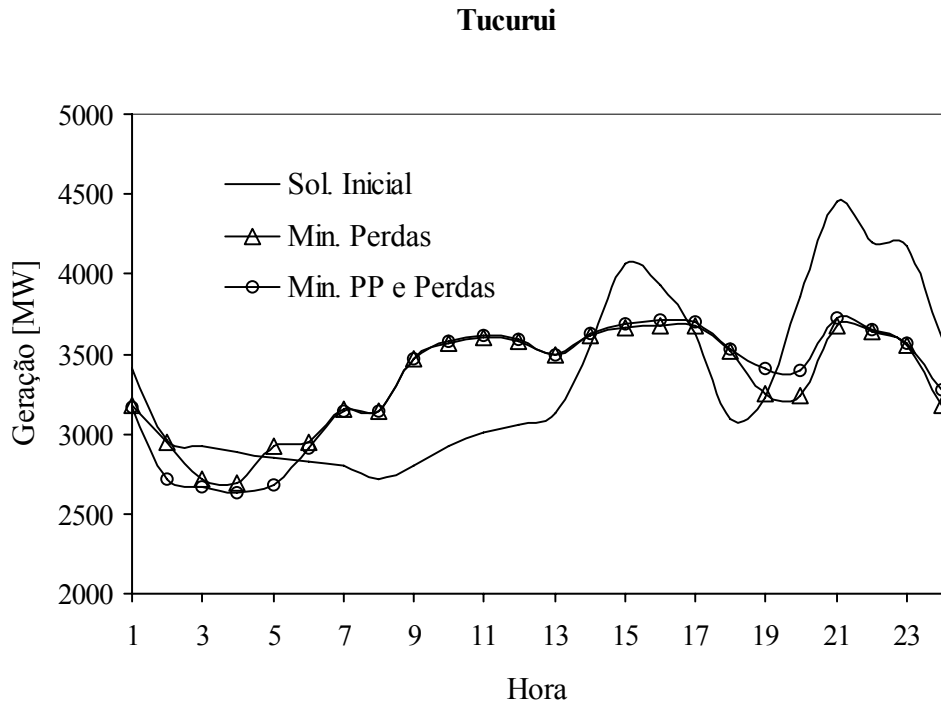


Figura 5.15 – Despacho de geração na usina de Tucuruí.

A figura 5.15 mostra os resultados do despacho de geração para a usina de Tucuruí obtidos na solução inicial, no caso da minimização de perdas e no caso da minimização simultânea de perdas e de partidas e paradas. Pode-se notar que as curvas de despacho de geração que minimiza perdas e a que minimiza perdas bem como as partidas e paradas simultaneamente, apresentam variações menores que a curva de geração associada à solução inicial. Este comportamento de geração mais estável é consequência da otimização, que procura igualar as perdas marginais ao longo do dia.

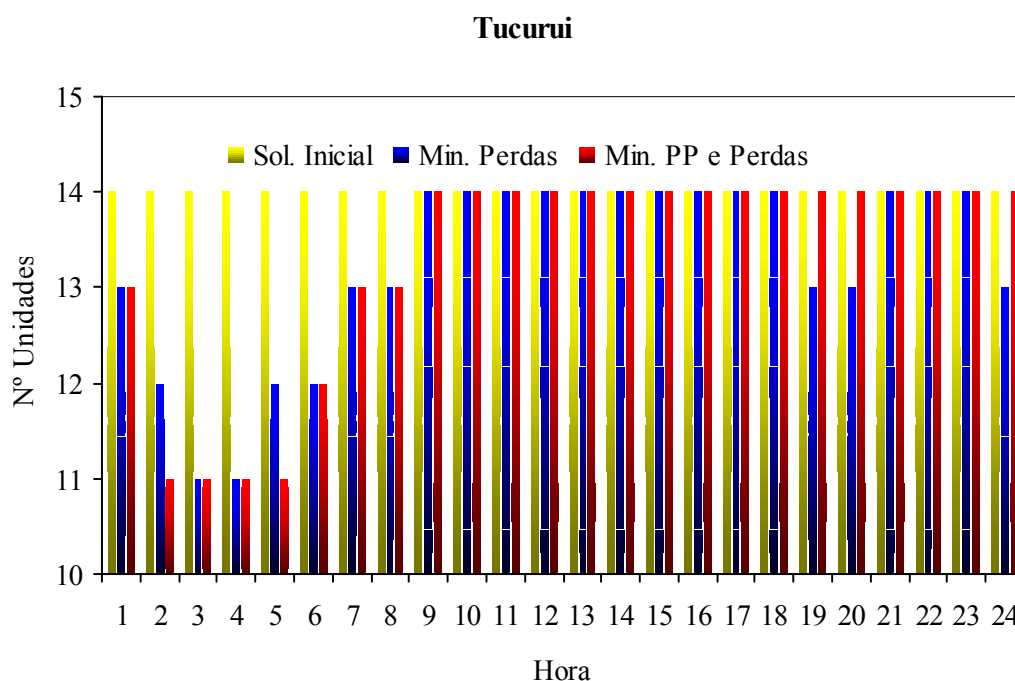


Figura 5.16 – Despacho de unidades geradoras na usina de Tucuruí.

A figura 5.16 mostra o despacho de unidades geradoras na solução inicial bem como nos casos estudados. Comparando as figuras 5.15 e 5.16 se pode notar, que na solução inicial o despacho de unidades geradoras é constante ao longo das 24 horas, mesmo na presença de variações na geração. É importante lembrar, que a solução inicial de despacho de unidades geradoras adotada foi uma que minimiza partidas e paradas. Neste caso, a configuração de 14 unidades geradoras, cuja faixa de operação varia entre 1.800 e 4.500 MW, conforme se pode verificar na figura 5.17, cobre todas as variações da curva de

geração associada à solução inicial. Portanto, na solução inicial foi despachado ao longo das 24 horas 14 unidades geradoras.

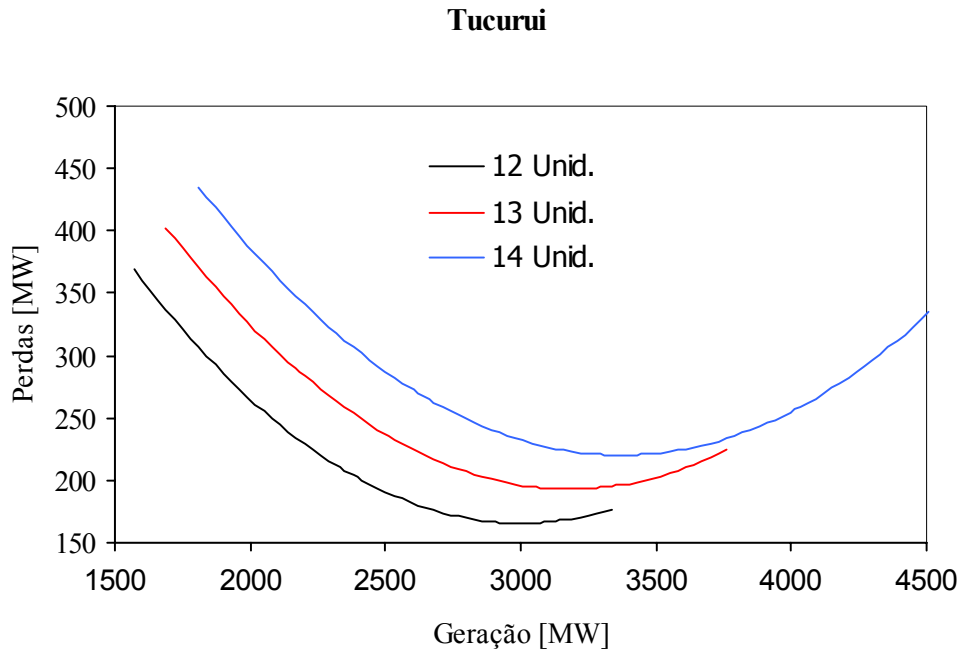


Figura 5.17 – Perdas na usina de Tucuruí.

No caso da minimização de perdas houve maior variação do número de unidades geradoras que nos outros casos, devido a que neste caso o único objetivo é minimizar perdas sem levar em consideração os custos associados às partidas e paradas.

Objetivo	Perdas [MWh]	Nº de Partidas e Paradas
Solução Inicial	5.860	0
Min. Perdas	4.864	8
Min. PP e Perdas	4.912	5

Tabela 5.7 – Resumo dos resultados para a usina de Tucuruí.

A tabela 5.7 resume os resultados obtidos nos diferentes casos. Pode-se notar que na solução inicial verifica-se o maior nível de perdas, porém sem nenhuma partida ou parada. No caso da minimização de perdas verifica-se o menor nível de perdas, porém com o maior número de partidas e paradas. Por último, no caso onde é minimizada tanto a perda como as partidas e paradas obtém-se uma solução ponderada pelos custos das perdas e das partidas e paradas das unidades geradoras.

c) Resultados obtidos para a usina de Itaipu

Devido à importância que representa a usina de Itaipu para o fornecimento de energia elétrica ao sistema elétrico paraguaio e brasileiro, nesse item serão apresentados os resultados obtidos para Itaipu nos diferentes casos estudados.

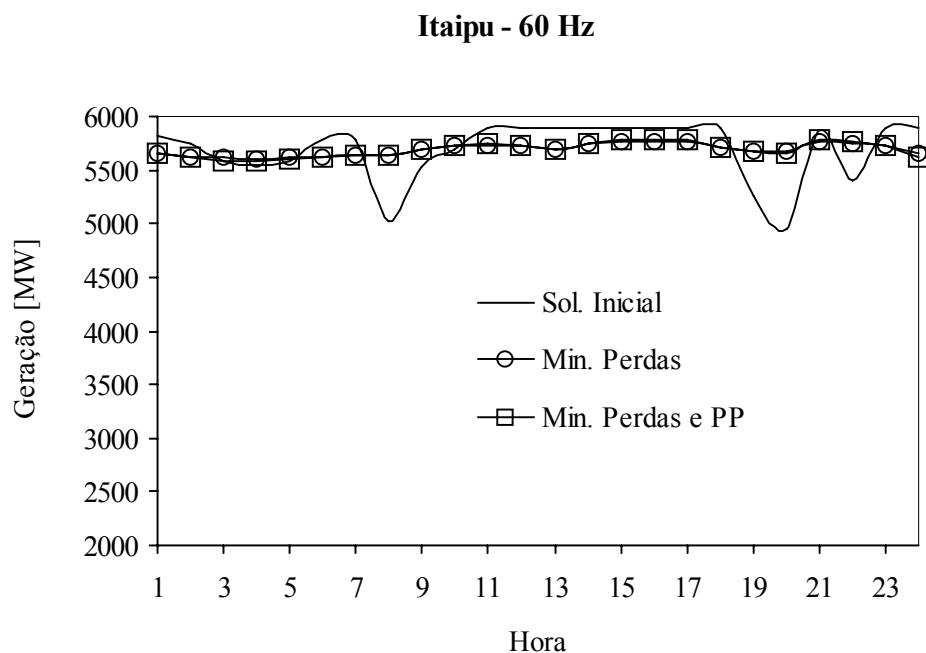


Figura 5.18 – Despacho de geração para Itaipu 60 Hz.

As figuras 5.18 e 5.19 mostram o despacho de geração obtida na solução inicial e na final nos setores de 60 e 50 Hz da usina de Itaipu, respectivamente. Nota-se que a solução inicial apresenta grandes variações na geração, principalmente no setor de 50 Hz da usina. A maior variação neste setor se verifica entre as 05:00 e 11:00 horas, neste período a geração varia de um valor mínimo de aproximadamente 2.500 MW para próximo a 5.500 MW, uma variação de aproximadamente 3.000 MW.

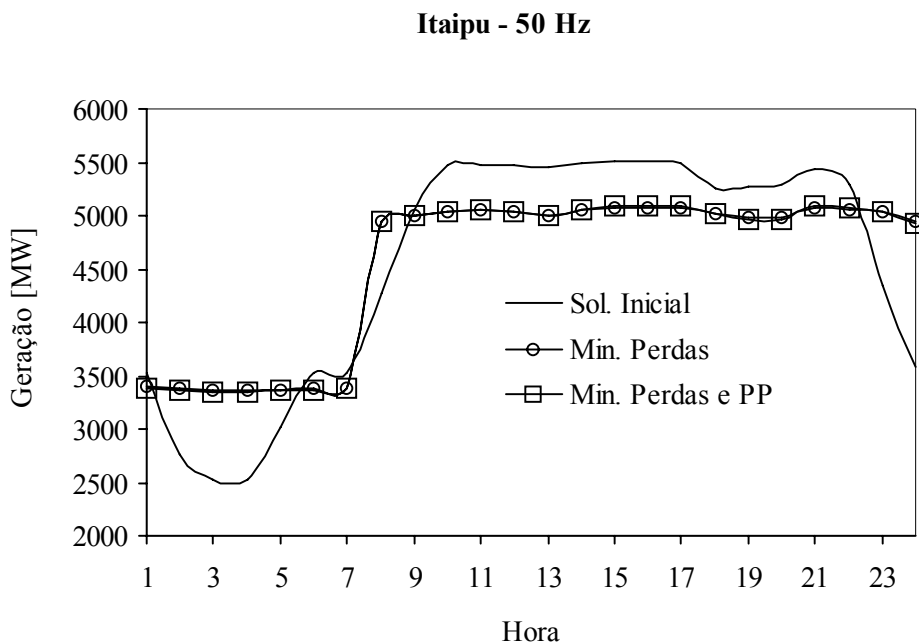


Figura 5.19 – Despacho de geração para Itaipu 50 Hz.

No setor de 60 Hz, a amplitude da variação da geração obtida na solução inicial, não é tão significativa quanto o setor de 50 Hz. A maior variação se verifica entre as 18:00 e 20:00 horas, quando a geração varia de 5.900 a 4.900 MW, isto é, uma variação de aproximadamente 1.000 MW.

Em ambos os setores da usina, 50 e 60 Hz, se podem notar que houve uma significativa redução nas variações nos níveis de geração. No setor de 60 Hz, que na

solução inicial apresentou pequenas variações, a otimização resultou numa geração praticamente constante ao longo das 24 horas. No setor de 50 Hz, que na solução inicial tinha uma diferença maior que 3.000 MW, entre o valor da geração mínima e máxima, foi reduzida significativamente para 1.500 MW.

As figura 5.20 e 5.21 mostram o despacho de unidades geradoras no setor de 60 e 50 Hz de Itaipu. O despacho no setor de 60 Hz não apresentou variação no número de unidades geradoras em todas as soluções. No setor de 50 Hz, porém, a solução inicial que minimiza partidas e paradas apresentou duas partidas enquanto que as outras duas soluções apresentaram três partidas.

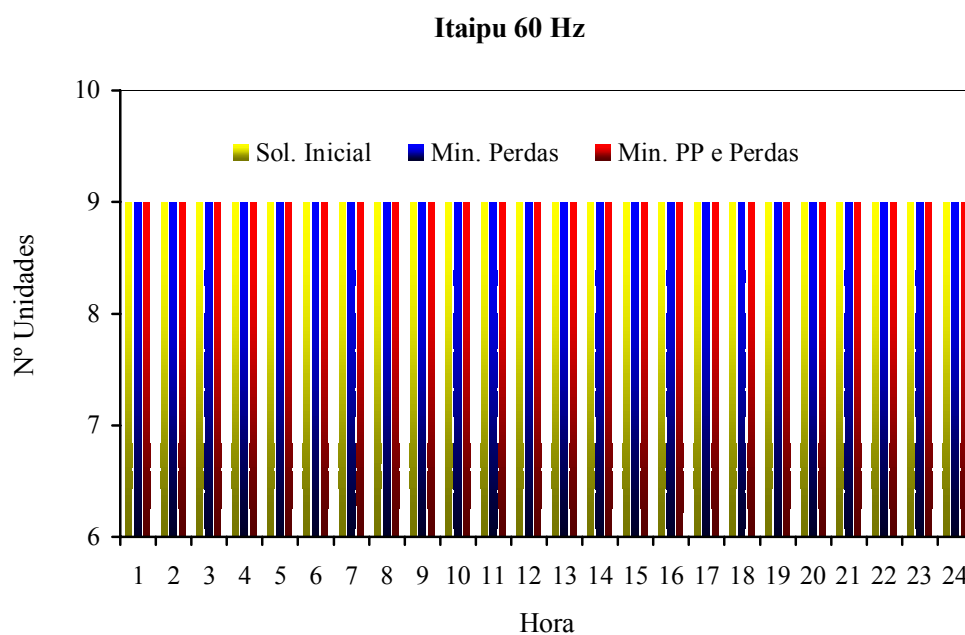


Figura 5.20 – Despacho de unidades geradoras em Itaipu 60 Hz.

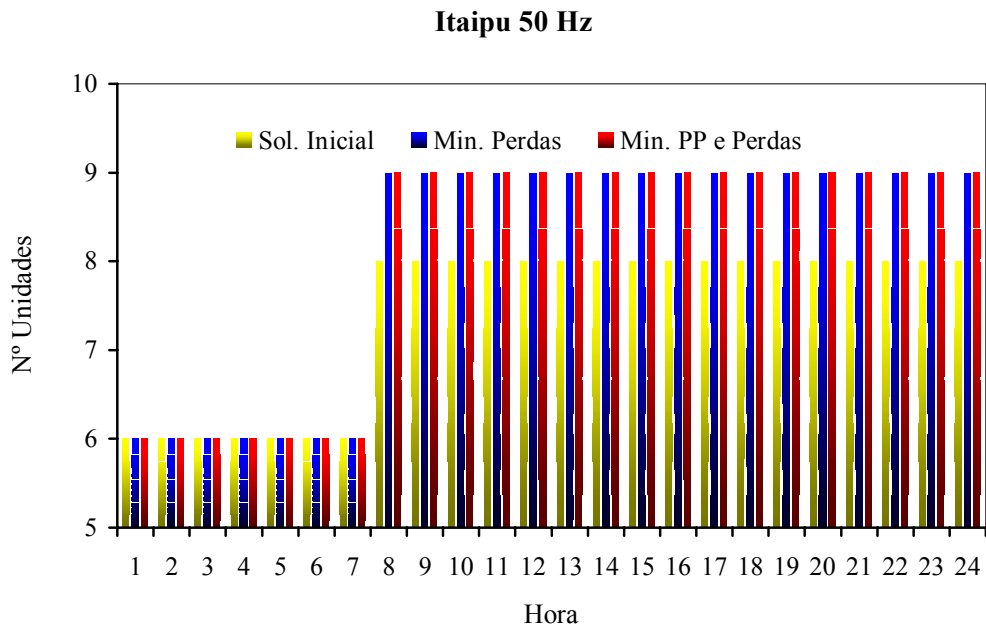


Figura 5.21 – Despacho de unidades geradoras em Itaipu 50 Hz.

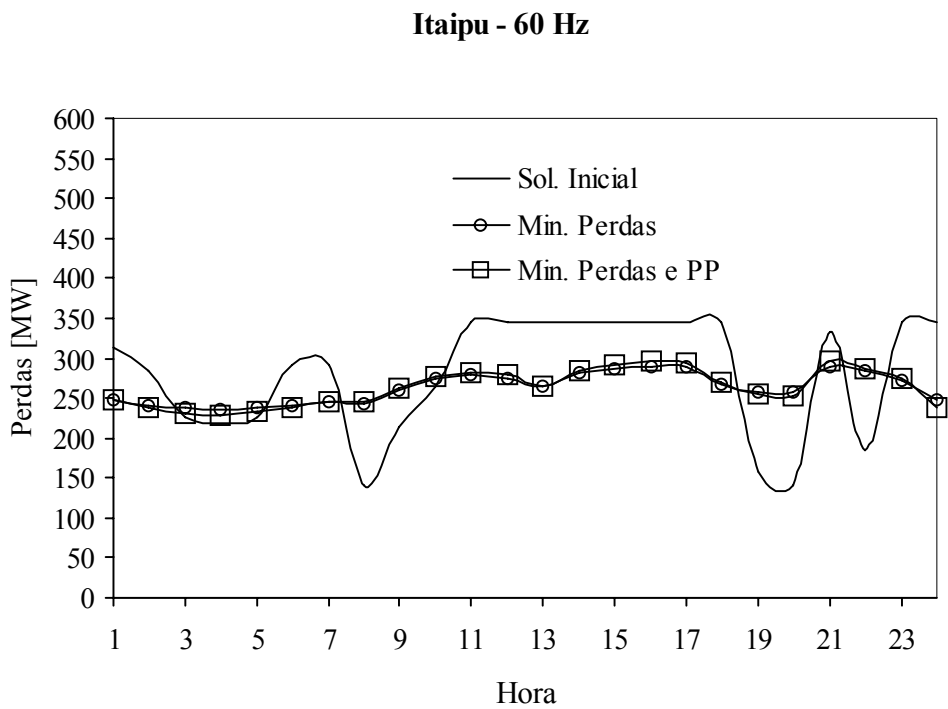


Figura 5.22 – Perdas em Itaipu 60 Hz.

A figura 5.22 mostra as perdas em Itaipu 60 Hz. Pode-se notar que as três soluções apresentam o mesmo comportamento das curvas de geração nas três soluções. Isto se deve ao fato de que nos três casos, as soluções de despacho de unidades geradoras foram as mesmas, isto é, foram despachadas 9 unidades geradoras ao longo das 24 horas, conforme pode ser verificada nas figuras 5.20.

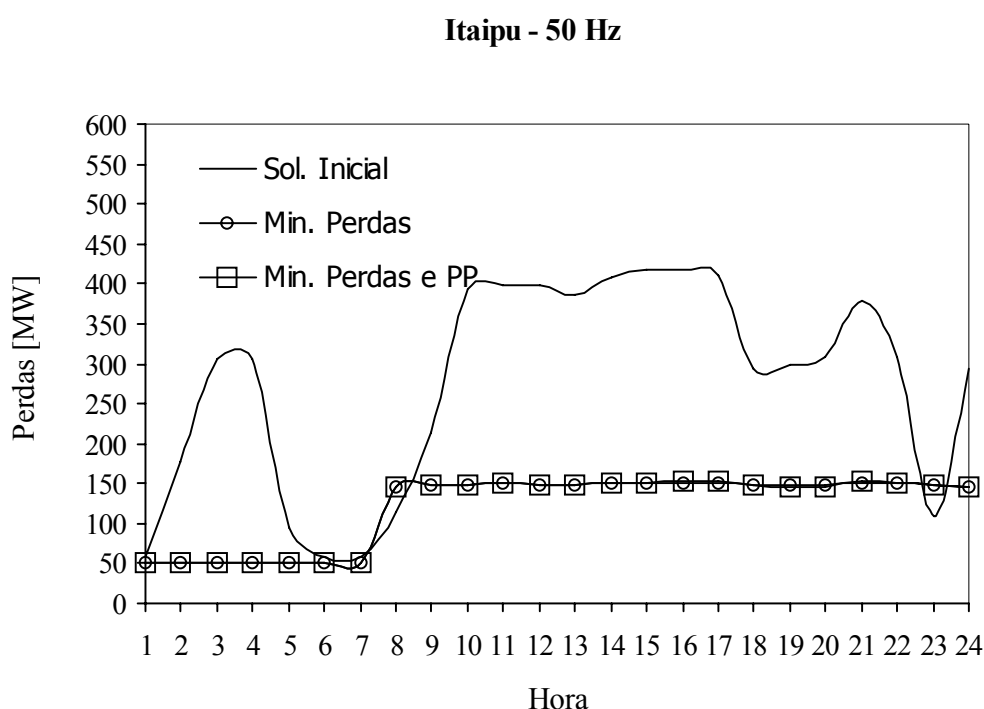


Figura 5.23 – Perdas em Itaipu 50 Hz.

As perdas do setor de 50 Hz de Itaipu são apresentadas na figura 5.23, onde pode-se notar que o comportamento das curvas de perdas, neste caso, não acompanha tão bem as variações das curvas de geração apresentadas na figura 5.19. Isto é devido a que a solução de despacho de unidades geradoras na solução inicial difere das soluções dos outros casos, conforme se pode notar na figura 5.21.

	Solução Inicial $C^{Perdas} = 0, C^{P/P} = 10^5$		Caso A: Min. Perdas $C^{Perdas} = 10^5, C^{P/P} = 0$		Caso B : Min. Perdas e PP $C^{Perdas} = 25, C^{P/P} = 3$	
Itaipu	Perdas [MWmed]	Nº PP	Perdas [MWmed]	Nº PP	Perdas [MWmed]	Nº PP
50 Hz	275,3	2	120,3	3	120,6	3
60 Hz	280,3	0	262,7	0	263,0	0

Tabela 5.8 – Resumo dos resultados em Itaipu.

A tabela 5.8 apresenta um resumo dos resultados obtidos em Itaipu. Pode-se notar que em ambos os setores houve redução nas perdas. No setor de 50 Hz, a redução da solução inicial para os outros dois casos foi da ordem de 56 %, enquanto que no setor de 60 Hz a redução foi da ordem de 26 %.

Os resultados apontam que, embora o comportamento da curva de geração no setor de 60 Hz tenha apresentado menos variações que o setor de 50 Hz, a redução das perdas no setor de 60 Hz foi menor que no setor de 50 Hz. Isto se deve principalmente ao fato da meta de geração no setor de 60 Hz (5.690 MWmed) ser maior que a do setor de 50 Hz (4.543 MWmed), levando essa restrição a operar o setor de 60 Hz de Itaipu próximo ao limite da capacidade de 9 unidades geradoras. Isto pode ser verificado nas figuras 5.24 e 5.25 que mostram as curvas de perdas para as configurações de 6 até 9 unidades geradoras nos setores de 50 e 60 Hz, respectivamente.

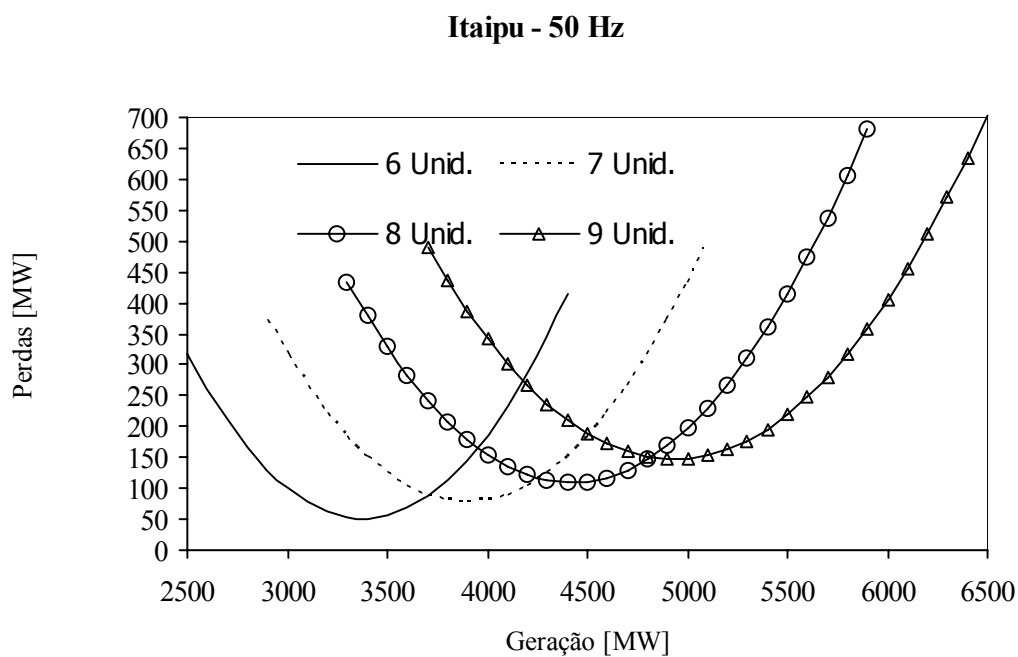


Figura 5.24 – Curva de perdas de Itaipu 50 Hz.

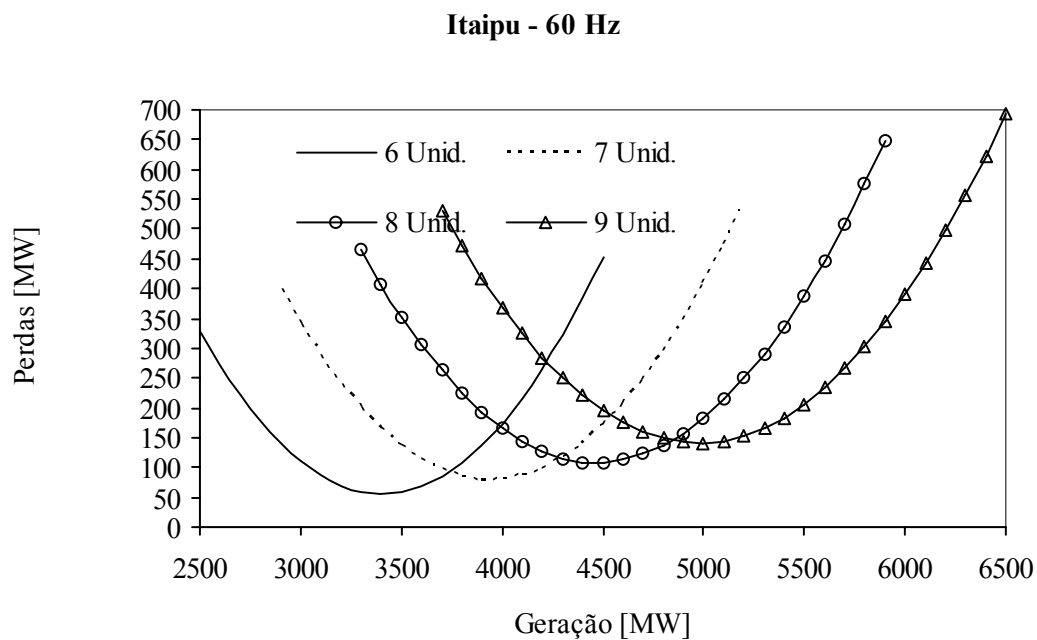


Figura 5.25 – Curva de perdas em Itaipu 60 Hz.

5.3 Análise comparativa dos casos estudados

Nesse item, será feita uma análise comparativa dos resultados globais associados à solução inicial, solução que minimiza perdas e a solução que minimiza simultaneamente perdas e partidas e paradas.

Solução Inicial $C^{Perdas} = 0, C^{P/P} = 10^5$		Caso A: Min. Perdas $C^{Perdas} = 10^5, C^{P/P} = 0$		Caso B :Min. Perdas e PP $C^{Perdas} = 25, C^{P/P} = 3$	
Perdas [MWh]	Nº PP	Perdas [MWh]	Nº PP	Perdas [MWh]	Nº PP
64.823	59	51.827	137	52.045	75
Tempo de Processamento		14,21 segundos		15,0 segundos	

Tabela 5.9 – Resumo dos casos estudados.

A tabela 5.9 mostra o resumo dos resultados obtidos nos casos estudados. Tomando como referência os resultados verificados na solução inicial se nota que no Caso A, a redução de perdas foi de 20 %, enquanto que no Caso B, a redução foi de 19,7 %. Isto é, a redução de perdas em ambos os casos praticamente é a mesma.

Em termos de número de partidas e paradas, no Caso A o aumento do número de partidas e paradas foi de 232 %, enquanto que no Caso B o aumento foi de 127 %.

Esses dados mostram a importância de se levar em conta às partidas e paradas das unidades geradoras, dado que é possível obter a mesma redução das perdas, porém com um número muito menor de partidas e paradas que aquele onde não foi levada em consideração este aspecto.

5.4 Análise de sensibilidade

Nessa seção será feita uma análise da influência do custo das partidas e paradas das unidades geradoras tanto na solução do despacho de geração como no despacho de unidades geradoras. Pela formulação da função objetivo do problema de otimização do despacho, espera-se que a variação dos valores de custos de partidas e paradas resultem em programas de despacho diferentes.

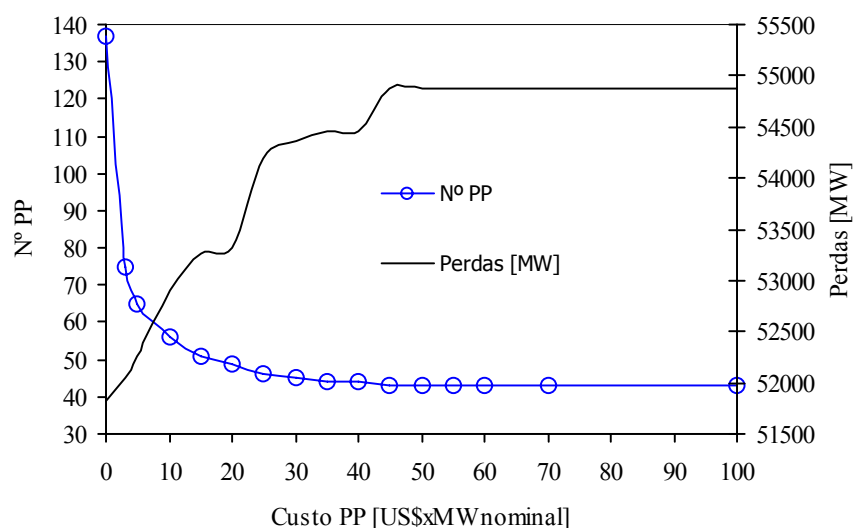


Figura 5.26 – Resultados para diferentes valores de custo de partidas e paradas.

A figura 5.26 mostra os resultados em termos de perdas e número de partidas e paradas para diferentes valores de custo de partidas e paradas. Pode-se notar a coerência dos resultados pois aumentando o custo de partidas e paradas verificam-se menores números de partidas e paradas, acompanhadas de um aumento nas perdas. Para este caso,

pode-se notar que o custo de partidas e paradas até o valor de 40 US\$/MWh nominal registra variações de perdas e número de partidas e paradas. A partir de 45 US\$/MWh nominal, tanto as perdas como o número de partidas e paradas permanecem constantes em 54.882 MWh e 43, respectivamente.

Capítulo VI

Conclusões

Neste capítulo serão apresentadas as conclusões baseando-se principalmente nos resultados obtidos nos casos estudados, bem como uma avaliação da aplicabilidade da metodologia proposta neste trabalho a um sistema de geração predominantemente hidrelétrico como o sistema elétrico brasileiro. Serão também apresentadas sugestões de futuros trabalhos, no sentido de abranger outros aspectos relacionados a este assunto.

6.1 Introdução.

Este trabalho abordou o problema do despacho de unidades geradoras hidrelétricas, levando em consideração as diferentes variáveis que compõem a função de produção e restrições associadas ao atendimento à demanda e às metas de geração diária em cada usina hidrelétrica.

A geração hidráulica, no sistema elétrico brasileiro, responde por aproximadamente 92 % do total da geração elétrica. Um sistema de geração hidrotérmico com essas proporções pode assegurar o acompanhamento da carga exclusivamente com a geração hidrelétrica, deixando a geração termelétrica constante ao longo do dia, a menos de restrições elétricas. Assim, a questão do despacho de unidades geradoras é muito importante para as usinas hidrelétricas, ao contrário dos sistemas predominantemente termelétricos onde o acompanhamento da carga tem que ser feito por usinas termelétricas.

Na literatura existem poucos trabalhos que tratam com o problema do despacho ótimo de unidades geradoras hidrelétricas. A maioria dos trabalhos na idéia de simplificar a representação da função de geração hidrelétrica omitem aspectos importantes como a influência do canal de fuga na função de geração, o rendimento do conjunto turbina gerador, as perdas hidráulicas no sistema de adução, ou comprometem a qualidade da sua representação pela linearização de uma função que não é linear.

A definição do despacho ótimo de unidades geradoras necessariamente passa pela adoção de um critério de desempenho. Em usinas termelétricas, um critério de desempenho usualmente empregado é a minimização do custo do combustível. Em usinas hidrelétricas, no entanto, o custo de geração não é tão simples quanto no caso de usinas termelétricas, requerendo uma abordagem específica para o problema.

No capítulo 2 deste trabalho, foi analisada em detalhe a operação de usinas hidrelétricas, a partir do qual foi apresentada uma metodologia para o cálculo de funções de perdas de geração. Esta metodologia leva em consideração a elevação do nível de canal de fuga, as perdas hidráulicas no sistema de adução e as variações no rendimento do conjunto turbina-gerador. Cada uma dessas variações é convertida numa unidade comum de modo que a representação do desempenho da geração seja realizada em função a uma única variável. Em consequência são levantadas curvas de perdas no sistema de geração, dadas em MW, em função do nível de geração da usina e para diferentes número de máquinas em operação.

Outro aspecto importante no problema do despacho de unidades geradoras é o custo das partidas e paradas que, junto às perdas no sistema de geração, foram adotados como critério de desempenho na otimização do despacho de unidades geradoras hidrelétricas.

No capítulo 3, o problema do despacho ótimo de unidades geradoras hidráulicas foi formulado como o problema de determinar, ao longo do dia, numa base horária, o número de unidades geradoras em operação e a geração de cada unidade, de modo a minimizar o total de perdas no sistema de geração e os custos das partidas e paradas das unidades geradoras, atendendo ao mesmo tempo restrições referentes ao atendimento da demanda do sistema ao longo do dia e as metas de geração de cada usina.

Esse problema se caracteriza como um problema de programação não linear mista, cuja solução não é trivial no caso de sistemas de grande porte como o Sistema Interligado Nacional.

A formulação da otimização do despacho de unidades geradoras hidrelétricas foi efetuada como componente de uma proposta de programação diária de operação, que se baseia na idéia da divisão de responsabilidades, com um módulo responsável pelo despacho de máquinas e de geração respeitando as metas de geração provenientes da otimização energética a prazos mais longos; um módulo de simulação cujo objetivo é a validação da

Capítulo VI – Conclusões

operação hidráulica e por último, um módulo responsável pela validação da operação elétrica.

A partir das metas de geração diária de cada usina, o módulo objeto deste trabalho, estabelece o despacho de geração e de unidades geradoras em cada usina, ao longo do dia, que atenda a demanda (carga própria) do sistema. Esse módulo interage com o módulo de simulação hidráulica, este último, verificando o atendimento de todas as restrições hidráulicas do sistema. Após a validação da operação hidráulica entra em ação o módulo responsável pela validação elétrica, buscando compatibilizar o despacho de geração com a operação elétrica.

No capítulo 4 é apresentada a técnica de solução adotada para o problema de otimização do despacho de unidades geradoras hidrelétricas. Esta técnica consiste numa heurística simples e eficiente que separa o problema original em dois subproblemas: o subproblema de Despacho de Unidades Geradoras (DU) e o subproblema do Despacho de Geração (DG).

O subproblema de despacho de geração consiste em determinar o nível de geração em cada usina, ao longo do dia, para uma dada configuração de unidades geradoras oriunda da solução do subproblema de despacho de unidades geradoras, observando as restrições de atendimento à demanda e à meta de geração.

O subproblema de despacho de unidades geradoras consiste em determinar a configuração de unidades geradoras em cada usina, ao longo do dia, que minimize ao mesmo tempo as perdas bem como as partidas e paradas das unidades geradoras. O nível de geração horária é definido pelo subproblema de despacho de geração.

Os subproblemas são resolvidos iterativamente até que a solução obtida numa iteração coincida com a solução anterior.

No capítulo 5 são apresentados os resultados dos casos estudados. Para verificar o desempenho da metodologia proposta foram tomados como referência os dados do programa de geração de um dia típico da operação de uma parte importante do sistema de geração do sistema elétrico brasileiro, composto por 78 usinas hidrelétricas e 398 unidades geradoras. A capacidade instalada das usinas soma o total de 69.645 MW.

O sistema de geração, objeto deste estudo, foi escolhido principalmente em função aos dados fornecidos pelo ONS e a Itaipu Binacional, especialmente a curva colina das unidades geradoras, o coeficiente de perda hidráulica do sistema de geração de cada usina, além do programa de geração horária de cada usina.

6.2 Conclusões.

Com os resultados obtidos pela aplicação da nova metodologia podem-se traçar as seguintes conclusões:

- A decomposição do problema original nos subproblemas de despacho de geração e despacho de unidades geradoras se mostrou adequada, pois permitiu tratar de forma eficiente o problema das variáveis inteiras, número de unidades geradoras a ser despachadas em cada usina, e as variáveis não lineares, funções de perdas associadas a cada configuração de unidades geradoras em cada usina. O modelo embora simples, quando comparado com outros modelos, mostrou-se eficiente em termos de resultados e desempenho computacional devido ao baixo tempo de processamento, conforme se pode constatar nos casos estudados.
- Quando o objetivo é apenas minimizar as perdas, verifica-se um elevado número de partidas e paradas, porém com uma economia da ordem de 1,27 % do total de geração, em relação à operação programada para um dia típico.

Se o valor da energia é de 25 US\$ por MWh, o valor dessa economia, em termos monetários, alcança o valor de 118.588.500 US\$ por ano.

- Quando o objetivo é minimizar as perdas e o número de partidas e paradas nota-se um número de partidas e paradas das unidades geradoras menor, não alterando, no entanto, a economia em termos de perdas, que fica na ordem de 1,25 % do total da geração. Esse resultado demonstra a importância de se considerar o custo de partida e parada no despacho das unidades geradoras.
- As soluções apresentadas mostram a característica de uniformizar a geração ao longo do tempo, porém mantendo o perfil da carga do sistema. Isto se verifica em maior ou menor grau, dependendo das curvas de perdas de cada usina hidrelétrica.

Por outro lado, vale a pena destacar que é muito importante contar com um sistema de previsão de carga e de afluências eficiente, devido a que o despacho das unidades geradoras está baseado numa previsão das afluências e da carga. Neste sentido pode acontecer que é despachado um determinado número de unidades geradoras de maneira a minimizar as perdas e as partidas e paradas, porém se a carga verificada no sistema for muito diferente dos valores previstos, o resultado poderá também ser diferente do esperado.

6.3 Futuros trabalhos.

A grande maioria das usinas hidrelétricas tem instaladas unidades geradoras que caracteristicamente são iguais. Neste trabalho foi apresentado um modelo para otimizar o despacho de unidades geradoras em sistemas com usinas desse tipo. Existem, porém, usinas que possuem unidades geradoras de características diferentes. Para esta situação, a premissa da distribuição equitativa da carga nas unidades geradoras em operação não será válida. Uma evolução do modelo nesse sentido seria definir uma metodologia que permita efetuar

o levantamento das curvas de perdas, levando em consideração as diferenças entre as unidades geradoras.

Existem circunstâncias em que, pelas condições do sistema elétrico, tornam-se conveniente que uma ou mais unidades geradoras estejam sincronizadas ao sistema sem carga de potência ativa, apenas fornecendo suporte reativo. A evolução do modelo neste caso seria considerar as perdas e os custos associados a esta modalidade de operação.

Outras restrições tais como reserva girante, intercâmbio entre subsistemas, rampas de descarga deverão ser incluídas no problema bem com a interação com os módulos de simulação hidráulica e elétrica. Ainda deverá ser verificada a eficiência do modelo com inclusão de tais restrições.

Apêndice A

Artigos Publicados Durante o Doutorado

Apêndice A – Artigos publicados durante o doutorado

Neste apêndice são apresentados os artigos publicados durante o doutorado.

- (1) Arce, A., Soares, S., Ohishi, T., Cicogna, M.; “Un Criterio de Desempeño para el Despacho Optimo de Unidades Generadoras”, 3º Simposio de Especialistas en Operación de Centrales Hidroeléctricas – Foz do Iguacu, Octubre, 2002.
- (2) Soares, S., Ohishi, T., Cicogna, M., Arce, A.; “Dynamic Dispatch of Hydro Generating Units”, IEEE Bologna Power Tech, Bologna, Italy, July 2003.
- (3) Soares, S., Ohishi, T., Cicogna, M., Arce, A.; “Despacho Ótimo de Unidades Geradoras em Usinas Hidrelétricas”, IX SEPOPE, Rio de Janeiro, Maio 2004.
- (4) Arce, A., Soares, S., Ohishi, T., Cicogna, M.; “Despacho Ótimo de Unidades Generadoras de Usinas Hidroeléctricas”, XI ERIAC, Ciudad del Este, Paraguai, Maio 2005.
- (5) Soares, S., Ohishi, T., Cicogna, M., Arce, A., Santos, E., Kadowaki, M.; “Comparison of Two Heuristic Approaches to Hydro Unit Commitment”, IEEE Saint Petersburg Power Tech, Saint Petersburg, Rusia, June 2005.

Apêndice B

Resultados numéricos

Introdução.

Neste apêndice serão apresentados os resultados numéricos dos diferentes casos estudados. Os resultados serão apresentados em termos de despacho de geração, despacho de unidades geradoras e as perdas verificadas em cada usina hidrelétrica.

Apêndice B – Resultados numéricos

Despacho de Geracao definido pelo ONS 03/02/05 1/2

	Usina	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	S. da Mesa	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00
2	C. Brava	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00
3	Lajeado	500,00	500,00	300,00	300,00	300,00	300,00	600,00	600,00	600,00	900,00	900,00	900,00
4	Tucuruí	3410,82	2960,02	2920,40	2881,20	2851,30	2831,70	2802,80	2714,60	2802,80	2920,82	3008,52	3058,02
5	B. Esperança	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00
6	Três Marias	372,00	372,00	372,00	372,00	372,00	372,00	372,00	372,00	372,00	372,00	372,00	372,00
7	Sobradinho	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	450,00	490,00	490,00	490,00	490,00
8	Itaparica	800,00	640,00	640,00	640,00	480,00	480,00	480,00	480,00	480,00	640,00	640,00	640,00
9	Moxotó	69,00	69,00	69,00	69,00	69,00	69,00	69,00	69,00	53,00	53,00	53,00	53,00
10	P. Afonso 123	170,40	170,40	170,40	170,40	170,40	170,40	170,40	170,40	150,00	150,00	150,00	150,00
11	P. Afonso 4	1259,00	1119,00	1019,00	859,00	929,00	889,00	859,00	819,00	1095,00	1105,00	1235,00	1385,00
12	Xingó	1560,00	1550,00	1550,00	1550,00	1550,00	1550,00	1550,00	1550,00	1550,00	1550,00	1850,00	1860,00
13	Itaipé	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00
14	G. Amorim	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
15	S. Grande	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00
16	P. Estrela	112,00	112,00	112,00	112,00	112,00	112,00	112,00	112,00	112,00	112,00	112,00	112,00
17	Rosal	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00
18	Parabuna	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00
19	Jaguari	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00
20	Funil	165,00	165,00	165,00	165,00	165,00	165,00	165,00	165,00	165,00	165,00	165,00	165,00
21	I. dos Pombos	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00
22	N. Pequenha	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00
23	F. Nova	132,00	132,00	132,00	132,00	132,00	132,00	132,00	132,00	132,00	132,00	132,00	132,00
24	P. Coberta	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
25	Emborcação	170,00	170,00	170,00	170,00	170,00	170,00	170,00	170,00	170,00	170,00	170,00	170,00
26	Nova Ponte	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00
27	Miranda	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	130,00	120,00	120,00
28	Corumbá I	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00
29	Itumbiara	575,00	420,00	435,00	410,00	440,00	430,00	425,00	505,00	815,00	1050,00	1085,00	655,00
30	C. Dourada	450,00	320,00	270,00	270,00	270,00	270,00	270,00	320,00	320,00	320,00	320,00	320,00
31	São Simão	1400,00	1400,00	1400,00	1400,00	1400,00	1400,00	1625,00	1710,00	1710,00	1710,00	1710,00	1710,00
32	Camargos	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00
33	F. Grande	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00
34	Furnas	1030,00	1030,00	1030,00	1030,00	1030,00	1030,00	1030,00	1030,00	1030,00	1030,00	1030,00	1030,00
35	Peixoto	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00
36	Estreito	1050,00	1050,00	1050,00	1050,00	1050,00	1050,00	1050,00	1050,00	1050,00	1050,00	1050,00	1050,00
37	Jagarapava	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00
38	Volta Grande	380,00	380,00	380,00	380,00	380,00	380,00	380,00	380,00	380,00	380,00	380,00	380,00
39	P. Colômbia	320,00	320,00	320,00	320,00	320,00	320,00	320,00	320,00	320,00	320,00	320,00	320,00
40	Graminha	67,00	67,00	67,00	67,00	67,00	67,00	67,00	67,00	67,00	67,00	67,00	67,00
41	E. da Cunha	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
42	Limoeiro	25,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
43	Marimbondo	1240,00	1240,00	1240,00	1240,00	1240,00	1240,00	1240,00	1240,00	1240,00	1240,00	1240,00	1240,00
44	A. Vernelha	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00	1000,00	1100,00	1200,00	1200,00	1200,00	1200,00
45	I. Solteira	1862,00	1856,50	1863,00	1861,50	1863,00	1865,50	1870,50	2107,00	2096,50	2073,50	2064,00	2056,00
46	B. Bonita	124,00	124,00	124,00	124,00	124,00	124,00	124,00	124,00	124,00	124,00	124,00	124,00
47	Bariri	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00
48	Ibitinga	123,00	123,00	123,00	123,00	123,00	123,00	123,00	123,00	123,00	123,00	123,00	123,00
49	Promissão	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00
50	N. Avanhandava	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00
51	T. Irmãos	260,00	260,00	260,00	260,00	260,00	260,00	260,00	640,00	640,00	640,00	640,00	640,00
52	Jupia	1100,00	1100,00	1100,00	1100,00	1100,00	1100,00	1100,00	1300,00	1300,00	1300,00	1300,00	1300,00
53	P. Primavera	1000,00	1000,00	1300,00	1300,00	1300,00	1300,00	1300,00	1300,00	1200,00	1200,00	1200,00	1200,00
54	Jurumirim	48,00	48,00	48,00	48,00	48,00	48,00	48,00	48,00	48,00	48,00	48,00	48,00
55	Clayvantes	102,00	102,00	102,00	102,00	102,00	102,00	102,00	180,00	300,00	300,00	300,00	300,00
56	S. Grande	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00
57	Canoaas II	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	55,00	70,00	70,00	70,00	70,00
58	Canoaas I	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	60,00	80,00	80,00	80,00	80,00
59	Capivara	550,00	330,00	330,00	330,00	330,00	330,00	330,00	550,00	550,00	550,00	550,00	550,00
60	Taquaraçu	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	180,00	500,00	500,00	500,00	500,00
61	Rosana	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	240,00	270,00	270,00	270,00	270,00	270,00
62	Itaipu50	3520,00	2770,00	2520,00	2520,00	3020,00	3520,00	3520,00	4280,00	5055,00	5465,00	5470,00	5470,00
63	Itaipu60	5825,00	5750,00	5575,00	5550,00	5575,00	5775,00	5775,00	5025,00	5525,00	5700,00	5900,00	5900,00
64	Foz do Areia	484,00	368,50	337,50	290,00	290,00	308,50	388,00	776,00	776,00	973,00	1170,00	1116,50
65	Segredo	622,50	460,50	360,00	360,00	360,00	360,00	410,50	451,00	656,00	812,50	720,00	634,00
66	S. Santiago	740,00	295,00	280,00	280,00	280,00	280,00	370,00	670,00	750,00	780,00	900,00	820,00
67	Salto Osório	597,90	289,92	287,50	293,94	280,99	282,45	288,96	426,90	456,95	587,40	755,40	665,95
68	Salto Caxias	277,48	264,95	234,95	234,95	234,95	234,95	278,48	260,00	569,90	580,45	536,00	545,00
69	Manso	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
70	Machadinho	260,00	260,00	260,00	260,00	260,00	260,00	260,00	260,00	390,00	520,00	520,00	520,00
71	Itá	270,00	270,00	270,00	270,00	270,00	360,00	450,00	450,00	555,00	660,00	660,00	660,00
72	Passo Fundo	105,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35,00	70,00	105,00	210,00	210,00	210,00
73	Cubatão	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00
74	Capivari/Cachoeira	260,00	260,00	252,50	215,00	232,00	248,50	260,00	260,00	260,00	260,00	260,00	260,00
75	Passo Real	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00
76	Jacui	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
77	Itaúba	103,00	117,00	124,50	104,00	95,00	115,00	87,50	119,00	164,50	164,00	183,50	188,50
78	Dona Francisca	62,00	62,00	62,00	62,00	62,00	62,00	62,00	62,00	62,00	62,00	62,00	62,00
	Total	39111,10	35885,79	35213,75	34863,99	35295,64	36075,00	37210,14	39515,90	42873,65	45092,67	46198,42	45674,97

Tabela B.1 – Despacho de geração: Solução inicial 1/2.

[illegible]

154

Apêndice B – Resultados numéricos

[illegible]

Tabela B.2 – Despacho de unidades geradoras: Solução inicial.

Apêndice B – Resultados numéricos

Perdas associadas ao despacho de geração e de unidades geradoras 1/2													
	Usina	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	S. da Mesa	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
2	C. Brava	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
3	Lajeado	1,7	1,7	349,9	349,9	349,9	349,9	56,2	56,2	56,2	93,8	93,8	93,8
4	Tucuruí	220,3	235,1	238,1	241,4	244,0	245,9	248,7	258,2	248,7	238,1	231,8	228,8
5	B. Esperança	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
6	Três Marias	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
7	Sobradinho	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	18,9	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5
8	Itaiparica	0,5	5,0	5,0	5,0	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	5,0	5,0	5,0
9	Moxotó	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4
10	P. Afonso 123	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	41,7	41,7	41,7	41,7
11	P. Afonso 4	19,6	28,6	12,6	16,0	10,2	12,7	16,0	22,4	23,5	25,5	20,0	28,2
12	Xingó	22,6	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	6,8	8,2
13	Itupebi	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
14	G. Amorim	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
15	S. Grande	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	P. Estrela	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
17	Rosal	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
18	Paraibuna	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
19	Jaguari	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
20	Fumil	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
21	Idos Pombos	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3
22	N. Peçanha	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
23	F. Nova	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
24	P. Coberta	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
25	Emborcação	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
26	Nova Ponte	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6
27	Miranda	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	6,2	7,3	7,3
28	Corumbá I	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8
29	Itumbiara	4,8	20,9	18,0	23,0	17,1	18,9	19,9	8,2	13,1	31,9	39,0	29,0
30	C. Dourada	6,5	32,4	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4
31	São Simão	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	22,2	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
32	Camargos	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
33	F. Grande	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
34	Furnas	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
35	Peixoto	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
36	Estreito	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9
37	Igarapava	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
38	Volta Grande	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9
39	P. Colômbia	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
40	Graminha	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
41	E. da Cunha	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
42	Limoeiro	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
43	Marimbondo	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9
44	Á. Vermelha	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	60,7	51,8	46,6	46,6	46,6	46,6
45	I. Solteira	68,0	67,9	68,0	68,0	68,0	68,1	68,2	80,1	79,3	77,5	76,9	76,3
46	B. Bonita	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
47	Bariri	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
48	Ibitinga	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
49	Promissão	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
50	N. Avanhandava	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5
51	T. Irmãos	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
52	Jupia	150,3	150,3	150,3	150,3	150,3	150,3	150,3	257,6	257,6	257,6	257,6	257,6
53	P. Primavera	172,3	172,3	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	341,8	277,7	277,7	277,7	277,7
54	Jurumirim	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
55	Chavantes	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	3,8	17,4	17,4	17,4	17,4
56	S. Grande	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
57	Canas II	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,6	3,5	3,5	3,5	3,5
58	Canas I	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	2,3	2,3	2,3	2,3
59	Capivara	23,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6
60	Taquaruçu	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	2,6	45,9	45,9	45,9	45,9
61	Rosana	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	14,4	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3
62	Itaipu50	58,0	178,4	305,0	305,0	95,0	58,0	58,0	113,5	214,5	394,7	397,5	397,5
63	Itaipu60	312,3	283,3	226,2	219,2	226,2	292,7	292,7	141,6	212,6	265,5	343,9	343,9
64	Foz do Areia	26,5	1,0	1,0	4,7	4,7	2,8	2,0	6,6	6,6	9,5	24,6	11,0
65	Segredo	11,2	2,8	13,4	13,4	13,4	13,4	6,6	3,3	6,6	5,5	3,8	8,4
66	S. Santiago	14,3	0,6	0,1	0,1	0,1	0,1	18,5	21,2	13,1	10,5	16,7	9,6
67	Salto Osório	20,1	23,1	23,4	22,5	24,5	24,2	23,2	11,1	10,8	20,0	31,8	29,9
68	Salto Caxias	1,4	-0,1	8,2	8,2	8,2	8,2	1,7	0,1	11,4	16,5	2,4	3,7
69	Manso	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
70	Machadinho	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	5,2	7,7	7,7	7,7
71	Itá	290,6	290,6	290,6	290,6	290,6	198,9	124,7	124,7	60,0	18,9	18,9	18,9
72	Passo Fundo	0,7	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	4,7	1,1	0,7	1,8	1,8	1,8
73	Cubatão	255,2	255,2	255,2	255,2	255,2	255,2	255,2	255,2	255,2	255,2	255,2	255,2
74	Capivari/Cachoeira	3,8	3,8	2,6	0,8	0,8	2,1	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
75	Passo Real	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
76	Jacui	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
77	Itaúba	15,2	11,1	9,1	14,9	17,9	11,6	20,6	10,5	2,1	2,2	0,8	0,6
78	Dona Francisca	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Total	2293,52	2439,79	3043,53	3054,86	2863,91	2800,79	2404,08	2326,48	2427,92	2669,72	2744,40	2723,43

Tabela B.3 – Perdas: Solução inicial 1/2.

Apêndice B – Resultados numéricos

Perdas associadas ao despacho de geração e de unidades geradoras 2/2														
Usina	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total	
1 S. da Mesa	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	34,15	
2 C. Brava	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	91,15	
3 Lajeado	93,8	93,8	93,8	93,8	93,8	93,8	93,8	93,8	93,8	93,8	1,7	1,7	2794,72	
4 Tucuruí	225,5	223,2	262,8	247,6	225,9	226,8	222,1	241,3	322,6	281,3	277,1	225,0	5860,15	
5 B. Esperança	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	59,24	
6 Três Marias	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	65,73	
7 Sobradinho	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	558,69	
8 Itaparica	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	10,0	7,4	7,4	0,5	0,5	196,66	
9 Moxotó	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,17	
10 P. Afonso 123	41,7	41,7	41,7	41,7	41,7	41,7	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	962,96	
11 P. Afonso 4	25,6	27,6	26,3	40,9	40,9	33,0	20,4	20,7	34,2	38,9	42,7	33,3	619,84	
12 Xingó	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	22,6	22,6	8,2	22,6	25,0	25,0	438,14	
13 Itapebi	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	0,5	0,5	0,5	0,5	6,6	134,23	
14 G. Amorim	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	4,51	
15 S. Grande	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,40	
16 P. Estrela	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-2,04	
17 Rosal	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	33,86	
18 Paraituna	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	43,22	
19 Jaguari	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	14,85	
20 Funil	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	128,77	
21 L dos Pombos	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	15,6	15,6	15,6	15,6	6,4	245,63	
22 N. Pecanha	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	50,35	
23 F. Nova	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	29,11	
24 P. Cobera	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	2,6	2,6	0,3	11,20	
25 Emborcação	6,3	6,3	6,3	0,8	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	4,2	120,55	
26 Nova Ponte	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	662,27	
27 Miranda	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	139,81	
28 Corumbá I	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	690,99	
29 Itumbiara	60,4	18,6	12,9	25,2	14,4	14,7	14,4	37,6	23,7	52,0	53,4	14,1	585,09	
30 C. Dourada	32,4	6,6	6,6	6,6	6,6	3,1	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	3,1	550,45	
31 São Simão	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	22,2	569,63	
32 Camargos	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	4,24	
33 F. Grande	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	134,28	
34 Furnas	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	299,14	
35 Peixoto	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	29,64	
36 Estreito	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	501,64	
37 Igarapava	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	148,01	
38 Volta Grande	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	356,48	
39 P. Colômbia	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	389,46	
40 Graminha	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	140,52	
41 E. da Cunha	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	117,39	
42 Limoeiro	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	45,96	
43 Marimbondo	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	2182,03	
44 A. Vermelha	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	98,5	60,7	51,8	46,6	46,6	46,6	73,1	1546,79	
45 I. Solteira	76,6	77,1	77,5	76,9	76,8	77,2	68,4	67,5	67,9	72,3	77,1	68,3	1750,10	
46 B. Bonita	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	162,73	
47 Barri	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	144,69	
48 Ibitinga	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	29,60	
49 Promissão	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	45,96	
50 N. Avanhandava	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	372,82	
51 T. Irmãos	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	511,26	
52 Jupia	257,6	257,6	257,6	257,6	257,6	257,6	257,6	257,6	257,6	257,6	257,6	199,7	5373,21	
53 P. Primavera	277,7	277,7	277,7	277,7	277,7	221,1	221,1	221,1	341,8	341,8	341,8	221,1	6804,68	
54 Jurumirim	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	5,89	
55 Chavantes	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	3,3	8,5	338,31	
56 S. Grande	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	108,17	
57 Canoas II	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	63,38	
58 Canoas I	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	40,49	
59 Capivara	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	31,4	20,4	23,6	23,6	23,6	697,53	
60 Taquaruçu	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	61,1	61,1	61,1	10,9	8,7	732,94	
61 Rosana	14,4	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	409,61	
62 Itaipu50	386,6	408,5	417,0	417,0	411,4	293,6	298,1	309,4	378,6	309,4	110,1	293,9	6608,65	
63 Itaipu60	343,9	343,9	343,9	343,9	343,9	343,9	158,8	141,2	333,1	183,6	343,9	343,9	6728,22	
64 Foz do Areia	12,6	38,0	29,6	29,6	29,6	29,6	10,8	13,8	23,6	9,2	9,4	13,6	350,63	
65 Segredo	7,3	4,9	5,5	6,2	4,8	4,1	6,5	3,6	5,9	8,9	6,5	24,9	190,78	
66 S. Santiago	9,5	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	10,9	9,6	21,9	26,3	11,6	8,5	286,53	
67 Salto Osório	48,8	37,8	30,8	31,0	30,6	50,3	49,0	48,9	30,4	37,0	33,2	31,4	723,78	
68 Salto Caxias	11,0	15,7	97,4	21,7	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	397,9	1,9	780,95	
69 Manso	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	110,76	
70 Machadinho	2,7	5,2	7,7	7,7	7,7	5,2	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	102,43	
71 Itá	124,7	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	198,9	290,6	39,5	48,0	124,7	198,9	3137,33	
72 Passo Fundo	1,2	1,2	1,8	1,8	1,8	1,8	8,6	5,0	2,3	2,3	2,3	2,3	101,91	
73 Cubatão	255,2	255,2	255,2	255,2	255,2	255,2	255,2	255,2	255,2	255,2	255,2	255,2	6125,72	
74 Capivari/Cachoeira	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	81,54	
75 Passo Real	0,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	18,35	
76 Jacuí	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	103,73	
77 Itaúba	19,5	0,6	1,7	0,6	1,0	0,9	16,2	13,3	2,9	0,8	0,5	7,1	181,48	
78 Dona Francisca	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	4,84	
Total	2878,42	2742,11	2854,56	2784,28	2752,77	2636,99	2584,41	2723,52	2894,70	2698,25	2930,27	2550,37	64823,08	

Tabela B.3 – Perdas: Solução inicial 2/2

Apêndice B – Resultados numéricos

Caso A: Despacho de geração 1/2												
Usina	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 S. da Mesa	269,26	263,10	259,37	256,86	260,26	262,86	266,41	265,25	279,24	288,76	292,65	290,11
2 C. Brava	265,68	260,48	257,33	255,20	258,08	260,28	263,27	262,29	274,11	282,16	285,45	283,31
3 Lajeado	525,69	524,97	524,54	524,25	524,64	524,94	525,36	525,22	526,85	839,66	840,14	839,83
4 Tucuruí	3178,95	2944,42	2717,32	2696,44	2919,02	2942,29	3152,12	3141,23	3466,61	3562,04	3601,01	3575,61
5 B. Esperança	173,86	173,21	172,82	172,55	172,91	173,18	173,56	173,44	174,91	175,91	176,32	176,06
6 Três Marias	388,84	307,90	246,11	240,06	248,25	306,89	370,26	362,73	404,72	404,72	404,72	404,72
7 Sobradinho	409,93	390,33	378,46	324,86	381,30	389,57	400,85	397,17	482,62	551,38	566,27	556,56
8 Itaiparica	825,07	615,82	614,01	612,79	409,63	410,47	411,61	411,24	415,76	628,25	630,14	628,91
9 Moxotó	55,53	51,64	49,28	47,68	49,84	51,49	53,73	53,00	61,85	67,88	70,34	68,74
10 P. Afonso 123	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	141,52	173,44	152,63
11 P. Afonso 4	1280,46	961,14	956,39	953,18	957,53	960,84	965,36	963,88	981,72	993,86	1316,36	1312,47
12 Xingó	1652,35	1643,66	1638,40	1634,86	1639,66	1643,33	1648,33	1646,69	1666,43	1679,86	1685,35	1681,77
13 Itaipé	185,58	177,31	172,30	168,93	173,50	176,99	181,75	180,20	198,98	211,77	216,99	213,58
14 G. Amorim	88,71	87,96	87,51	87,20	87,62	87,93	88,36	88,22	89,92	91,07	91,54	91,23
15 S. Grande	69,14	68,64	68,34	68,13	68,41	68,62	68,91	68,82	69,96	70,73	71,05	70,84
16 P. Estrela	111,06	109,89	109,18	108,70	109,35	109,84	110,52	110,30	112,97	113,40	113,40	113,40
17 Rosal	56,79	56,05	55,61	55,31	55,71	56,02	56,45	56,31	57,97	59,11	59,57	59,27
18 Paraíba	17,35	16,39	15,81	15,42	15,95	16,36	16,91	16,73	18,90	20,38	20,98	20,59
19 Jaguarí	22,94	22,32	21,95	21,70	22,04	22,30	22,65	22,54	23,93	24,88	25,27	25,01
20 Furnil	160,84	158,46	157,02	156,05	157,37	158,37	159,74	159,29	164,70	168,38	169,89	168,91
21 Idos Pombos	116,47	112,06	109,39	107,59	110,03	111,89	114,43	113,60	123,61	130,42	133,20	131,39
22 N. Picanha	399,60	182,87	155,44	93,06	162,01	237,31	396,40	380,06	399,60	399,60	399,60	399,60
23 F. Nova	127,74	123,75	121,33	119,71	121,91	123,60	125,89	125,15	134,21	137,88	137,88	137,88
24 P. Coberta	48,31	47,91	47,67	47,50	47,73	47,89	48,12	48,05	48,96	49,57	49,83	49,66
25 Emborcação	199,21	194,10	191,00	188,92	191,74	193,90	196,84	195,88	207,49	215,40	218,63	216,52
26 Nova Ponte	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00
27 Miranda	81,98	76,66	73,43	71,26	74,20	76,45	79,52	78,52	90,61	190,84	197,41	193,12
28 Corumbá I	354,04	350,64	348,58	347,20	349,08	350,51	352,47	351,83	359,55	364,81	366,96	365,56
29 Itumbiara	509,07	500,62	495,50	492,05	496,72	500,29	505,16	503,57	765,73	784,30	791,89	786,94
30 C. Dourada	401,47	396,11	392,87	390,68	393,64	395,90	398,99	397,98	410,15	418,44	421,83	419,62
31 São Simão	1603,53	1351,32	1320,77	1300,18	1328,08	1537,32	1574,01	1562,04	1706,88	1730,20	1730,20	1730,20
32 Camargos	39,45	39,13	38,93	38,80	38,98	39,11	39,30	39,24	39,97	40,47	40,68	40,54
33 F. Grande	87,79	86,08	85,04	84,34	85,29	86,01	87,00	86,67	135,86	139,83	141,46	140,40
34 Furnas	910,53	742,86	725,26	713,40	729,47	875,42	894,88	888,53	1107,93	1167,25	1181,60	1175,68
35 Peixoto	104,69	103,41	102,63	102,11	102,82	103,36	104,10	103,86	105,89	105,89	105,89	105,89
36 Estreito	1014,14	987,06	970,66	959,60	974,58	986,02	1001,60	996,52	1058,05	1099,94	1100,00	1100,00
37 Igarapava	162,63	159,56	157,70	156,45	158,15	159,44	161,21	160,63	167,61	172,36	174,30	173,03
38 Volta Grande	372,70	367,65	364,59	362,53	365,32	367,45	370,36	369,41	380,89	388,71	390,60	389,82
39 P. Colômbia	308,15	301,37	297,26	294,49	298,24	301,10	305,01	303,73	319,14	329,63	333,91	331,12
40 Graminha	65,87	64,98	64,44	64,07	64,57	64,94	65,45	65,29	67,31	68,50	68,50	68,50
41 E. da Cunha	87,13	85,49	84,50	83,83	84,74	85,43	86,37	86,06	89,79	92,32	93,36	92,68
42 Limoeiro	28,43	27,66	27,20	26,88	27,31	27,64	28,08	27,93	29,68	30,87	31,36	31,04
43 Marimbondo	1221,92	1211,57	1205,31	1201,08	1206,81	1211,18	1217,13	1215,19	1238,69	1254,69	1261,23	1256,97
44 A. Vermelha	834,64	813,09	800,04	791,25	803,16	812,26	824,66	824,66	995,91	1055,20	1095,57	1112,06
45 I. Solteira	1737,24	1579,04	1558,75	1545,08	1563,61	1577,75	1720,82	1714,16	2070,95	2133,93	2159,65	2142,88
46 B. Bonita	118,46	115,29	113,38	112,08	113,84	115,17	116,99	116,40	123,59	128,49	130,49	129,19
47 Bariri	118,07	115,83	114,47	113,55	114,79	115,74	117,03	116,61	121,71	125,18	126,60	125,67
48 Ibitinga	119,57	117,62	116,43	115,63	116,72	117,54	118,67	118,30	122,75	125,77	127,01	126,20
49 Promissão	157,84	108,53	104,21	101,30	105,24	147,97	153,44	151,66	173,24	187,94	193,94	190,03
50 N. Avanhandava	283,32	273,77	267,99	264,09	269,37	273,40	278,90	277,11	298,80	313,57	319,60	315,67
51 T. Irmãos	436,28	331,50	300,23	277,03	308,46	331,50	414,05	405,04	575,95	649,35	659,00	659,00
52 Jupia	1215,29	1202,59	1194,89	1189,71	1196,73	1202,10	1209,41	1207,02	1235,88	1255,53	1263,55	1258,32
53 P. Primavera	1179,27	1165,03	1156,41	1150,59	1158,47	1164,48	1172,68	1170,00	1202,35	1224,38	1233,37	1227,51
54 Jurumirim	50,69	25,94	25,34	24,94	25,49	25,90	26,47	26,47	49,56	53,49	56,17	56,55
55 Chavantes	166,88	165,47	164,61	164,04	164,82	165,41	166,23	165,96	248,86	252,01	253,30	252,46
56 S. Grande	67,27	65,71	64,77	64,14	65,00	65,65	66,55	66,26	69,79	72,20	73,18	72,54
57 Canoas II	57,14	55,15	53,95	53,13	54,23	55,07	56,22	55,85	60,37	63,45	64,71	63,89
58 Canoas I	64,86	62,52	61,10	60,14	61,44	62,43	63,78	63,34	68,66	72,29	73,77	72,80
59 Capivara	497,79	381,50	378,72	376,84	379,38	381,32	495,25	494,22	506,69	515,19	518,66	516,40
60 Taquaruçu	347,58	336,93	290,89	286,77	292,36	336,51	342,65	340,65	364,85	381,34	388,07	383,68
61 Rosana	240,58	235,19	231,93	229,73	232,71	234,99	238,09	237,07	249,32	257,65	261,06	258,84
62 Itaipu50	3392,30	3376,56	3367,02	3360,59	3369,30	3375,95	3385,01	4938,80	4993,54	5030,81	5046,02	5036,10
63 Itaipu60	5649,64	5626,76	5612,91	5603,57	5616,22	5625,88	5639,05	5634,75	5686,71	5722,09	5736,54	5727,12
64 Foz do Areia	592,55	293,98	290,62	288,36	291,42	293,76	296,95	585,50	610,11	926,95	1229,10	930,39
65 Segredo	445,60	436,48	430,95	427,22	432,27	436,12	441,38	439,66	687,38	708,34	716,89	711,32
66 S. Santiago	820,77	281,50	280,06	279,09	280,41	281,41	282,78	553,99	830,30	839,39	843,11	840,69
67 Salto Osório	463,04	325,67	320,04	316,25	321,39	325,31	330,66	455,39	482,10	500,28	636,34	630,48
68 Salto Caxias	261,57	260,99	260,63	260,40	260,72	260,96	261,30	261,19	521,70	523,42	524,12	523,67
69 Manso	123,86	121,64	120,29	119,38	120,61	121,55	122,83	122,41	164,52	168,86	170,64	169,48
70 Machadinho	260,94	253,64	249,22	246,24	250,28	253,36	257,56	256,19	272,77	548,09	556,62	551,06
71 Ita	403,60	403,60	403,60	403,60	403,60	403,60	507,34	506,39	517,94	525,80	529,01	526,92
72 Passo Fundo	63,09	58,90	56,36	54,64	56,96	58,73	61,15	60,36	69,89	151,12	156,35	152,94
73 Cubatão	33,00	33,00	33,00	33,00	33,00	33,00	33,00	33,00	33,00	33,00	34,02	33,00
74 Capivari/Cachoeira	252,47	250,14	248,72	247,77	249,06	250,05	251,39	250,95	256,26	259,87	261,35	260,38
75 Passo Real	62,23	59,82	58,35	57,37	58,70	59,72	61,12	60,66	66,15	69,89	71,42	70,43
76 Jacuí	148,04	146,92	146,24	145,79	146,40	146,88	147,52	147,31	149,84	151,57	152,28	151,82
77 Itaúba	140,59	137,47	135,58	134,30	136,03	137,35	139,14	138,56	145,65	150,47	152,44	151,16
78 Dona Francisca	60,53	59,69	59,19	58,84	59,31	59,66	60,14	59,99	61,89	63,19	63,72	63,38
Total	39111,47	35886,01	35214,14	34864,35	35295,99	36075,21	37210,68	39516,51	42873,95	45092,79	46198,45	45674,99

Tabela B.4 – Despacho de geração: Minimização de perdas 1/2.

Apêndice B – Resultados numéricos

Caso A: Despacho de geração 2/2

	Usina	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Meta
1	S. da Mesa	282,28	294,54	299,00	299,80	299,58	284,78	276,79	275,52	300,44	296,37	288,05	268,87	6721,15
2	C. Brava	276,69	287,04	290,81	354,17	291,31	278,80	272,05	270,98	354,98	288,60	281,56	265,35	6721,98
3	Lajeado	838,86	840,37	840,93	841,03	841,00	839,17	838,18	838,02	841,10	840,60	527,87	525,64	16701,86
4	Tucuruí	3497,15	3619,94	3664,64	3672,74	3670,54	3522,17	3249,84	3237,93	3679,11	3638,35	3554,94	3175,26	80083,67
5	B. Esperança	175,23	176,52	176,99	177,08	177,05	175,49	174,65	174,52	177,14	176,72	175,84	173,82	4204,78
6	Três Marias	404,72	404,72	404,72	404,72	404,72	404,72	404,72	404,72	404,72	404,72	404,72	386,29	8934,13
7	Sobradinho	526,58	573,50	590,59	593,68	592,84	536,14	473,98	469,51	596,12	580,54	548,66	408,68	11727,12
8	Itaipu	625,11	631,05	633,21	633,61	633,50	626,32	622,45	829,12	1056,50	1053,24	837,21	824,82	15627,84
9	Moxotó	63,78	71,54	74,36	74,87	74,73	65,36	60,30	59,50	75,27	72,70	67,43	55,29	1505,13
10	P. Afonso 123	140,00	188,93	225,54	232,17	230,37	140,00	140,00	140,00	237,39	204,01	140,00	140,00	3896,00
11	P. Afonso 4	1300,45	1319,26	1326,11	1327,35	1327,01	1304,29	1292,02	1290,08	1645,17	1638,02	1623,40	1589,70	29597,05
12	Xingó	1670,72	1688,01	1694,30	1695,44	1695,13	1674,25	1662,97	1661,19	1696,34	1690,60	1678,86	1651,79	40032,29
13	Itaipé	203,07	219,52	225,51	226,60	226,30	206,42	195,69	193,99	227,45	221,99	210,81	185,05	4813,28
14	G. Amorim	90,29	91,77	92,31	92,41	92,38	90,59	89,62	89,47	92,49	91,99	90,98	88,66	2174,23
15	S. Grande	70,21	71,20	71,57	71,63	71,61	70,41	69,76	69,65	71,68	71,35	70,67	69,11	1695,44
16	P. Estrela	113,40	113,40	113,40	113,40	113,40	113,40	112,50	112,26	113,40	113,40	113,40	110,99	2704,36
17	Rosal	58,34	59,79	59,96	59,96	59,96	58,63	57,68	57,53	59,96	59,96	59,02	56,74	1408,70
18	Paraibuna	19,37	21,27	21,97	22,09	22,06	19,76	18,52	18,32	22,19	21,56	20,27	17,29	474,44
19	Jaguari	24,23	25,46	25,90	25,98	25,96	24,48	23,69	23,56	26,04	25,64	24,81	22,90	595,18
20	Fumil	165,88	170,62	172,34	172,65	172,57	166,84	163,75	163,27	172,90	171,33	168,11	160,69	3979,97
21	Idos Pombos	125,79	134,55	137,74	138,32	138,17	127,57	121,86	120,95	138,78	135,87	129,91	116,19	3000,78
22	N. Picanha	399,60	399,60	399,60	399,60	399,60	399,60	399,60	399,60	399,60	399,60	399,60	399,60	8422,35
23	F. Nova	136,19	137,88	137,88	137,88	137,88	137,80	132,63	131,80	137,88	137,88	137,88	127,49	3191,00
24	P. Cobera	49,15	49,95	50,24	50,29	50,28	49,32	48,80	48,72	50,33	92,52	91,74	48,28	1284,82
25	Emborcação	210,02	220,20	223,90	224,57	224,39	212,10	205,46	204,41	225,10	221,72	214,81	198,88	5020,19
26	Nova Ponte	122,00	122,00	134,26	140,90	139,10	122,00	122,00	122,00	146,13	122,00	122,00	122,00	3026,39
27	Miranda	93,25	200,60	208,14	209,51	209,13	184,11	88,50	87,40	210,58	203,71	189,64	81,64	3277,21
28	Corumbá I	361,24	368,00	370,47	370,91	370,79	362,61	358,20	357,50	371,26	369,02	364,42	353,83	8667,48
29	Iumbiara	771,68	795,57	804,27	805,84	805,41	776,54	760,96	758,49	807,08	799,15	782,92	745,51	16574,26
30	C. Dourada	412,81	423,47	427,35	428,05	427,86	414,98	408,02	406,92	428,61	425,07	417,82	401,13	9889,77
31	São Simão	1730,20	1730,20	1730,20	1730,20	1730,20	1730,20	1681,54	1668,43	1730,20	1730,20	1730,20	1599,48	39026,98
32	Camargos	40,13	40,77	41,01	41,05	41,04	40,26	39,84	39,78	41,08	40,87	40,43	39,43	992,29
33	F. Grande	137,13	142,25	144,11	144,45	144,36	138,17	134,83	134,31	144,71	143,01	139,54	87,68	2913,32
34	Furnas	1126,91	1181,60	1181,60	1181,60	1181,60	1142,46	1092,69	1084,80	1181,60	1181,60	1162,83	908,38	24754,48
35	Peixoto	105,89	105,89	105,89	105,89	105,89	105,89	105,89	105,89	105,89	105,89	105,89	104,61	2554,94
36	Estreito	1071,45	1100,00	1100,00	1100,00	1100,00	1082,43	1047,28	1041,71	1100,00	1100,00	1096,82	1012,42	25236,28
37	Igarapava	169,13	175,24	177,46	177,87	177,76	170,37	166,39	165,76	178,18	176,15	172,00	162,44	4068,82
38	Volta Grande	383,39	390,60	390,60	390,60	390,60	385,44	378,88	377,85	390,60	390,60	388,13	372,38	9157,70
39	P. Colômbia	322,50	335,99	340,91	341,80	341,55	325,25	316,44	315,05	342,50	338,02	328,85	307,72	7718,73
40	Graminha	67,75	68,50	68,50	68,50	68,50	68,11	66,95	66,77	68,50	68,50	68,50	65,81	1647,31
41	E. da Cunha	90,60	93,86	95,05	95,26	95,20	91,26	89,14	88,80	95,43	94,35	92,13	87,03	2200,81
42	Limozeiro	30,06	31,59	32,15	32,25	32,22	30,37	29,38	29,22	32,33	31,82	30,78	28,39	756,64
43	Marimbondo	1243,81	1264,40	1271,89	1273,25	1272,88	1248,00	1234,58	1232,45	1274,32	1267,49	1253,50	1221,26	29802,60
44	Á. Vermelha	1068,12	1120,06	1125,31	1129,28	1141,47	1078,70	1044,83	1039,46	1132,41	1127,85	1092,57	1011,23	24794,44
45	I. Solteira	2091,11	2172,13	2319,44	2324,97	2323,47	2107,61	2054,77	2046,40	2329,33	2184,29	2129,24	1734,98	47366,60
46	B. Bonita	125,16	131,46	133,75	134,17	134,06	126,44	122,33	121,68	134,50	132,40	128,12	118,26	3021,70
47	Bariri	122,82	127,28	128,91	129,20	129,12	123,73	120,81	120,35	129,44	127,95	124,92	117,93	2974,71
48	Ibitinga	123,71	127,61	129,03	129,28	129,21	124,51	121,97	121,57	129,49	128,19	125,55	119,45	2999,78
49	Promissão	177,94	196,85	203,74	204,99	204,65	181,80	169,46	167,51	205,97	199,69	186,84	157,24	4081,02
50	N. Avanhandava	303,53	322,53	329,45	330,70	330,36	307,40	295,00	293,04	331,69	325,38	312,47	282,71	7249,85
51	T. Irmãos	599,44	659,00	659,00	659,00	659,00	618,68	557,09	547,34	659,00	659,00	643,88	433,22	12752,04
52	Jupia	1242,17	1267,45	1276,65	1278,32	1277,86	1247,32	1230,83	1228,22	1279,63	1271,24	1254,06	1214,48	29751,25
53	P. Primavera	1209,40	1237,74	1248,05	1249,92	1249,41	1215,17	1196,69	1193,76	1251,39	1241,98	1222,73	1178,36	28952,14
54	Jurumirim	54,35	57,79	59,04	59,27	59,21	55,05	52,81	52,45	59,45	58,31	55,97	50,58	1206,08
55	Chavantes	249,87	253,93	255,40	335,31	255,60	250,70	248,05	247,63	335,58	254,53	251,78	245,43	5568,86
56	S. Grande	70,56	73,66	74,79	74,99	74,93	71,19	69,17	68,85	75,15	74,12	72,02	67,17	1735,66
57	Canoas II	61,36	65,32	66,76	67,02	66,95	62,16	59,58	59,17	67,23	65,91	63,22	57,02	1511,86
58	Canoas I	69,82	74,49	76,18	76,49	76,41	70,77	67,73	67,25	76,73	75,19	72,02	64,71	1712,92
59	Capivara	509,41	520,34	524,32	525,04	524,85	511,64	504,51	503,38	525,61	521,98	514,56	497,44	11684,04
60	Taquaruçu	370,13	391,33	399,06	400,45	400,07	374,45	360,62	358,43	401,55	394,51	380,11	346,90	8729,89
61	Rosana	251,98	262,71	266,61	267,32	267,13	254,17	247,17	246,07	267,88	264,32	257,03	240,24	6060,79
62	Itaipu50	5005,46	5053,41	5070,87	5074,03	5073,17	5015,23	4983,96	4979,01	5076,52	5060,60	5028,03	4952,95	109107,24
63	Itaipu60	5698,04	5743,56	5760,13	5763,13	5762,32	5707,31	5677,62	5672,92	5765,49	5750,38	5719,46	5648,18	136612,78
64	Foz do Areia	910,49	941,63	952,97	955,02	954,46	916,84	896,53	893,31	1254,52	946,30	925,15	876,39	18117,30
65	Segredo	694,09	721,05	730,87	732,65	732,16	699,58	682,00	679,21	972,36	960,59	936,50	664,56	15584,23
66	S. Santiago	833,21	844,91	849,17	849,94	849,73	835,59	827,96	826,75	1113,87	1109,12	838,72	556,55	16815,02
67	Salto Osório	612,38	640,70	651,01	652,88	652,37	618,15	599,68	596,75	654,35	644,95	625,71	581,36	12704,24
68	Salto Caxias	522,25	524,46	525,27	783,53	783,47	779,70	777,66	777,34	783,69	782,65	263,33	519,83	12071,85
69	Manso	165,91	171,50	173,53	173,90	173,80	167,05	163,40	126,13	174,19	172,33	168,54	123,72	3669,07
70	Machadinho	276,38	290,91	290,53	572,30	571,82	279,34	269,87	268,37	297,91	293,00	283,22	260,48	8260,19
71	Itá	520,46	530,57	534,26	534,93	534,74	522,52	403,60	403,60	535,45	532,09	525,22	403,60	11587,04
72	Passo Fundo	142,41	158,90	164,90	165,99	165,69	145,77	135,01	133,31	166,84	161,37	150,17	124,34	2887,19
73	Cubatão	33,00	35,09	37,60	38,06	37,94	33,00	33,00	33,00	38,42	36,12	33,00	33,00	891,25
74	Capivari/Cachoeira	257,41	261,92	261,92	261,92	261,92	258,36	255,33	254,85	261,92	261,92	259,60	252,32	6221,80
75	Passo Real	67,35	72											

Apêndice B – Resultados numéricos

Caso A: Despacho de unidades geradoras																										
Usina	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Nº PP	
1 S. da Mesa	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	
2 C. Brava	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	
3 Lajeado	2	2	2	2	2	2	2	2	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	2	6	
4 Tucuruí	13	12	11	11	12	12	13	13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	13	13	14	14	14	13	8	
5 B. Esperança	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
6 Três Marias	6	5	4	4	4	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	4	
7 Sobradinho	4	4	4	3	4	4	4	4	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	6	6	6	4	8	
8 Itaparica	4	3	3	3	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	5	5	4	4	6	
9 Moxotó	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	
10 P. Afonso 123	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	0	
11 P. Afonso 4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	3	
12 Xingó	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	
13 Itaipé	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
14 G. Amorim	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
15 S. Grande	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
16 P. Estrela	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
17 Rosal	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
18 Paraibuna	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	
19 Jaguarí	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
20 Funil	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
21 Idos Pombos	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0	
22 N. Peganha	6	3	3	2	3	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	8	
23 F. Nova	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
24 P. Coberta	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	
25 Emborcação	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	
26 Nova Ponte	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
27 Miranda	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	1	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	1	
28 Corumbá I	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
29 Itumbiara	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	
30 C. Dourada	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	0	
31 São Simão	6	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	2	
32 Camargos	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
33 F. Grande	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	
34 Furnas	6	5	5	5	5	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	4	
35 Peixoto	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
36 Estreito	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	0	
37 Igarapava	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0	
38 Volta Grande	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	
39 P. Colômbia	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	
40 Graminha	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
41 E. da Cunha	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	
42 Limoeiro	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
43 Marimbondo	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	0	
44 A. Vermelha	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	
45 I. Solteira	11	10	10	10	10	10	11	11	13	13	13	13	13	13	14	14	14	13	13	13	14	13	13	11	10	
46 B. Bonita	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	
47 Bariri	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
48 Ibitinga	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
49 Promissão	3	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	
50 N. Avanhandava	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
51 T. Irmãos	3	2	2	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	
52 Jupia	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	0	
53 P. Primavera	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	0	
54 Jurumirim	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
55 Chavantes	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	5	
56 S. Grande	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	
57 Canoas II	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
58 Canoas I	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
59 Capivara	4	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	2	
60 Taquaruçu	5	5	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	2	
61 Rosana	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	
62 Itaipu50	6	6	6	6	6	6	6	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	3	
63 Itaipu60	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	0	
64 Foz do Areia	2	1	1	1	1	1	2	2	2	3	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	7	
65 Segredo	2	2	2																							

Apêndice B – Resultados numéricos

Caso A: Perdas 1/2													
	Usina	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	S. da Mesa	1,8	2,2	2,4	2,6	2,4	2,2	2,0	2,1	1,4	1,2	1,2	1,2
2	C. Brava	2,9	2,7	2,6	2,5	2,6	2,7	2,8	2,8	3,4	4,0	4,3	4,1
3	Lajeado	1,2	1,1	1,0	0,9	1,0	1,1	1,1	1,1	1,4	55,2	55,3	55,3
4	Tucuruí	193,0	165,9	141,2	141,6	166,3	166,0	193,0	193,1	221,0	223,4	224,8	223,8
5	B. Esperança	2,3	2,2	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,5	2,6	2,7	2,7
6	Três Marias	3,0	1,1	0,1	0,1	0,1	1,1	2,7	2,6	3,3	3,3	3,3	3,3
7	Sobradinho	14,6	12,7	11,7	7,6	11,9	12,6	13,7	13,3	22,6	31,4	33,5	32,1
8	Itaparica	2,4	1,5	1,3	1,2	0,9	1,0	1,1	1,1	1,6	3,0	3,3	3,1
9	Moxotó	0,3	0,4	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0
10	P. Afonso 123	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	42,8	38,6	41,3
11	P. Afonso 4	19,8	9,8	9,7	9,7	9,7	9,8	9,8	9,8	10,3	10,8	21,3	21,0
12	Xingó	6,1	7,2	7,9	8,4	7,8	7,3	6,6	6,8	4,6	3,3	2,9	3,1
13	Itapebi	5,9	7,0	7,7	8,1	7,5	7,0	6,4	6,6	4,4	3,1	2,7	3,0
14	G. Amorim	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
15	S. Grande	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	P. Estrela	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
17	Rosal	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,4	1,6	1,7	1,7
18	Paraibuna	2,1	2,3	2,5	2,6	2,4	2,4	2,2	2,3	1,8	1,5	1,4	1,5
19	Jaguari	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
20	Funil	5,1	5,1	5,0	5,0	5,0	5,1	5,1	5,1	5,3	5,6	5,7	5,6
21	L dos Pombos	8,7	8,0	7,6	7,4	7,7	8,0	8,4	8,3	9,9	11,2	11,8	11,4
22	N. Peçanha	0,1	0,5	1,8	1,7	1,5	1,1	0,2	0,8	0,1	0,1	0,1	0,1
23	F. Nova	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,3	1,4	1,4	1,4
24	P. Cobera	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,2
25	Emborcação	2,7	3,2	3,5	3,8	3,5	3,2	2,9	3,0	2,0	1,5	1,4	1,5
26	Nova Ponte	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1
27	Miranda	1,6	2,0	2,3	2,5	2,2	2,0	1,8	1,8	1,0	1,7	1,4	1,6
28	Corumbá I	26,8	25,7	25,1	24,7	25,2	25,7	26,3	26,1	28,6	30,5	31,3	30,8
29	Itumbiara	7,9	8,7	9,2	9,6	9,1	8,7	8,2	8,4	15,5	14,3	14,0	14,2
30	C. Dourada	6,3	7,1	7,7	8,1	7,6	7,2	6,7	6,8	4,9	3,8	3,4	3,6
31	São Simão	22,9	8,1	9,4	10,4	9,1	25,2	23,8	24,2	20,7	20,4	20,4	20,4
32	Camargos	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
33	F. Grande	2,3	2,5	2,7	2,9	2,7	2,6	2,4	2,4	2,7	2,2	2,0	2,1
34	Furnas	9,5	6,8	7,0	7,2	6,9	9,5	9,5	9,5	13,3	15,1	15,6	15,4
35	Peixoto	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,3	1,3	1,3	1,3
36	Estreito	20,8	21,0	21,3	21,5	21,2	21,0	20,8	20,9	21,0	22,0	22,0	22,0
37	Igarapava	5,4	5,0	4,7	4,6	4,8	5,0	5,2	5,1	6,1	6,9	7,2	7,0
38	Volta Grande	13,3	12,4	11,8	11,4	11,9	12,3	12,9	12,7	15,0	16,8	17,2	17,1
39	P. Colômbia	13,7	12,3	11,5	11,0	11,7	12,2	13,0	12,8	16,0	18,5	19,5	18,8
40	Graminha	5,5	5,2	5,1	5,0	5,1	5,2	5,4	5,3	6,0	6,4	6,4	6,4
41	E. da Cunha	4,5	4,3	4,2	4,1	4,2	4,3	4,4	4,4	4,9	5,2	5,4	5,3
42	Limoeiro	1,6	1,5	1,4	1,3	1,4	1,5	1,5	1,5	1,9	2,2	2,3	2,2
43	Marimbondo	85,3	82,3	80,5	79,3	80,9	82,1	83,9	83,3	90,5	95,7	97,9	96,5
44	A. Vermelha	21,3	22,3	23,1	23,6	22,9	22,4	21,8	34,0	31,8	31,2	31,1	31,2
45	I. Solteira	55,2	45,2	44,4	43,9	44,6	45,2	54,4	54,0	77,4	82,5	84,8	83,3
46	B. Bonita	5,6	5,0	4,7	4,5	4,8	5,0	5,4	5,2	6,7	7,8	8,2	7,9
47	Bariri	5,2	4,8	4,6	4,4	4,6	4,8	5,0	4,9	6,0	6,7	7,1	6,8
48	Ibitinga	0,7	0,4	0,3	0,2	0,3	0,4	0,6	0,5	1,2	1,7	1,9	1,8
49	Promissão	1,4	0,3	0,2	0,1	0,2	1,1	1,3	1,2	2,2	3,2	3,6	3,3
50	N. Avanhandava	12,8	11,4	10,5	10,0	10,7	11,3	12,1	11,8	15,3	18,0	19,2	18,4
51	T. Irmãos	12,3	-0,2	4,8	8,6	3,5	-0,2	15,6	16,9	20,7	12,0	11,0	11,0
52	Jupia	208,0	201,1	196,9	194,2	197,9	200,8	204,7	203,5	219,5	230,8	235,5	232,4
53	P. Primavera	265,3	257,0	252,1	248,8	253,3	256,7	261,5	259,9	279,1	292,6	298,2	294,6
54	Jurumirim	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
55	Chavantes	1,8	1,7	1,6	1,5	1,6	1,7	1,7	1,7	4,2	4,6	4,8	4,7
56	S. Grande	3,9	3,6	3,4	3,2	3,4	3,6	3,7	3,7	4,5	5,0	5,3	5,1
57	Canoas II	1,8	1,6	1,5	1,4	1,5	1,6	1,7	1,6	2,1	2,5	2,7	2,5
58	Canoas I	0,8	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	1,1	1,4	1,6	1,5
59	Capivara	19,9	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	19,9	19,9	20,2	20,6	20,8	20,6
60	Taquaruçu	15,5	14,3	9,9	9,5	10,0	14,2	14,9	14,7	17,8	20,2	21,3	20,6
61	Rosana	14,5	13,6	13,2	12,8	13,3	13,6	14,1	13,9	16,0	17,6	18,3	17,9
62	Itaipu50	51,0	50,9	51,0	51,0	51,0	50,9	51,0	146,5	147,3	148,7	149,4	149,0
63	Itaipu60	248,8	241,6	237,3	234,5	238,4	241,3	245,4	244,1	261,0	273,3	278,4	275,0
64	Foz do Areia	9,1	4,3	4,7	5,0	4,6	4,3	3,9	9,8	7,4	12,0	19,9	11,8
65	Segredo	3,6	4,2	4,7	5,0	4,6	4,3	3,9	4,0	4,8	4,1	3,9	4,0
66	S. Santiago	9,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	3,3	9,8	10,2	10,4	10,3
67	Salto Osório	10,8	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	10,7	11,1	11,8	21,5	21,2
68	Salto Caxias	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	1,9	1,9	1,9
69	Manso	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	4,2	4,2	4,2	4,2
70	Machadinho	2,7	3,3	3,7	4,0	3,6	3,3	2,9	3,0	1,9	6,2	5,8	6,0
71	Itá	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	86,4	87,0	80,1	75,6	73,8	75,0
72	Passo Fundo	1,6	1,9	2,1	2,3	2,1	1,9	1,7	1,8	1,1	1,8	1,6	1,7
73	Cubatão	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	255,2	256,5
74	Capivari/Cachoeira	2,6	2,3	2,1	2,0	2,2	2,3	2,5	2,4	3,2	3,7	4,0	3,8
75	Passo Real	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,4	0,6	0,8	0,7
76	Jacui	3,8	3,6	3,4	3,3	3,5	3,6	3,7	3,7	4,3	4,7	4,9	4,8
77	Itaúba	5,6	6,2	6,6	6,9	6,5	6,3	5,9	6,0	4,7	3,9	3,6	3,8
78	Dona Francisca	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3
	Total	1990,31	1851,08	1812,06	1803,22	1838,70	1870,70	1871,80	1992,20	2145,58	2277,34	2329,09	2304,77

Tabela B.6 – Perdas: Minimização de perdas 1/2.

Apêndice B – Resultados numéricos

Caso A: Perdas 2/2																								
Usina	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total											
1 S. da Mesa	1,4	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,5	1,6	1,2	1,2	1,2	1,9	38,63											
2 C. Brava	3,6	4,4	4,8	9,8	4,8	3,7	3,2	3,2	9,9	4,5	3,9	2,9	95,79											
3 Lajeado	55,1	55,4	55,5	55,5	55,5	55,1	54,9	54,9	55,5	55,4	1,6	1,2	731,23											
4 Tucuruí	221,6	225,6	227,8	228,2	228,1	222,2	193,4	193,2	228,5	226,5	223,1	193,0	4864,11											
5 B. Esperança	2,5	2,7	2,8	2,8	2,8	2,6	2,4	2,4	2,9	2,8	2,6	2,3	59,68											
6 Três Marias	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,0	63,59											
7 Sobradinho	28,2	34,5	37,1	37,6	37,5	29,4	21,6	21,0	38,0	35,6	31,0	14,5	583,59											
8 Itaparica	2,6	3,4	3,8	3,8	3,8	3,8	2,7	2,2	2,9	6,5	6,0	4,0	65,76											
9 Moxotó	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	4,92											
10 P. Afonso 123	43,0	36,6	32,2	31,4	31,6	43,0	43,0	43,0	30,8	34,8	43,0	43,0	965,85											
11 P. Afonso 4	20,4	21,4	21,9	22,0	22,0	20,6	20,1	20,0	35,8	35,3	34,4	33,1	458,48											
12 Xingó	4,1	2,6	2,2	2,1	2,1	3,8	4,9	5,1	2,1	2,5	3,4	6,2	113,47											
13 Itapebi	4,0	2,5	2,1	2,0	2,0	3,6	4,7	4,9	1,9	2,3	3,2	6,0	108,61											
14 G. Amorim	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,3	5,05											
15 S. Grande	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,77											
16 P. Estrela	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-1,73											
17 Rosal	1,5	1,8	1,8	1,8	1,8	1,5	1,4	1,3	1,8	1,8	1,6	1,2	34,28											
18 Paraibuna	1,7	1,4	1,3	1,3	1,3	1,7	1,9	1,9	1,2	1,3	1,6	2,1	43,84											
19 Jaguari	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	15,30											
20 Funil	5,4	5,8	5,9	6,0	6,0	5,5	5,3	5,3	6,0	5,9	5,6	5,1	130,50											
21 Idos Pombos	10,3	12,1	12,8	12,9	12,8	10,7	9,6	9,5	13,0	12,4	11,1	8,7	244,36											
22 N. Pechanha	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	8,86											
23 F. Nova	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,2	1,2	1,4	1,4	1,4	1,1	30,51											
24 P. Coberta	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3	2,5	2,5	0,1	8,99											
25 Emborcação	1,9	1,3	1,1	1,1	1,1	1,7	2,2	2,3	1,1	1,2	1,6	2,7	51,50											
26 Nova Ponte	28,1	28,1	26,2	25,2	25,5	28,1	28,1	28,1	24,4	28,1	28,1	28,1	662,34											
27 Miranda	0,8	1,3	1,1	1,0	1,1	2,0	1,1	1,2	1,0	1,2	1,7	1,6	36,93											
28 Corumbá I	29,2	31,6	32,6	32,7	32,7	29,7	28,2	27,9	32,9	32,0	30,3	26,7	693,29											
29 Itumbiara	15,1	13,8	13,4	13,4	13,4	14,8	15,9	16,1	13,3	13,6	14,4	17,1	302,07											
30 C. Dourada	4,5	3,2	2,7	2,7	2,7	4,2	5,2	5,4	2,6	3,0	3,9	6,3	119,62											
31 São Simão	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	21,0	21,3	20,4	20,4	20,4	23,0	463,95											
32 Camargos	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,1	4,50											
33 F. Grande	2,6	1,9	1,7	1,6	1,6	2,4	2,9	3,0	1,6	1,8	2,2	2,3	55,01											
34 Furnas	13,7	15,6	15,6	15,6	15,6	14,2	13,0	12,9	15,6	15,6	14,9	9,5	297,19											
35 Peixoto	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	29,79											
36 Estreito	21,2	22,0	22,0	22,0	22,0	21,5	20,9	20,8	22,0	22,0	21,9	20,8	514,20											
37 Igarapava	6,3	7,4	7,8	7,9	7,9	6,5	5,9	5,8	8,0	7,6	6,8	5,3	150,21											
38 Volta Grande	15,6	17,2	17,2	17,2	17,2	16,1	14,6	14,4	17,2	17,2	16,7	13,3	359,07											
39 P. Colômbia	16,8	20,1	21,3	21,6	21,5	17,4	15,4	15,1	21,7	20,6	18,3	13,6	394,33											
40 Graminha	6,1	6,4	6,4	6,4	6,4	6,2	5,8	5,8	6,4	6,4	6,4	5,5	140,67											
41 E. da Cunha	5,0	5,5	5,7	5,8	5,7	5,1	4,8	4,7	5,8	5,6	5,2	4,5	118,56											
42 Limoeiro	2,0	2,3	2,5	2,5	2,5	2,0	1,8	1,8	2,5	2,4	2,1	1,6	46,28											
43 Marimbondo	92,1	99,0	101,6	102,1	102,0	93,5	89,2	88,5	102,5	100,1	95,3	85,1	2189,44											
44 A. Vermelha	31,6	31,2	45,2	45,2	31,3	31,4	32,1	32,3	45,3	31,2	31,2	33,3	737,93											
45 I. Solteira	78,9	86,1	99,8	100,4	100,2	80,2	76,2	75,7	100,9	87,3	82,0	55,1	1737,54											
46 B. Bonita	7,0	8,5	9,0	9,1	9,1	7,3	6,4	6,3	9,2	8,7	7,7	5,6	164,97											
47 Bariri	6,2	7,2	7,6	7,7	7,7	6,4	5,8	5,7	7,8	7,4	6,7	5,2	146,26											
48 Ibitinga	1,3	2,0	2,3	2,4	2,3	1,5	1,1	1,0	2,4	2,1	1,7	0,7	30,99											
49 Promissão	2,5	3,9	4,5	4,6	4,6	2,7	2,0	1,9	4,7	4,1	3,1	1,4	58,27											
50 N. Avanhandava	16,2	19,7	21,2	21,4	21,3	16,9	14,7	14,3	21,6	20,3	17,8	12,7	379,75											
51 T. Irmaões	17,8	11,0	11,0	11,0	11,0	15,5	23,2	24,4	11,0	11,0	12,6	12,8	288,18											
52 Jupia	223,0	237,8	243,3	244,3	244,0	226,0	216,6	215,1	245,1	240,0	229,9	207,5	5297,88											
53 P. Primavera	283,4	301,0	307,6	308,7	308,4	286,9	275,7	273,9	309,7	303,7	291,6	264,8	6734,39											
54 Jurumirim	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	1,52											
55 Chavantes	4,3	4,9	5,1	8,3	5,1	4,4	4,1	4,0	8,3	5,0	4,6	3,8	93,43											
56 S. Grande	4,6	5,4	5,7	5,8	5,8	4,8	4,3	4,2	5,8	5,5	5,0	3,9	109,23											
57 Canoas II	2,2	2,7	3,0	3,0	3,0	2,3	2,0	2,0	3,0	2,8	2,5	1,8	52,74											
58 Canoas I	1,2	1,7	1,8	1,9	1,9	1,3	1,0	1,0	1,9	1,7	1,4	0,8	28,13											
59 Capivara	20,3	20,9	21,1	21,2	21,2	20,4	20,1	20,1	21,2	21,0	20,5	19,9	452,63											
60 Taquaruçu	18,5	21,8	23,1	23,4	23,3	19,1	17,2	16,9	23,6	22,3	20,0	15,4	427,24											
61 Rosana	16,5	18,7	19,5	19,7	19,6	16,9	15,6	15,4	19,8	19,0	17,5	14,5	391,67											
62 Itaipu50	147,7	149,8	150,9	151,1	151,0	148,1	147,1	147,0	151,2	150,3	148,6	146,6	2887,12											
63 Itaipu60	264,9	281,0	287,1	288,2	2879																			

Apêndice B – Resultados numéricos

Caso B:Despacho de geração 1/2													
	Usina	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	S. da Mesa	268,81	259,74	253,78	250,64	256,32	259,86	266,70	265,68	280,29	290,98	294,98	292,53
2	C. Brava	270,54	262,87	257,83	255,18	259,98	262,97	268,76	267,89	280,24	289,27	292,65	290,58
3	Lajeado	525,64	524,59	523,90	523,53	524,19	524,60	525,40	525,28	526,98	839,94	840,44	840,13
4	Tucuruí	3165,93	2712,60	2663,03	2636,97	2684,20	2906,97	3146,09	3136,45	3467,77	3574,90	3614,95	3590,39
5	B. Esperança	173,81	172,85	172,23	171,90	172,49	172,87	173,59	173,48	175,02	176,15	176,57	176,31
6	Três Marias	373,70	314,60	275,74	255,30	292,33	315,35	359,97	353,30	404,72	404,72	404,72	404,72
7	Sobradinho	448,83	416,81	395,75	384,68	404,74	417,21	441,39	437,77	489,34	527,08	541,18	532,53
8	Itaiparica	824,92	614,29	611,40	609,88	408,43	409,57	411,78	411,45	416,17	629,43	631,37	630,18
9	Moxotó	55,25	49,51	45,73	43,75	47,35	49,58	53,92	53,27	62,52	69,28	71,81	70,26
10	P. Afonso 123	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	144,78
11	P. Afonso 4	1279,55	956,67	949,07	945,07	952,32	956,82	965,55	964,25	982,88	996,51	1319,72	1315,95
12	Xingó	1651,72	1638,92	1630,51	1626,08	1634,10	1639,09	1648,75	1647,30	1667,91	1682,99	1688,63	1685,17
13	Itapebi	184,92	172,73	164,73	162,00	168,15	172,89	182,09	180,71	200,33	214,69	220,05	216,76
14	G. Amorim	88,65	87,55	86,83	86,45	87,14	87,56	88,39	88,27	90,04	91,34	91,82	91,53
15	S. Grande	69,10	68,36	67,88	67,62	68,08	68,37	68,93	68,85	70,04	70,91	71,23	71,03
16	P. Estrela	111,54	109,81	108,67	108,07	109,16	109,83	111,14	110,94	113,40	113,40	113,40	113,40
17	Rosal	56,87	55,79	55,08	54,71	55,38	55,81	56,62	56,50	58,24	59,51	59,96	59,69
18	Parabuna	17,28	15,87	14,94	14,46	15,34	15,89	16,95	16,79	19,06	20,72	21,34	20,96
19	Jaguari	22,89	21,98	21,39	21,08	21,64	22,00	22,68	22,58	24,03	25,10	25,50	25,25
20	Funil	160,67	157,16	154,86	153,64	155,84	157,21	159,86	159,46	165,11	169,24	170,79	169,84
21	Ldos Pombos	116,15	109,66	105,39	103,15	107,21	109,74	114,64	113,91	124,36	132,01	134,87	133,11
22	N. Picanha	399,60	212,42	155,15	125,02	179,60	213,53	399,60	393,64	399,60	399,60	399,60	399,60
23	F. Nova	129,14	123,26	119,40	117,37	121,05	123,34	127,78	127,11	136,59	137,88	137,88	137,88
24	P. Cobreia	48,26	47,68	47,29	47,09	47,45	47,68	48,13	48,06	49,01	49,70	49,96	49,80
25	Emborcação	198,84	191,31	186,36	183,76	188,47	191,41	197,09	196,24	208,37	217,24	220,56	218,53
26	Nova Ponte	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00	122,00
27	Miranda	72,51	64,66	61,00	61,00	61,71	64,76	70,69	69,80	82,44	176,83	183,59	179,44
28	Corumbá I	353,80	348,79	345,50	343,76	346,90	348,85	352,63	352,07	360,14	366,04	368,25	366,89
29	Itumbiara	508,05	495,59	487,40	483,10	490,90	495,75	505,16	503,75	767,21	788,05	795,85	791,07
30	C. Dourada	401,08	393,19	388,00	385,27	390,21	393,29	399,25	398,36	411,07	420,38	423,85	421,72
31	São Simão	1628,32	1347,05	1298,18	1272,48	1319,05	1535,57	1606,49	1595,88	1730,20	1730,20	1730,20	1730,20
32	Camargos	39,42	38,95	38,63	38,47	38,77	38,95	39,31	39,26	40,02	40,58	40,79	40,67
33	F. Grande	86,20	83,68	82,02	81,14	82,72	83,71	85,62	85,33	134,10	138,57	140,23	139,21
34	Furnas	879,82	830,01	797,25	780,03	811,24	830,64	868,25	862,62	1082,43	1149,03	1173,92	1158,65
35	Peixoto	105,28	103,39	102,14	101,49	102,68	103,41	104,84	104,63	105,89	105,89	105,89	105,89
36	Estreito	1021,85	981,94	955,70	941,90	966,91	982,45	1012,57	1008,07	1072,34	1100,00	1100,00	1100,00
37	Igarapava	162,41	157,89	154,91	153,35	156,18	157,94	161,36	160,85	168,13	173,47	175,46	174,24
38	Volta Grande	373,81	366,37	361,47	358,90	363,56	366,46	372,08	371,24	383,23	390,60	390,60	390,60
39	P. Colômbia	307,66	297,67	291,10	287,64	293,90	297,79	305,34	304,21	320,30	332,08	336,48	333,78
40	Graminha	66,14	64,83	63,96	63,51	64,33	64,84	65,83	65,68	67,80	68,50	68,50	68,50
41	E. da Cunha	87,01	84,60	83,01	82,18	83,69	84,63	86,45	86,18	90,07	92,91	93,98	93,32
42	Limoero	28,38	27,25	26,50	26,11	26,82	27,26	28,12	27,99	29,81	31,15	31,65	31,34
43	Marimbondo	1221,17	1205,93	1195,91	1190,64	1200,19	1206,12	1217,63	1215,91	1240,46	1258,43	1265,14	1261,02
44	A. Vermelha	832,16	800,41	779,54	768,56	788,45	800,82	824,78	996,62	1058,55	1103,88	1120,82	1110,43
45	I. Solteira	1718,87	1666,62	1632,27	1614,20	1646,94	1667,28	1706,72	1700,83	2059,77	2130,47	2156,90	2140,69
46	B. Bonita	118,43	113,77	110,70	109,09	112,01	113,83	117,35	116,82	124,34	129,83	131,89	130,63
47	Bariri	117,91	114,60	112,43	111,28	113,35	114,64	117,14	116,77	122,09	125,99	127,44	126,55
48	Ibitinga	119,43	116,55	114,66	113,66	115,46	116,59	118,76	118,44	123,08	126,48	127,75	126,97
49	Promissão	150,73	136,73	127,52	122,68	131,45	136,90	147,47	145,89	168,44	184,94	191,11	187,32
50	N. Avanhandava	282,63	268,56	259,31	254,45	263,26	268,74	279,36	277,77	300,43	317,01	323,21	319,41
51	T. Irmãos	449,52	323,42	268,37	239,41	291,88	324,49	433,09	425,10	600,60	659,00	659,00	659,00
52	Jupia	1214,37	1195,65	1183,35	1176,88	1188,60	1195,89	1210,02	1207,91	1238,05	1260,11	1268,36	1263,30
53	P. Primavera	1178,24	1157,26	1143,47	1136,21	1149,36	1157,53	1173,37	1171,00	1204,79	1229,51	1238,76	1233,09
54	Jurumirim	44,85	42,30	40,63	40,00	41,34	42,34	44,26	43,97	48,08	51,08	52,20	51,51
55	Chavantes	171,83	169,75	168,38	167,66	168,96	169,77	171,34	171,11	256,50	260,04	261,36	260,55
56	S. Grande	67,16	64,86	63,36	62,56	64,00	64,89	66,62	66,37	70,06	72,76	73,77	73,15
57	Canoas II	57,00	54,07	52,14	51,12	52,96	54,10	56,32	55,99	60,71	64,17	65,46	64,67
58	Canoas I	64,69	61,24	58,97	57,78	59,94	61,28	63,89	63,50	69,06	73,13	74,65	73,72
59	Capivara	474,39	466,30	460,98	458,18	463,25	466,40	472,51	471,60	484,63	494,17	497,73	495,55
60	Taquaraçu	341,87	326,17	315,85	310,42	320,26	326,37	338,22	336,45	361,74	380,24	387,16	382,92
61	Rosana	240,19	232,25	227,03	224,29	229,26	232,35	238,35	237,45	250,24	259,60	263,09	260,95
62	Itaipu50	3390,25	3367,05	3351,80	3343,77	3358,31	3367,35	3384,86	3384,86	4939,09	4996,26	5038,10	5053,74
63	Itaipu60	5647,98	5614,28	5592,12	5580,47	5601,59	5614,71	5640,15	5636,35	5690,63	5730,35	5745,20	5736,09
64	Foz do Areia	590,35	290,23	284,86	282,03	287,15	290,33	296,50	584,84	610,54	930,55	1234,07	934,48
65	Segredo	438,00	424,55	415,71	411,06	419,49	424,72	434,88	433,36	679,40	702,92	711,72	706,32
66	S. Santiago	819,57	279,89	277,58	276,37	278,57	279,93	282,58	553,72	830,53	840,74	844,55	842,21
67	Salto Osório	461,56	320,10	311,10	306,37	314,94	320,28	330,61	455,58	483,48	503,90	640,96	635,29
68	Salto Caxias	261,46	260,61	260,05	259,75	260,29	260,62	261,26	261,17	521,78	523,71	524,43	523,99
69	Manso	121,05	117,76	115,60	114,47	116,53	117,80	120,28	119,91	161,65	166,53	168,35	167,23
70	Machadinho	259,74	248,99	241,92	238,20	244,93	249,12	257,24	256,03	273,35	551,71	560,47	555,10
71	Itá	470,60	463,11	458,18	455,59	460,28	463,20	468,86	468,01	480,08	488,90	492,20	490,18
72	Passo Fundo	62,43	56,25	52,19	50,05	53,92	56,						

Tabela B.7 – Despacho de geração – Minimização de perdas e partidas e paradas 1/2.

Apêndice B – Resultados numéricos

Caso B: Despacho de geração 2/2													
Usina	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24 Meta	
1 S. da Mesa	283,11	296,82	302,67	304,98	303,29	286,52	274,20	272,69	305,69	298,67	290,16	261,04	6721,2
2 C. Brava	282,62	294,21	299,16	301,10	299,68	285,50	275,09	273,81	301,71	295,77	288,58	263,97	6722,0
3 Lajeado	838,97	840,67	841,39	841,67	841,47	839,39	837,87	837,68	841,76	840,89	828,12	824,74	16702,2
4 Tucuruí	3496,02	3633,47	3692,09	3715,18	3698,27	3530,16	3406,78	3391,57	3722,32	3651,95	3566,68	3274,83	80083,6
5 B. Esperança	175,32	176,76	177,38	177,62	177,44	175,68	174,38	174,22	177,70	176,96	176,06	172,99	4204,8
6 Três Marias	404,72	404,72	404,72	404,72	404,72	404,72	404,72	398,95	404,72	404,72	404,72	323,05	8934,4
7 Sobradinho	499,29	547,71	568,35	576,49	570,53	511,32	467,86	462,50	579,00	554,21	524,18	421,38	11727,1
8 Itaparica	625,62	632,27	635,10	636,22	635,40	627,27	621,30	827,42	1056,50	1055,26	838,71	819,90	15627,8
9 Moxotó	64,30	72,98	76,69	78,15	77,08	66,46	58,67	57,70	78,60	74,15	68,77	50,33	1505,1
10 P. Afonso 123	140,00	180,06	228,07	246,97	233,13	140,00	140,00	140,00	252,82	195,19	140,00	140,00	3895,9
11 P. Afonso 4	1301,50	1322,55	1331,53	1335,07	1332,48	1306,73	1287,83	1285,50	1654,14	1641,80	1626,86	1575,70	29597,1
12 Xingó	1671,89	1691,24	1699,49	1702,74	1700,36	1676,70	1659,33	1657,19	1703,75	1693,84	1681,84	1640,75	40032,3
13 Itaipubi	204,12	222,54	230,39	233,49	231,22	208,69	192,16	190,12	234,44	225,01	213,59	174,48	4813,3
14 G. Amorim	90,38	92,05	92,76	93,04	92,83	90,80	89,30	89,12	93,12	92,27	91,24	87,71	2174,2
15 S. Grande	70,27	71,38	71,86	72,05	71,91	70,54	69,54	69,42	72,11	71,53	70,84	68,47	1695,3
16 P. Estrela	113,40	113,40	113,40	113,40	113,40	113,40	112,57	112,28	113,40	113,40	113,40	110,06	2704,3
17 Rosal	58,57	59,96	59,96	59,96	59,96	58,98	57,51	57,33	59,96	59,96	59,41	55,95	1408,7
18 Paraibuna	19,50	21,63	22,54	22,89	22,63	20,03	18,12	17,88	23,00	21,91	20,59	16,07	474,4
19 Jaguari	24,31	25,68	26,26	26,49	26,33	24,65	23,43	23,28	26,57	25,87	25,02	22,11	595,1
20 Fumil	166,20	171,50	173,76	174,65	174,00	167,52	162,76	162,17	174,93	172,21	168,92	157,66	3980,0
21 Idos Pombos	126,38	136,19	140,38	142,02	140,82	128,81	120,01	118,92	142,53	137,51	131,42	110,59	3000,8
22 N. Peçanha	399,60	399,60	399,60	399,60	399,60	399,60	399,60	399,60	399,60	399,60	399,60	328,06	8422,6
23 F. Nova	137,88	137,88	137,88	137,88	137,88	137,88	132,64	131,66	137,88	137,88	137,88	124,11	3191,0
24 P. Coberta	49,19	50,08	50,46	50,61	50,50	49,41	48,61	48,52	50,66	92,71	91,91	47,76	1284,5
25 Emborcação	210,71	222,10	226,95	228,86	227,46	213,54	203,32	202,06	229,46	223,63	216,56	192,39	5020,2
26 Nova Ponte	122,00	122,00	127,88	146,83	132,95	122,00	122,00	122,00	152,69	122,00	122,00	122,00	3026,4
27 Miranda	163,53	186,71	196,60	200,49	197,64	169,28	148,47	145,91	201,69	189,83	175,44	126,22	3277,2
28 Corumbá I	361,69	369,27	372,50	373,77	372,84	363,57	356,78	355,94	374,16	370,28	365,59	349,50	8667,5
29 Itumbiara	772,70	799,45	810,86	815,35	812,06	779,35	755,34	752,38	816,74	803,05	786,45	729,66	16574,3
30 C. Dourada	413,53	425,46	430,55	432,56	431,09	416,49	405,78	404,45	433,18	427,07	419,66	394,32	9889,8
31 São Simão	1730,20	1730,20	1730,20	1730,20	1730,20	1730,20	1684,16	1668,44	1730,20	1730,20	1730,20	1547,81	39027,0
32 Camargos	40,17	40,89	41,20	41,32	41,23	40,35	39,70	39,62	41,36	40,99	40,54	39,01	992,2
33 F. Grande	135,28	141,01	143,45	144,41	143,71	136,70	131,56	130,92	144,71	141,78	138,22	126,06	2913,3
34 Furnas	1099,99	1181,60	1181,60	1181,60	1181,60	1121,21	1044,52	1035,07	1181,60	1181,60	1143,91	962,50	24754,7
35 Peixoto	105,89	105,89	105,89	105,89	105,89	105,89	105,89	105,89	105,89	105,89	105,89	103,66	2554,9
36 Estreito	1084,74	1100,00	1100,00	1100,00	1100,00	1099,73	1045,57	1038,89	1100,00	1100,00	1100,00	987,64	25236,3
37 Igarapava	169,54	176,38	179,30	180,45	179,60	171,24	165,10	164,34	180,80	177,30	173,06	158,53	4068,8
38 Volta Grande	385,55	390,60	390,60	390,60	390,60	388,34	378,24	376,99	390,60	390,60	390,60	367,43	9157,7
39 P. Colômbia	323,41	338,51	344,96	347,50	345,64	327,16	313,60	311,93	348,28	340,55	331,17	299,09	7718,8
40 Graminha	68,20	68,50	68,50	68,50	68,50	68,50	66,92	66,70	68,50	68,50	68,50	65,01	1647,3
41 E. da Cunha	90,82	94,47	96,03	96,64	96,19	91,72	88,45	88,04	96,83	94,96	92,69	84,94	2200,8
42 Limeiro	30,17	31,88	32,61	32,90	32,69	30,59	29,05	28,86	32,99	32,11	31,05	27,41	756,7
43 Marimbondo	1245,20	1268,25	1278,08	1281,95	1279,11	1250,92	1230,23	1227,68	1283,14	1271,34	1257,05	1208,11	29802,6
44 A. Vermelha	1070,51	1128,65	1342,09	1353,41	1156,07	1084,95	1032,75	1026,32	1356,91	1136,47	1100,40	976,93	24794,5
45 J. Solteira	2078,42	2169,12	2207,80	2221,70	2211,88	2100,94	2019,52	2009,49	2221,70	2181,31	2125,04	1932,45	47365,9
46 B. Bonita	125,79	132,84	135,40	135,40	135,40	127,54	121,21	120,43	135,40	133,79	129,41	114,43	3021,7
47 Bariri	123,12	128,12	130,25	131,09	130,48	124,36	119,87	119,32	131,35	128,79	125,69	115,07	2974,7
48 Ibitinga	123,98	128,34	130,20	130,93	130,39	125,06	121,15	120,67	131,15	128,92	126,22	116,96	2999,8
49 Promissão	172,79	193,96	202,99	206,54	203,94	178,05	159,05	156,71	207,64	196,80	183,67	138,73	4081,1
50 N. Anhandava	304,81	326,08	335,15	338,72	336,11	310,09	290,99	288,64	339,83	328,94	315,74	270,57	7249,8
51 T. Irmãos	622,33	659,00	659,00	659,00	659,00	648,58	553,69	541,99	659,00	659,00	659,00	388,91	12752,4
52 Jupia	1243,87	1272,17	1284,24	1288,99	1285,51	1250,90	1225,50	1222,37	1290,46	1275,97	1258,42	1198,33	29751,2
53 P. Primavera	1211,31	1243,03	1256,56	1261,89	1257,98	1219,19	1190,71	1187,20	1263,53	1247,29	1227,62	1160,26	28952,2
54 Jurumirim	48,87	52,72	54,36	55,01	54,54	49,82	46,37	45,94	55,21	53,24	50,85	42,67	1206,2
55 Chavantes	257,43	261,97	263,91	264,67	264,11	258,56	254,49	253,98	264,91	262,58	259,77	250,13	5568,8
56 S. Grande	70,77	74,24	75,72	76,30	75,87	71,63	68,52	68,14	76,48	74,70	72,55	65,19	1735,7
57 Canoas I	61,62	66,06	67,95	68,70	68,15	62,72	58,74	58,25	68,93	66,66	63,90	54,48	1511,9
58 Canoas II	70,14	75,36	77,58	78,46	77,82	71,43	66,75	66,17	78,73	76,06	72,82	61,73	1712,9
59 Capivara	487,15	499,38	504,60	506,66	505,15	490,19	479,20	477,85	507,29	501,03	493,44	467,46	11684,1
60 Taquarucu	366,62	390,36	400,48	404,47	401,55	372,51	351,20	348,58	405,70	393,55	378,82	328,42	8729,9
61 Rosana	252,71	264,71	269,83	271,85	270,37	255,69	244,91	243,58	272,47	266,33	258,88	233,39	6060,8
62 Itaipu50	5007,30	5060,97	5083,87	5092,88	5086,28	5020,63	4972,45	4966,51	5095,67	5068,19	5034,89	4920,92	109107,3
63 Itaipu60	5701,11	5752,06	5773,79	5782,35	5776,09	5713,76	5668,02	5662,38	5785,00	5758,91	5727,30	5619,10	136612,8
64 Foz do Areia	910,55	945,40	960,27	966,12	961,83	919,20	887,92	884,06	1269,03	950,09	928,46	854,45	18117,3
65 Segredo	685,60	715,79	728,66	733,73	730,01	693,10	666,01	662,67	974,01	953,69	929,06	844,79	15584,3
66 S. Santiago	833,22	846,32	851,90	854,11	852,49	836,47	824,72	823,27	1119,05	1110,85	839,95	550,43	16815,0
67 Salto Osório	613,52	645,23	658,75	664,08	660,18	621,40	592,94	589,43	665,72	649,49	629,82	562,50	12704,2
68 Salto Caxias	522,29	524,76	525,82	784,68	784,25	779,98	776,84	776,45	784,87	783,08	263,47	518,31	12071,9
69 Manso	162,94	169,19	171,86	172,91	172,14	164,49	158,88	158,19	173,24	170,04	166,16	152,88	3669,1
70 Machadinho	276,69	292,95	277,34	282,39	278,69	280,73	266,13	264,33	303,46	295,13	285,05	250,52	8260,2
71 Itá	482,41	493,73	498,56	500,46	499,07	485,22	475,05	473,80	501,05	495,25	488,23	464,18	11587,2
72 Passo Fundo	142,81	161,27	169,14	172,25	169,97	147,40	130,83	128,78	173,20	163,75	152,30	113,10	2887,2
73 Cubatão	33,00	34,39	37,69	38,99	38,03	33,00	33,00	33,00	39,39	35,43	33,00	33,00	891,3
74 Capivari/Cachoeira	258,25	261,92	261,92	261,92	261,92	259,54	254,87	254,29	261,92	260,92	260,92	249,87	6221,8
75 Passo Real	67,68	73,06	75,36	76,26	75,60	69,01	64,18	63,58	76,54	73,79	70,44	59,01	1670,0
76 Jacuí	150,55	153,03	154,09	154,51	154,21	151,16	148,93	148,66	154,64	153,37	151,83	146,55	3675,6
77 Itaúba	147,61	154,56	157,53	158,70	157,84								

Apêndice B – Resultados numéricos

Caso B: Despacho de unidades geradoras																										
Usina	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Nº PP	
1 S. da Mesa	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	
2 C. Brava	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
3 Laiado	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	3	4	
4 Tucuruí	13	11	11	11	11	12	13	13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	5	
5 B. Esperança	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
6 Três Marias	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	0	
7 Sobradinho	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0	
8 Itaparica	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	5	4	4	6	
9 Moxotó	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	
10 P. Afonso 123	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	0	
11 P. Afonso 4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	3	
12 Xingó	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	
13 Itaipubi	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
14 G. Amorim	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
15 S. Grande	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
16 P. Estrela	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
17 Rosal	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
18 Paraibuna	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	
19 Jaguari	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
20 Funil	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
21 Idos Pombos	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0	
22 N. Peçanha	6	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	4	
23 F. Nova	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
24 P. Cobera	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	
25 Emborcação	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	
26 Nova Ponte	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
27 Miranda	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	
28 Corumbá I	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
29 Itumbiara	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	
30 C. Dourada	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	0	
31 São Simão	6	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	2	
32 Camargos	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
33 F. Grande	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	
34 Furnas	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	1	
35 Peixoto	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
36 Estreito	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	0	
37 Igarapava	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0	
38 Volta Grande	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	
39 P. Colômbia	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	
40 Graminha	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
41 E. da Cunha	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	
42 Limoeiro	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
43 Marimbondo	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	0	
44 A. Vermelha	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6	5	5	5	5	6	5	5	5	
45 I. Solteira	11	11	11	11	11	11	11	11	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	2	
46 B. Bonita	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	
47 Bariri	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
48 Ibitinga	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
49 Promissão	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
50 N. Avandava	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
51 T. Irineu	3	2	2	2	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	
52 Jupia	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	0	
53 P. Primavera	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	0	
54 Jurumirim	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	
55 Chavantes	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	
56 S. Grande	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	
57 Canoas II	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
58 Canoas I	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	
59 Capivara	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	
60 Taquaruçu	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0	
61 Rosana	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0	
62 Itaipu50	6	6	6	6	6	6	6	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	3	
63 Itaipu60	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	0	
64 Foz do Areia	2	1	1	1	1	1	1	2	2	3	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	3	3	7	
65 Segredo	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4			

Apêndice B – Resultados numéricos

Caso B: Perdas 1/2												
Usina	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 S. da Mesa	1,9	2,4	2,8	3,1	2,6	2,4	2,0	2,0	1,4	1,2	1,2	1,2
2 C. Brava	3,2	2,8	2,6	2,5	2,7	2,8	3,1	3,0	3,8	4,6	4,9	4,7
3 Lajeado	1,2	1,0	0,9	0,8	0,9	1,0	1,1	1,1	1,4	55,3	55,4	55,3
4 Tucuruí	193,0	141,3	142,5	143,3	141,9	166,5	193,1	193,2	221,0	223,8	225,4	224,4
5 B. Esperança	2,3	2,2	2,1	2,0	2,1	2,2	2,3	2,2	2,5	2,7	2,7	2,7
6 Três Marias	2,8	2,4	2,7	3,0	2,5	2,4	2,6	2,5	3,3	3,3	3,3	3,3
7 Sobradinho	18,8	15,8	14,1	13,3	14,8	15,8	18,1	17,7	23,4	28,4	30,4	29,2
8 Itaparica	2,4	1,4	1,1	1,0	0,8	0,9	1,1	1,1	1,6	3,2	3,5	3,3
9 Moxotó	0,3	0,5	0,8	0,9	0,7	0,5	0,3	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0
10 P. Afonso 123	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	39,7	42,4
11 P. Afonso 4	19,8	9,7	9,7	9,8	9,7	9,7	9,8	9,8	10,3	11,0	21,5	21,2
12 Xingó	6,2	7,9	9,1	9,7	8,6	7,9	6,6	6,8	4,4	3,0	2,6	2,9
13 Itapebi	6,0	7,6	8,8	9,2	8,2	7,6	6,3	6,5	4,2	2,9	2,5	2,7
14 G. Amorim	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1
15 S. Grande	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16 P. Estrela	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
17 Rosal	1,2	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	1,2	1,1	1,5	1,7	1,8	1,8
18 Paraibuna	2,2	2,5	2,7	2,8	2,6	2,5	2,2	2,3	1,8	1,5	1,4	1,4
19 Jaguari	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7
20 Funil	5,1	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,1	5,1	5,4	5,7	5,8	5,7
21 Ldos Pombos	8,7	7,7	7,1	6,8	7,3	7,7	8,4	8,3	10,1	11,6	12,1	11,8
22 N. Peçanha	0,1	2,2	5,3	7,2	3,9	2,2	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1
23 F. Nova	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,4	1,4	1,4	1,4
24 P. Coberta	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3
25 Emborcação	2,8	3,5	4,1	4,4	3,8	3,5	2,9	3,0	2,0	1,4	1,3	1,4
26 Nova Ponte	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1
27 Miranda	2,4	3,2	3,6	3,6	3,5	3,2	2,6	2,7	1,5	2,4	2,0	2,2
28 Corumbá I	26,7	25,1	24,1	23,6	24,6	25,2	26,3	26,2	28,8	30,9	31,7	31,2
29 Itumbiara	8,0	9,2	10,1	10,6	9,7	9,2	8,2	8,4	15,4	14,1	13,8	14,0
30 C. Dourada	6,3	7,7	8,6	9,1	8,2	7,6	6,6	6,8	4,8	3,5	3,1	3,4
31 São Simão	22,2	8,2	10,5	12,0	9,5	25,3	22,8	23,1	20,4	20,4	20,4	20,4
32 Camargos	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,2
33 F. Grande	2,5	3,0	3,3	3,5	3,2	3,0	2,6	2,7	3,0	2,4	2,1	2,3
34 Furnas	9,5	10,2	11,1	11,7	10,7	10,2	9,6	9,7	12,8	14,4	15,3	14,7
35 Peixoto	1,3	1,1	1,0	0,9	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3
36 Estreito	20,7	21,1	21,6	22,0	21,3	21,1	20,8	20,8	21,3	22,0	22,0	22,0
37 Igarapava	5,3	4,8	4,4	4,2	4,6	4,8	5,2	5,1	6,2	7,1	7,4	7,2
38 Volta Grande	13,6	12,1	11,3	10,8	11,6	12,2	13,2	13,1	15,6	17,2	17,2	17,2
39 P. Colômbia	13,6	11,6	10,3	9,7	10,9	11,6	13,1	12,8	16,3	19,1	20,2	19,5
40 Graminha	5,6	5,2	4,9	4,8	5,0	5,2	5,5	5,4	6,1	6,4	6,4	6,4
41 E. da Cunha	4,5	4,2	4,0	3,9	4,1	4,2	4,4	4,4	4,9	5,3	5,5	5,4
42 Limoeiro	1,6	1,4	1,2	1,2	1,3	1,4	1,6	1,5	1,9	2,2	2,3	2,3
43 Marimbondo	85,1	80,6	77,8	76,4	79,0	80,7	84,0	83,5	91,1	97,0	99,3	97,9
44 A. Vermelha	21,4	23,0	24,4	25,2	23,8	23,0	21,8	34,0	31,8	31,2	31,2	31,1
45 I. Solteira	54,3	52,1	51,1	50,8	51,5	52,1	53,7	53,4	76,6	82,1	84,6	83,1
46 B. Bonita	5,6	4,8	4,2	4,0	4,5	4,8	5,4	5,3	6,9	8,1	8,6	8,3
47 Bariri	5,2	4,6	4,2	4,0	4,4	4,6	5,0	5,0	6,0	6,9	7,3	7,1
48 Ibitinga	0,7	0,3	0,1	0,0	0,2	0,3	0,6	0,6	1,2	1,8	2,1	1,9
49 Promissão	1,2	0,9	0,8	0,7	0,8	0,9	1,1	1,1	1,9	3,0	3,4	3,1
50 N. Avanhandava	12,7	10,6	9,4	8,8	9,9	10,6	12,2	11,9	15,6	18,7	19,9	19,1
51 T. Irmãos	10,4	1,1	10,1	15,0	6,2	0,9	12,8	13,9	17,7	11,0	11,0	11,0
52 Jupia	207,5	197,3	190,9	187,5	193,6	197,5	205,1	203,9	220,7	233,4	238,3	235,3
53 P. Primavera	264,7	252,6	244,8	240,7	248,1	252,7	261,9	260,5	280,6	295,8	301,6	298,1
54 Jurumirim	0,4	0,6	0,8	0,9	0,7	0,6	0,5	0,5	0,2	0,1	0,1	0,1
55 Chavantes	2,4	2,1	2,0	1,9	2,0	2,1	2,3	2,3	5,3	5,9	6,1	6,0
56 S. Grande	3,9	3,4	3,1	3,0	3,2	3,4	3,8	3,7	4,5	5,2	5,4	5,3
57 Canoas II	1,7	1,5	1,3	1,3	1,4	1,5	1,7	1,7	2,1	2,6	2,8	2,7
58 Canoas I	0,8	0,6	0,5	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	1,1	1,5	1,7	1,6
59 Capivara	20,0	20,3	20,6	20,7	20,4	20,3	20,1	20,1	19,8	19,9	19,9	19,9
60 Taquaruçu	14,8	13,1	12,2	11,7	12,6	13,1	14,4	14,2	17,3	20,0	21,1	20,4
61 Rosana	14,4	13,2	12,5	12,1	12,8	13,2	14,1	14,0	16,2	18,0	18,7	18,3
62 Itaipu50	51,0	51,0	51,2	51,3	51,1	51,0	51,0	146,5	147,4	149,0	149,9	149,3
63 Itaipu60	248,3	237,8	231,2	227,8	233,9	237,9	245,8	244,6	262,3	276,2	281,6	278,3
64 Foz do Areia	9,3	4,7	5,4	5,8	5,1	4,7	4,0	9,9	7,3	11,8	19,6	11,5
65 Segredo	4,1	5,2	6,0	6,5	5,7	5,2	4,4	4,5	5,2	4,2	4,0	4,1
66 S. Santiago	9,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	3,3	9,8	10,3	10,5	10,4
67 Salto Osório	10,8	4,1	4,2	4,3	4,2	4,1	4,1	10,7	11,2	11,9	21,8	21,5
68 Salto Caxias	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	1,9	1,9	1,9
69 Manso	2,5	2,6	2,7	2,8	2,7	2,6	2,5	2,5	4,2	4,2	4,2	4,2
70 Machadinho	2,8	3,7	4,4	4,8	4,1	3,7	3,0	3,1	1,8	6,0	5,7	5,9
71 Itá	110,1	115,3	118,8	120,6	117,3	115,2	111,3	111,9	103,7	97,9	95,8	97,1
72 Passo Fundo	1,6	2,1	2,5	2,7	2,3	2,1	1,7	1,8	1,1	1,7	1,5	1,6
73 Cubatão	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,1	256,5
74 Capivari/Cachoeira	2,7	2,2	2,0	1,8	2,1	2,2	2,6	2,5	3,3	4,0	4,1	4,1
75 Passo Real	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1	0,4	0,7	0,8	0,8
76 Jacui	3,8	3,5	3,2	3,1	3,3	3,5	3,7	3,7	4,3	4,8	5,0	4,9
77 Itaúba	5,7	6,6	7,2	7,6	7,0	6,6	5,9	6,0	4,6	3,8	3,5	3,7
78 Dona Francisca	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3
Total	1940,94	1796,42	1791,99	1792,01	1792,72	1838,49	1901,08	2021,45	2174,29	2311,28	2366,57	2341,90

Tabela B.9 – Perdas: Minimização de perdas e partidas e paradas 1/2.

Apêndice B – Resultados numéricos

Caso B-Perdas 2/2															
Usina	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total		
1 S. da Mesa	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,6	1,7	1,2	1,2	1,2	2,3	40,79		
2 C. Brava	4,0	5,1	5,7	5,9	5,7	4,3	3,4	3,4	6,0	5,3	4,5	2,8	96,76		
3 Lajeado	55,1	55,4	55,6	55,7	55,6	55,2	54,9	54,8	55,7	55,5	1,6	1,0	731,56		
4 Tucuruí	221,5	226,2	229,2	230,6	229,6	222,4	220,3	220,2	231,0	227,1	223,5	221,0	4912,03		
5 B. Esperança	2,5	2,8	2,9	3,0	2,9	2,6	2,4	2,3	3,0	2,8	2,7	2,2	59,91		
6 Três Marias	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,2	3,3	3,3	3,3	2,4	73,12		
7 Sobradinho	24,6	31,4	34,7	36,0	35,0	26,2	20,9	20,3	36,4	32,4	28,0	16,2	581,76		
8 Itaparica	2,7	3,6	4,1	4,3	4,1	2,9	2,1	2,7	6,5	6,3	4,2	1,9	66,73		
9 Mosotó	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,0	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	0,5	6,28		
10 P. Afonso 123	43,0	37,8	31,9	29,7	31,3	43,0	43,0	43,0	29,0	35,8	43,0	43,0	966,36		
11 P. Afonso 4	20,5	21,7	22,3	22,6	22,4	20,7	20,0	19,9	36,5	35,5	34,6	32,9	461,67		
12 Xingó	4,0	2,4	1,9	1,7	1,8	3,6	5,3	5,6	1,6	2,2	3,1	7,6	116,52		
13 Itaipé	3,9	2,3	1,7	1,5	1,7	3,4	5,1	5,4	1,5	2,1	3,0	7,3	111,43		
14 G. Amorim	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,3	5,31		
15 S. Grande	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,95		
16 P. Estrela	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-1,69		
17 Rosal	1,5	1,8	1,8	1,8	1,8	1,6	1,3	1,3	1,8	1,8	1,7	1,1	34,41		
18 Parabuna	1,7	1,3	1,2	1,1	1,2	1,6	2,0	2,0	1,1	1,3	1,5	2,4	44,18		
19 Jaguari	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6	15,52		
20 Funil	5,4	5,9	6,1	6,2	6,1	5,5	5,2	5,2	6,2	5,9	5,6	5,0	131,34		
21 Idos Pombos	10,5	12,4	13,3	13,7	13,4	10,9	9,3	9,1	13,8	12,7	11,4	7,8	245,91		
22 N. Peçanha	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	3,1	25,47		
23 F. Nova	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,2	1,2	1,4	1,4	1,4	1,1	30,74		
24 P. Coberta	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,4	2,6	2,5	0,1	9,11		
25 Emboreação	1,8	1,2	1,0	1,0	1,0	1,6	2,4	2,5	0,9	1,1	1,5	3,4	53,29		
26 Nova Ponte	28,1	28,1	27,2	24,3	26,4	28,1	28,1	28,1	23,4	28,1	28,1	28,1	662,37		
27 Miranda	3,2	1,8	1,4	1,3	1,4	2,8	4,4	4,6	1,3	1,7	2,4	6,6	66,01		
28 Corumbá I	29,4	32,1	33,3	33,8	33,5	30,0	27,7	27,4	34,0	32,5	30,8	25,4	694,48		
29 Itumbiara	15,0	13,6	13,2	13,1	13,2	14,6	16,3	16,5	13,1	13,5	14,2	18,7	305,73		
30 C. Dourada	4,4	2,9	2,4	2,2	2,3	4,0	5,6	5,8	2,1	2,8	3,6	7,5	121,50		
31 São Simão	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	21,0	21,3	20,4	20,4	20,4	24,8	465,90		
32 Camargos	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,3	0,3	0,2	0,1	4,60		
33 F. Grande	2,8	2,0	1,7	1,6	1,7	2,6	3,4	3,5	1,6	1,9	2,4	4,4	63,31		
34 Furnas	13,1	15,6	15,6	15,6	15,6	13,6	12,5	12,5	15,6	15,6	14,2	13,2	312,81		
35 Peixoto	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,1	29,81		
36 Estreito	21,5	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	20,9	20,8	22,0	22,0	22,0	21,0	516,49		
37 Igarapava	6,4	7,6	8,2	8,4	8,2	6,7	5,7	5,6	8,5	7,8	7,0	4,8	151,29		
38 Volta Grande	16,1	17,2	17,2	17,2	17,2	16,7	14,5	14,2	17,2	17,2	17,2	12,3	359,66		
39 P. Colômbia	17,0	20,7	22,4	23,1	22,6	17,9	14,8	14,4	23,3	21,2	18,9	11,8	396,71		
40 Graminha	6,3	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	5,8	5,8	6,4	6,4	6,4	5,2	140,72		
41 E. da Cunha	5,0	5,6	5,9	6,0	5,9	5,2	4,7	4,6	6,0	5,7	5,3	4,2	119,13		
42 Limoeiro	2,0	2,4	2,6	2,7	2,6	2,1	1,7	1,7	2,7	2,5	2,2	1,4	46,55		
43 Marimbondo	92,6	100,4	103,9	105,3	104,2	94,5	87,8	87,1	105,7	101,5	96,5	81,3	2193,07		
44 A. Vermelha	31,5	31,2	45,4	45,6	31,5	31,3	32,5	32,7	45,7	31,3	31,2	35,0	746,74		
45 J. Solteira	77,9	85,8	89,8	91,3	90,2	79,6	74,0	73,4	91,3	87,0	81,7	69,9	1737,30		
46 B. Bonita	7,2	8,8	9,5	9,5	9,5	7,6	6,2	6,0	9,5	9,0	8,0	4,9	165,88		
47 Bariri	6,3	7,4	8,0	8,2	8,0	6,5	5,6	5,5	8,2	7,6	6,9	4,7	147,04		
48 Ibitinga	1,4	2,2	2,5	2,7	2,6	1,6	0,9	0,9	2,7	2,3	1,8	0,4	31,68		
49 Promissão	2,2	3,6	4,4	4,8	4,5	2,5	1,5	1,4	4,9	3,9	2,9	0,9	56,21		
50 N. Avanhandava	16,4	20,5	22,4	23,1	22,6	17,3	14,0	13,6	23,4	21,1	18,4	10,9	383,10		
51 T. Irmãos	15,1	11,0	11,0	11,0	11,0	12,1	23,6	25,2	11,0	11,0	11,0	19,4	293,14		
52 Jupia	224,0	240,6	247,9	250,8	248,7	228,1	213,6	211,9	251,7	242,9	232,5	198,8	5302,33		
53 P. Primavera	284,5	304,3	313,0	316,5	313,9	289,4	272,1	270,0	317,6	307,1	294,6	254,3	6739,38		
54 Jurumirim	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,4	0,0	0,1	0,1	0,6	7,74		
55 Chavantes	5,4	6,2	6,6	6,8	6,7	5,6	5,0	4,9	6,8	6,4	5,8	4,4	111,09		
56 S. Grande	4,7	5,6	6,0	6,1	6,0	4,9	4,2	4,1	6,2	5,7	5,1	3,5	109,77		
57 Canoas II	2,3	2,9	3,1	3,3	3,2	2,4	1,9	1,9	3,3	2,9	2,6	1,5	53,44		
58 Canoas I	1,2	1,8	2,0	2,1	2,1	1,3	0,9	0,9	2,2	1,8	1,5	0,6	28,95		
59 Capivara	19,8	20,0	20,1	20,2	20,1	19,8	19,9	19,9	20,2	20,0	19,9	20,3	482,17		
60 Taquarugá	18,0	21,6	23,4	24,1	23,6	18,8	15,9	15,6	24,3	22,2	19,8	13,4	425,65		
61 Rosana	16,7	19,1	20,2	20,7	20,3	17,2	15,2	15,0	20,8	19,4	17,9	13,4	393,56		
62 ItaipuS0	147,8	150,3	151,7	152,4	151,9	148,3	146,9	146,7	152,6	150,7	148,9	146,5	2894,26		
63 ItaipuG0	265,9	284,1	292,2	295,5	293,1	270,3	254,8	252,9	296,5	286,6	275,1	239,2	6311,82		
64 Foz do Areia	13,3	10,8	10,0	9,7	9,9	12,6	15,3	15,7	17,7	10,5	11,9	19,0	255,63		
65 Segredo	4,9	3,9	3,7	3,6	3,7	4,6	6,0	6,2	5,9	6,1	6,8	11,8	126,22		
66 S. Santiago	9,9	10,6	11,0	11,2	11,0	10,1	9,7	9,6	20,6	20,0	10,2	3,3	191,58		
67 Salto Osório	20,6	22,0	22,9	23,2	23,0	20,9	20,1	20,0	23,3	22,3	21,2	19,9	372,06		
68 Salto Caxias	1,9	1,9	1,9	5,8	5,8	5,9	6,0	6,0	5,8	5,8	-0,1	2,2	56,57		
69 Manso	4,2	4,2	4,2	4,3	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3	4,2	4,2	4,5	88,34		
70 Machadinho	1,6	1,0	5,3	5,2	5,2	1,4	2,3	2,4	0,7	0,9	1,2	3,5	79,56		
71 Itá	102,2	94,9	91,8	90,6	91,5	100,3	107,1	107,9	90,3	93,9	98,4	114,6	2498,66		
72 Passo Fundo	2,2	1,5	1,3	1,3	1,3	2,0	2,9	3,0	1,2	1,4	1,7	4,2	46,88		
73 Cubatão	256,5	254,8	250,6	249,0	250,2	256,5	256,5	256,5	248,5	253,4	256,5	256,5	6123,05		
74 Capivari/Cachoeira	3,5	4,1	4,1	4,1	4,1	3,7	2,9	2,9	4,1	4,1	3,9	2,3	77,13		
75 Passo Real	0,5	0,9	1,1	1,2	1,2	0,6	0,3	0,3	1,3	1,0	0,7	0,1	12,57		
76 Jacuí	4,5	5,1	5,4	5,6	5,5	4,6	4,1	4,0	5,6	5,2	4,8	3,5	104,84		
77 Itaúba	4,4	3,3	2,9	2,8	2,9	4,1	5,2	5,3	2,7	3,2	3,8	6,5	115,26		
78 Dona Francisca	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,5	0,4	0,3	0,1	5,74		
Total	2273,54	2365,13	2422,01	2439,62	2415,63	2298,26	2232,90	2227,41	2474,75	2410,98	2283,46	2132,09	52044,93		

Tabela B.9 – Perdas: Minimização de perdas e partidas e paradas 2/2.

Referências Bibliográficas

Referências Bibliográficas

- [1] Fortunato, L. M. A, Neto, T. A. A., Albuquerque, J. C. R. e Ferreira, C.; “Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica”, Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDFF, 1990.
- [2] Yamin, H. Y.; “Review on Methods of Generation Scheduling in Electric Power Systems”, Electric Power Systems Research, vol. 69, pp. 227-248, October 2003.
- [3] Pereira, M. V. F.; “Optimal Scheduling Of Hydrothermal Systems – An Overview”, IFAC Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, Brazil, 1985.
- [4] Rux, L. M., “An Incremental Economic Dispatch Method for Cascaded Hydroelectric Power Plants”, recommended and approved by IEEE/PES for presentation-Summer Meeting-July 12,1992, in Seattle, Wa, USA.
- [5] Hara, T. P., Vianna, L.F.L.; “Avaliação do Tempo de Vida Restante das Unidades Geradoras da Usina de GBM e Aspectos Técnicos e Econômicos”, VI Encontro Regional Latino-americano da CIGRÉ, 28 de maio a 1 de junho de 1995, Foz do Iguaçu-Paraná-Brasil.
- [6] Nilsson, O., Sjelvgren, D.; “Hydro Unit Start-up Costs and Their Impact on The Short Term Scheduling Strategies of Swedish Power Producers”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, pp. 38-43, February 1997.
- [7] Nilsson, O. and Sjelvgren, D.; “Variable Splitting Applied to Modeling of Start-up Costs in Short Term Hydro Generation Scheduling”, 1996 IEEE/PES Summer Meeting, 96SM497-8PWRS, Denver, Colorado, 1996.

- [8] Li, C., Svoboda, A., Tseng, C., Johnson, R.; “Hydro Unit Commitment in Hydro-thermal Optimization”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 12, n 2, pp. 764-769, 1997.
- [9] Guan, X., Svoboda, A.; Li, C.; “Scheduling Hydro Power Systems with Restricted Operating Zones and Discharge Ramping Constraints”; IEEE Transaction on Power Systems, V. 14, n. 1, pp. 126-131, February, 1997.
- [10] Soares, S., Salmazo, C.; “Minimum Loss Predispach Model for Hydroelectric Power Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, nº 3, pp. 1220-1228, August 1997.
- [11] Da Silva, E., Finardi, E. C., Macedo, M. E.; “Comissionamento de Unidades Hidráulicas no Problema da Programação Energética”, XVI SNPTEE, Campinas, S.P., Brasil, Outubro 2001.
- [12] Arce, A., Ohishi, T., Soares, S.; “Optimal Dispatch of Generating Units of the Itaipu Hydroelectric Plant”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, pp. 154-157, February 2002.
- [13] Bjorkvol, T., Bakken, B. H.; “Calculating the Start-Up Costs of Hydropower Generators”; 14th PSCC, June 2002, Sevilla, Spain.
- [14] Rodrigues, R. N., “Despacho de Unidades Geradoras Hidrelétricas Utilizando Lagrangeano Aumentado”, Tese de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Abril 2003.
- [15] E. Santos, T. Ohishi, “A Hydro Unit Commitment Model Using Genetic Algorithm”, IEEE-CEC 2004, Portland, OR, Jun 2004.

Referências Bibliográficas

- [16] Sousa, Z., “Centrais Hidro e Termelétricas”, São Paulo: Edgar Blücher, 1983.
- [17] Schreiber, G. P., “Usinas hidrelétricas”, São Paulo: Edgar Blücher, 1980.
- [18] Itaipu Binacional, “The Itaipu Hydroelectric Project, 12600 MW, Design and Construction Features”, December 1981.
- [19] Arce, A. “Um Modelo de Otimização do Despacho de Máquinas em Usinas Hidrelétricas”. Tese de Mestrado. FEEC/UNICAMP, novembro, 1999.
- [20] Cicogna, M. “Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos”. Tese de Mestrado. FEEC/UNICAMP, Fevereiro 1999.
- [21] Wood, A. J., Wollemberg, B. F., “Power Generation Operation & Control”, John Wiley & Sons, 1984.
- [22] El-Hawary, M. E. e Christensen, G. S.; “Optimal Economic Operation of Electric Power System, Academic Press, 1979.
- [23] Ohishi, T., Soares, S., Carvalho, M.F.; “A Short Term Hydrothermal Scheduling Approach for Dominantly Hydro Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, N° 2, pp. 637-643, May 1991.
- [24] Carneiro, A. A. F., Soares, S., Bond, P. S.; “A Large Scale Application of An Optimal Deterministic Hydrothermal Scheduling Algorithm”, IEEE/PES 1989 Summer Meeting, paper nº 89 SM 673-S PWRS, Long Beach, CA, July 1989.

- [25] Wang, C., Shahidehpour, S. M.; “Power Generation Scheduling for Multi-Area Hydrthermal System with Tie Line Constraints Cascaded Reservoir and Uncertain Data”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, N° 3, pp. 1333-1340, August 1993.
- [26] Chowdhury, B. H., Rahman, S.; “A Review of Recent Advances in Economic Dispatch”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, N° 4, pp. 1248-1259, November 1990.
- [27] Pereira, M. V. F., Pinto, L. M. V.; “A Decomposition Approach to The Economic Dispatch of The Hydrothermal Systems”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS – 101, N° 10, pp. 3851-3860, October 1982.
- [28] Amado, S. M., Ribeiro, C.; “Short Term Generation Scheduling of Hydraulic Multi-Reservoir Multi-Area Interconnected Systems”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PWRS – 2, N° 3, 1987.
- [29] Monticelli, A. J., “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”, Editora Edgar Blücher Ltda, 1983.
- [30] Luemberger, D. G.; “Introduction to Linear and Non-Linear Programming”, Second Edition, Addison-Wesley, Reading, Mass., 1984.
- [31] Bazaraa, S. M., Shety, C. M.; “Nonlinear Programming”, John Wiley & Sons, Atlanta, 1979.
- [32] Lasdon, L. S.; “Optimization Theory of Large Systems”, Macmillan Company, New York, NY, 1970.

Referências Bibliográficas

- [33] Bertsekas, D. P.; “Nonlinear Programming”, Athena Scientific, Massachusetts, 1999.
- [34] Denardo, E. V., “Dynamic Programming”, Prentice Hall, Englewood Cliffs, N.J, U.S.A., 1982.
- [35] Hillier, F.S., Lieberman, G.F.; “Introducción a la Investigación Operativa”, 3ª edición, Mc Graw-Hill, México, 1991.
- [36] Taha, Hamdy A., “Investigación de Operaciones”, 5ª edición, Ediciones Alfaomega, México, 1992.
- [37] Hreinsson, E. B., “Optimal Short Term Operation of a Purely Hydroelectric System”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3, nº 3, pp. 1072-1077, August 1988.
- [38] Diniz, A. S. L., Terry, L. A., Sousa, L. C. F., Maceira, M. E. P., Costa, F. S., Xavier, L. N. R.; “Modelagem da Função de Produção Energética das Usinas Hidroelétricas nos Modelos de Otimização do Planejamento a Curto Prazo e da Programação do Despacho de Sistemas Hidrotérmicos Interligados”, IX SEPOPE, Rio de Janeiro, May 2004.
- [39] Ponjarah, R. A, Galiana, F. D.; “Systems to Optimizes Conversion Efficiencies at Ontario Hydro’s Hydroelectric Plants”; IEEE Transaction on Power Systems, V. 13, n. 3, pp. 1044-1050, August, 1998.
- [40] Pike, R. W.; “Optimization for Engineering Systems”, Van Nostrand Reinold Company Inc., New York, N. Y. 1986.

Referências Bibliográficas

- [41] Ruggiero, M. A. G, Lopes, V. L.; Cálculo Numérico, Aspectos Teóricos e Computacionais, MacGraw-Hill, 1988.

- [42] Matlab 6.5: User's Manual, 2003.