

UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FRANCISCO CARLOS RODRIGUES COELHO

**PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DETERMINÍSTICA APLICADA AO
PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS
DE POTÊNCIA**

VIÇOSA
2011

FRANCISCO CARLOS RODRIGUES COELHO

**PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DETERMINÍSTICA APLICADA AO
PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS
DE POTÊNCIA**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 – Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. M.Sc. Alexandre Santos Brandão.

Coorientador: Prof. Dr. Marco Aurélio de Almeida Castro.

VIÇOSA
2011

FRANCISCO CARLOS RODRIGUES COELHO

**PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DETERMINÍSTICA APLICADA AO
PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS
DE POTÊNCIA**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 – Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 09 de Junho de 2011.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. M.Sc. Alexandre Santos Brandão - Orientador
Universidade Federal de Viçosa

Prof. Dr. Marco Aurélio de Almeida Castro - Coorientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. José Carlos da Costa Campos - Membro
Universidade Federal de Viçosa

Prof. M.Sc. Heverton Augusto Pereira - Membro
Universidade Federal de Viçosa

*“Eu sou feito do resto de estrelas,
Como o corvo, o carvalho e o carvão...”*

Lenine

Dedico este trabalho à minha mãe Marli e ao meu pai Francisco.

Agradecimentos

Infinitos passos me trouxeram a este momento, passos que eu jamais daria sozinho. Portanto, agradeço a Deus pela vida, pelas oportunidades, e pelas pessoas que encontrei no caminho.

Sou eternamente grato aos meus pais Francisco e Marli pela educação, sacrifício, corretivos e liberdade para fazer minhas escolhas. Aproveito para pedir desculpas pelos momentos de rebelde sem causa da adolescência, não deve ter sido fácil me aturar. Amo vocês.

Devo muito as minhas irmãs Luciana e Marcella que foram e são referências na minha vida e sempre me ajudaram com a experiência de irmãs mais velhas. Aprendi muito com vocês duas, principalmente com os acertos. Tenho certeza de que a caminhada teria sido incomparavelmente mais difícil sem vocês.

Obrigado vô Juarez, você é o melhor engenheiro que conheço mesmo sem ter estudado. Agradeço também a vó Ana e vô Zé Pinto (*in memoriam*) pela convivência. Obrigado vó Luísa pela ternura e por matar minha curiosidade sobre as histórias da família.

Agradeço a minha namorada Sarah que compartilhou essa época incrível da vida comigo. Obrigado por me aturar reclamando das provas difíceis e me dar colo. Aprendi muito com você, sou um ser humano melhor por sua causa, sem contar que agora todo bebê ou cachorrinho que vejo acho fofinho.

A galera da elétrica pelas marretas e aos amigos do GEC (Grupo de Estudos do Chicão) Leita, Romer e mais tarde o Paraíba pelos debates e gargalhadas nas madrugadas véspera de prova. Os bródis Ptt e Augusto, companheiros de Algumas finais e o Granada pela amizade e parceria em várias composições inclusive alguns hits de sucesso. Já dizia o ditado: “*Num é porque tô bêbado não, mais considero o ceis bagarai.*”

Por fim agradeço aos professores orientadores Marco Aurélio e Alexandre pela boa vontade e pelas dicas valiosas ao me orientar neste trabalho.

Resumo

A economia brasileira vem crescendo a taxas elevadas nos últimos anos. Conseqüentemente, os grandes centros urbanos e pólos industriais estão aumentando o consumo de energia elétrica. Deste modo, torna-se necessário um aumento da oferta de energia no sistema elétrico nacional. Com o intuito de evitar a construção de novas usinas hidroelétricas e térmicas, vislumbra-se a utilização de forma inteligente e racional os recursos disponíveis, objetivando diminuir os custos e o impacto ambiental elevado da instalação e manutenção das plantas existentes. Este trabalho tem como objetivo efetuar o estudo sobre o comportamento ótimo em sistemas hidrotérmicos de potência, ou seja, o Planejamento da Operação do Sistema Elétrico, por meio de uma ferramenta computacional capaz de determinar o melhor cronograma de operação possível, atendendo a demanda com o mínimo custo e de forma segura em um determinado prazo, considerando as condições de operação das unidades geradoras. A ferramenta computacional utilizada será a Programação Dinâmica Determinística, que consiste em uma técnica matemática que decompõem o problema em subproblemas e busca a melhor solução para estes. Isto permite a escolha da melhor solução de forma geral para o problema inicial através da interconexão das sub-soluções. O sistema em questão é composto por uma usina hidroelétrica e uma usina termoelétrica operando em paralelo para atender uma demanda energética em um período de tempo definido. A otimização busca utilizar ao máximo os recursos hídricos disponíveis, minimizando a de geração térmica que é, principalmente, proveniente de combustíveis fósseis. Espera-se com este trabalho obter informações úteis sobre sistemas hidrotérmicos de potência, como o comportamento ótimo de geração de energia hídrica e térmica perante diferentes períodos de afluências. A Programação Dinâmica Determinística se mostrou muito útil para resolução do problema proposto, pois considera a alta complexidade do problema de planejamento energético no Brasil, apesar de não considerar diretamente as incertezas presentes no sistema.

Abstract

The Brazilian economy has been growing at high rates in recent years. Consequently, large urban centers and industrial centers are increasing the power consumption. Thus, it becomes necessary to increase the supply of energy in the national electrical system. To avoid the construction of new hydroelectric and thermal, should be used to intelligently use the available resources and rational, aiming to reduce costs and environmental impact of the installation and maintenance of existing plants. This work aims to study the optimal generation of hydrothermal power systems, ie the Operation Planning of Power System, using a computational tool capable of determining the best possible operating schedule, meeting the demand with minimum cost and safely in a particular period, considering the conditions of operation of the generating units. The computational tool used is the Deterministic Dynamic Programming, which is a mathematical technique that decomposes the problem into subproblems and seeks the best solution for these. The system consists of a hydroelectric plant and a power plant operating in parallel to meet an energy demand in a period of time. This work is expected to obtain useful information on hydrothermal power systems, such as optimizing the generation of hydropower and thermal face different periods of inflows. The Deterministic Dynamic Programming was very useful for solving the proposed problem, considering the high complexity of the problem in Brazil, although not directly consider the uncertainties in the system.

Sumário

1	Introdução.....	12
1.1	Setor Elétrico Brasileiro - Histórico	13
1.2	Planejamento da Operação	15
1.3	Programação Dinâmica Determinística	17
1.3.1	Elementos básicos da Programação Dinâmica	18
1.3.2	O Problema da Programação Dinâmica Determinística	19
1.3.3	O Problema do Caixeiro Viajante.....	20
1.3.4	O Algoritmo da Programação Dinâmica Determinística.....	22
1.4	Objetivos.....	24
1.5	Estrutura do trabalho	25
2	Modelagem do Sistema Hidrotérmico	26
2.1	Sistemas hidrotérmicos de Geração.....	26
2.1.1	Modelagem de Usinas hidroelétricas.....	27
2.1.2	Modelagem de Usinas Termoelétricas	34
2.2	Formulação do Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos	36
3	Simulações e Discussão dos Resultados	38
3.1	Testes	38
3.1.1	Período Seco	38
3.1.2	Período Normal	41
3.1.3	Período Úmido.....	44
3.2	Comparação entre PDD e fmincon.....	47
3.3	Histórico completo de afluências	49
4	Conclusões.....	51
5	Referências Bibliográficas	52

Lista de Figuras

Figura 1 – Estágios de desenvolvimento humano e consumo de energia [1].....	12
Figura 2 – Cadeia de Programação de Otimização [3].....	16
Figura 3 – Problema do Caixeiro Viajante.	20
Figura 4 – Primeira solução para o Problema do Caixeiro Viajante.	21
Figura 5 – Duas possíveis soluções para o Problema do Caixeiro Viajante.....	21
Figura 6 – Elementos básicos da Programação Dinâmica no Problema do Caixeiro Viajante.....	22
Figura 7 – Algoritmo típico da Programação Dinâmica Determinística.	23
Figura 8 – Destaque das usinas em estudo: Furnas, Marimbondo e Ilha Solteira.	24
Figura 9 – Esquema de um sistema hidrotérmico de potência [17].....	26
Figura 10 – Esquema de uma usina hidroelétrica [2].	28
Figura 11 – Entradas e saída do modelo de uma usina hidroelétrica [2].....	29
Figura 12 – Custo de operação do sistema não-hidráulico complementar.	35
Figura 13 – Trajetórias dos Volumes com Afluências de 60% da MLT.....	38
Figura 14 – Gerações em Furnas com Afluências de 60% da MLT.....	39
Figura 15 – Gerações em Marimbondo com Afluências de 60% da MLT.....	40
Figura 16 – Gerações em Ilha Solteira com Afluências de 60% da MLT.....	40
Figura 17- Trajetórias dos Volumes com Afluências de 80% da MLT.	41
Figura 18 – Gerações em Furnas com Afluências de 80% da MLT.....	42
Figura 19 – Gerações em Marimbondo com Afluências de 80% da MLT.....	43
Figura 20 – Gerações em Ilha Solteira com Afluências de 80% da MLT.....	43
Figura 21– Trajetórias dos Volumes com Afluências de 120% da MLT.....	44
Figura 22– Vertimentos na usina Ilha Solteira no Período Úmido.....	45
Figura 23– Gerações em Furnas com Afluências de 120% da MLT.....	45
Figura 24– Gerações em Marimbondo com Afluências de 120% da MLT.....	46
Figura 25– Gerações em Ilha Solteira com Afluências de 120% da MLT.....	46
Figura 26– Comparação dos Volumes calculados por PDD e <i>fmincon</i>	48
Figura 27– Comparação das gerações hidráulicas calculados por PDD e <i>fmincon</i>	48
Figura 28– Trajetória do volume de Marimbondo para o histórico de afluências.	49
Figura 29 – Trajetória da geração hidráulica de Marimbondo para o histórico de afluências.	50

1 Introdução

O consumo de energia pelo ser humano vem aumentando sistematicamente ao longo da história como pode ser observado na Figura 1. Como exemplo, o *Homem Primitivo* que viveu há aproximadamente 1.000.000 de anos no Leste da África não tinha domínio do fogo e consumia apenas a energia proveniente de seus alimentos, cerca de 2.000 kcal/dia. O *Homem Agrícola Primitivo* cultivava seus alimentos e utilizava animais em suas lavouras, há 5.000 anos a.C. na Mesopotâmia. Já o *Homem Tecnológico* a partir dos anos 70 nos EUA, com o advento dos computadores e da automação industrial, consome cerca de 250.000 kcal/dia [1].

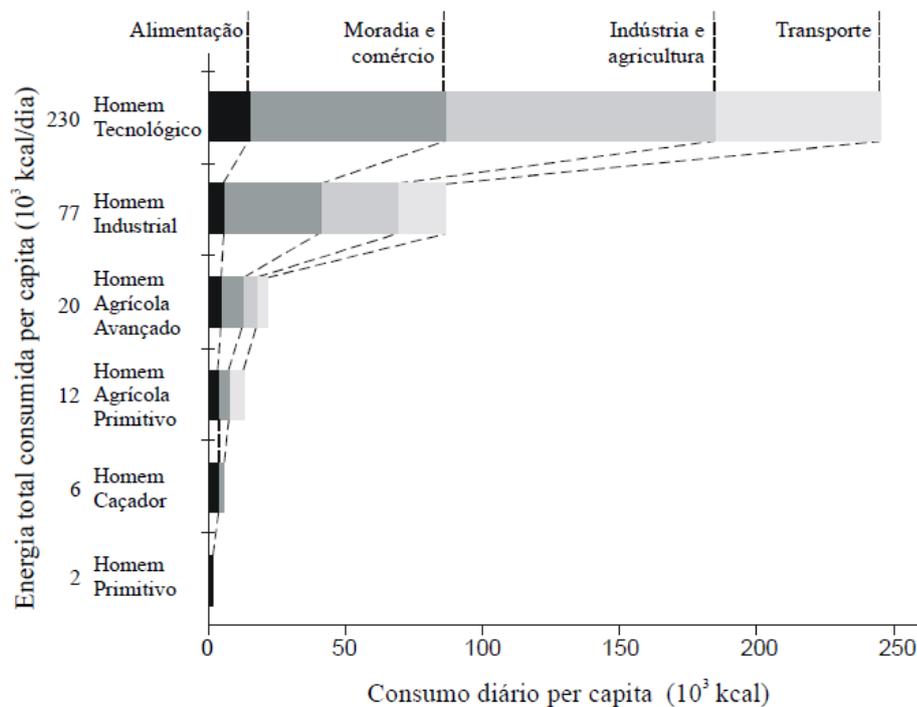


Figura 1 – Estágios de desenvolvimento humano e consumo de energia [1].

Este aumento do consumo de energia está associado, de modo geral, a um estilo de vida mais sofisticado e confortável [2]. Como por exemplo, os combustíveis fósseis que fornecem energia para meios de transporte, a energia elétrica que é utilizada na refrigeração e aquecimento de ambientes de trabalho e residências, dentre outros itens de conforto.

Tendo em vista que no Brasil, 90% da energia elétrica provém de recursos hídricos, a existência de varias empresas atuando no setor de geração, transmissão e distribuição

culminou em um sistema de despacho de energia baseado no custo de oportunidade associado a água nos reservatórios das usinas. Assim, as empresas produtoras de energia hidroelétrica no Brasil não ofertam os preços de modo similar aos países com geração térmica prevalecente. Ao invés disso, a possível produção das hidroelétricas é ofertada de acordo com o custo de oportunidade a ela associado [3]. Custo de oportunidade representa o valor monetário sacrificado pela empresa ao tomar a decisão de aplicar seus recursos em determinada alternativa ao invés de outra [4].

O custo mínimo é obtido, portanto, através de um planejamento da operação, o que significa coordenar as gerações advindas de recursos hídricos e térmicos [5]. O planejamento da operação das usinas hidroelétricas deve ser eficiente para que o sistema elétrico nacional seja confiável e o mais ecológicamente correto possível, permitindo assim um crescimento sustentável no país [6] [7].

Os custos de operação das usinas hidroelétricas podem ser considerados nulos comparados aos custos de operação das usinas térmicas, pois a energia que se transformará em energia elétrica na hidroelétrica provém da energia potencial da água armazenada em seu reservatório, enquanto na termoelétrica a energia vem da queima de combustíveis, que na maior parte das vezes tem um alto custo [8]. Portanto, convém utilizar ao máximo a energia das hidroelétricas e efetuar a complementação com a geração termoelétrica.

Um fator motivador a ser considerado para diminuição da geração térmica é o dano causado ao meio ambiente pela queima de combustíveis fósseis. Dentre os fatores prejudiciais, o mais conhecido é a poluição atmosférica que diminui a qualidade de vida nos centros industriais, principalmente no inverno como o fenômeno de inversão térmica [9], que apresenta uma relação direta com a elevação dos custos com saúde pública no país.

1.1 Setor Elétrico Brasileiro - Histórico

A energia elétrica foi introduzida no Brasil quase simultaneamente à invenção dos aparelhos que viabilizaram seu uso. Em 1879, por intermédio do Imperador D. Pedro II aparelhos construídos por Thomas Edison foram utilizados na iluminação pública, foi então inaugurada na Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, atual Estrada de Ferro Central do Brasil, a primeira iluminação elétrica permanente do país [2].

No ano de 1887, Porto Alegre passou a ser a primeira capital com um serviço permanente de fornecimento de energia elétrica devido a implantação da termoelétrica da Cia. Fiat Lux, com 160 kW de capacidade instalada [10]. No ano seguinte, Nikola Tesla descobriu a corrente alternada e graças à utilização de corrente alternada e à transformação de tensão, a transmissão da energia elétrica por distâncias mais longas tornou-se possível [11].

O desenvolvimento da indústria da energia elétrica no Brasil ocorreu através de empresas privadas do exterior. No fim do século XIX, foi criada no Canadá, a empresa São Paulo Railway, Light and Power Empresa Cliente Ltda – SP RAILWAY, que ficou conhecida como Light. A companhia tinha como objetivo o estabelecimento e operação de centrais para a produção, utilização e venda de eletricidade, e implantação de linhas férreas, telegráficas e telefônicas. Ainda nesta época, a Light recebeu autorização para se instalar no Brasil Por meio de decreto do Presidente Campos Sales, com monopólio dos serviços de bondes elétricos e fornecimento de energia elétrica na cidade de São Paulo [12].

No ano de 1900, havia dezessete localidades abastecidas pela eletricidade no Brasil. Onze empresas operavam ao todo seis termoelétricas e cinco hidroelétricas, com uma capacidade instalada total de 12.085 kW. Ainda em 1900, a Light colocou em funcionamento, na cidade de São Paulo, uma linha de bondes elétricos e recebeu concessão para fornecer energia elétrica para iluminação da cidade. Para atender a demanda destes novos serviços, inaugurou-se a usina hidroelétrica de Parnaíba, com 2.000 kW [10].

Os investimentos do estado no setor tiveram início com a Companhia Hidroelétrica de São Francisco (CHESF) no ano de 1945. A partir daí, os investimentos federais e estaduais tornaram possível o surgimento de empresas como CEMIG (1952), formando um conglomerado de empresas públicas que, além de construírem suas próprias usinas, estatizavam as pequenas centrais hidroelétricas privadas existentes. Esse processo de estatização perdurou até o final da década de 80, quando o governo adquiriu as ações da Light e permitiu grandes investimentos provenientes de recursos do estado [8].

O monopólio do Estado permaneceu até a concepção da Revisão Institucional de Energia Elétrica – REVISE, que aconteceu em 1988. Vieram então as alterações da década de 90, inauguradas com o leilão de privatização da Escelsa em 1995, incluindo a privatização de empresas de geração e de distribuição, porém, somente em 1997 foi constituído o órgão regulador do setor de energia elétrica, denominado Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. No ano seguinte regulamentou-se o Mercado Atacadista de Energia - MAE, ambiente no qual deveriam ocorrer as ações de compra e venda entre os agentes interessados.

Neste mesmo ano organizou-se o Operador Nacional do Sistema - ONS, entidade privada responsável pela coordenação da operação do Sistema Interligado Nacional - SIN [13].

Infelizmente, as privatizações aconteceram sem estarem definidas todas as regras e leis que levariam à tão aclamada “competição” no setor elétrico brasileiro, com ganhos de produtividade e redução de custos. Em meio a um cenário institucional incerto, investimentos praticamente não foram realizados, gerando a crise de suprimento no país em 2001, com racionamento de energia e perspectivas de cortes de fornecimento (popularmente conhecidos como “apagão”). Como consequência, o consumidor, aclamado como o grande beneficiário do processo de privatização, tem arcado com tarifas cada vez mais elevadas por uma energia escassa, com baixa qualidade [14].

1.2 Planejamento da Operação

A matriz energética brasileira é caracterizada por ser basicamente hidráulica, outras fontes renováveis contribuem com aproximadamente 4,2%, fontes nucleares com 3,7%, o gás natural com 3,6%, outros derivados de petróleo com 3,2% e o carvão em torno de 1,5%. Essa característica torna o Brasil um caso único no mundo do ponto de vista energético, daí a necessidade de um criterioso planejamento da operação [15].

O planejamento da operação de sistemas de energia elétrica tem como objetivo determinar uma política de operação que atenda a demanda de energia a baixos custos e de maneira confiável. Em sistemas hidrotérmicos de geração, com predominância de geração hidroelétrica, o planejamento da operação tem como objetivo substituir sempre que possível, a geração termoelétrica pela hidroelétrica, cujo custo de combustível é nulo quando comparado com a geração de origem termoelétrica, que possui um custo de combustível elevado [16].

Países como o Brasil, Noruega, Suécia e Canadá, possuem predominância das usinas hidrelétricas na geração de energia, sendo que, cada um adota uma metodologia de planejamento específica, de acordo com as características do seu sistema [17].

Tendo em vista as incertezas que envolvem a disponibilidade de vazões afluentes futuras, à demanda a ser atendida e a evolução do sistema com o tempo, o problema de planejamento é classificado como estocástico e dinâmico. Além disso, as funções de custo de operação das usinas termoelétricas e as funções de produção hidráulica são não-lineares, fato que leva o problema de planejamento a ser classificado como não-linear [8].

Alguns modelos de simulação são capazes de serem utilizados nesses problemas, com relações não-lineares entre as variáveis e muitas restrições aplicáveis aos possíveis valores que elas possam assumir. No entanto, há uma enorme variedade de regras que podem ser adotadas, tornando difícil a escolha de valores para as variáveis que conduzam a soluções próximas às mais eficientes possíveis. Sendo assim, modelos de otimização normalmente não são aptos a trabalhar com todas as complexidades e não-linearidades que podem ser abordadas em modelos de simulação. Porém, quando modelos de otimização são desenvolvidos para efetuar uma aproximação adequada do problema real, eles podem produzir soluções eficientes e ajudar significativamente na resolução do problema [18].

Como já foi mencionado, o problema é extremamente complexo e por isso é necessária a sua divisão em diversas etapas. Em cada etapa, os modelos utilizados possuem diferentes graus de detalhe para representação do sistema, pois abrangem períodos de estudos com diferentes horizontes de planejamento, médio prazo, curto prazo e programação diária.

Primeiramente, na etapa de médio prazo são realizadas simulações para horizontes de até cinco anos à frente, as informações extraídas desta etapa são as parcelas de geração hidráulica e térmica que minimizam o valor esperado do custo de operação. Na etapa de curto prazo, determinam-se as metas individuais de geração das usinas hidráulicas e térmicas do sistema, assim como os intercâmbios de energia entre subsistemas, isso tudo a partir das informações obtidas na primeira etapa. Finalmente, na programação diária, define-se uma programação horária de geração que atenda as metas estabelecidas na segunda etapa, sujeita às condições operacionais e características da rede elétrica [3].

Dentre as ferramentas computacionais utilizadas estão o NEWAVE, NEWDESP, DECOMP e DESSEM. Estes modelos estão encadeados de acordo com a Figura 3.

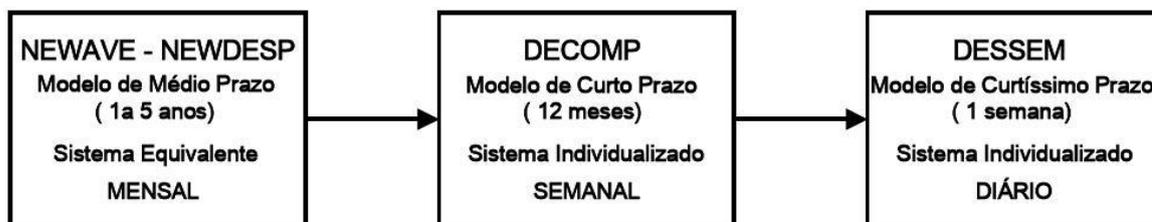


Figura 2 – Cadeia de Programação de Otimização [3].

O NEWAVE é o responsável pelo planejamento da operação em médio prazo de sistemas hidrotérmicos interligados com “discretização” mensal. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o horizonte de planejamento [19].

O modelo NEWDESP permite que se obtenha o despacho do sistema a partir dos resultados do NEWAVE, com base nos valores de energia armazenados no início de um mês e valores realizados e previstos de energias afluentes, o modelo obtém o despacho ótimo para o período em estudo definindo a geração hidráulica equivalente e o despacho das usinas térmicas para cada subsistema [19].

A ferramenta computacional DECOMP é responsável pela coordenação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados para o horizonte de curto prazo, sendo que no primeiro mês considera-se vazões previstas, no restante do período as incertezas são levadas em conta através de uma árvore de possibilidades com possíveis cenários de vazões. Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação no primeiro estágio da primeira semana [20].

O DESSEM é um modelo de otimização para o planejamento da operação em um horizonte de curto prazo (de 7 a 13 dias), que tem como objetivo determinar o despacho ótimo horário de geração para sistemas hidrotérmicos interligados que minimiza o custo total de operação no período de planejamento [3].

1.3 Programação Dinâmica Determinística

A programação dinâmica é uma técnica matemática utilizada na resolução de problemas que envolvem uma sequência de decisões inter-relacionadas. Essa ferramenta matemática decompõe o problema em subproblemas, encontra soluções parciais para estes e as guardam para posteriormente, compor a solução do problema original.

O custo de operação do sistema hidrotérmico depende de informações que estão relacionadas no tempo, ou seja, informações futuras são dependentes das informações passadas e atuais, portanto o problema é dinâmico e não separável no espaço. Deste modo, tem-se na programação dinâmica uma ferramenta poderosa para a resolução deste problema, já que ela lida com sistemas que evoluem no tempo [21].

Na Programação Dinâmica Determinística (PDD), as incertezas do sistema não são levadas em consideração, ao contrário da Programação Dinâmica Estocástica (PDE). Neste

trabalho foi utilizada a técnica determinística, portanto as afluições que seriam incertas por dependerem das chuvas são consideradas sabidas. Para obtenção de valores razoáveis ao estimar as afluições utilizou-se o histórico de afluições de um período de 67 anos, de 1931 a 1998. O software implementado teve suas bases na teoria da Programação Dinâmica Determinística e foi feito no ambiente MATLAB versão 2010a.

1.3.1 Elementos cásicos da Programação Dinâmica

A programação dinâmica é um método de otimização sequencial e se divide nos seguintes elementos básicos [3]:

- Estado: É a configuração do sistema. Representa as várias condições possíveis dentre as quais o sistema poderia estar naquela etapa do problema. Para indicar o estado x no estágio t será usada a seguinte notação x_t .
- Estágio: Um estágio é um passo unitário e corresponde à transição do sistema de um estado para o adjacente. Neste trabalho, o estágio corresponde ao intervalo de tempo do planejamento. É a variável discreta t que determina a ordem de ocorrência das modificações no sistema.
- Decisão: Para cada estado do sistema existe um conjunto de decisões possíveis, dentre as quais uma será escolhida e executada. É uma variável que aplicada ao sistema quando este se encontra num estado x_t , influencia de alguma forma o estado que o sistema se encontrará no estágio seguinte x_{t+1} . Para indicar o estado x no estágio t será usada a seguinte notação u_t .
- Custo Elementar: É o custo ou penalidade associada a cada decisão tomada em cada estágio. Se a decisão u_t é tomada no estágio t quando o sistema está no estado x_t , denota-se o custo elementar pela função:

$$C_t(x_t, u_t) \tag{27}$$

- Estado Inicial: Corresponde a x_1 , o estado em que o sistema se encontra no estágio inicial $t = 1$.
- Equação recursiva de transição do estado: É uma equação que seleciona o estado do sistema em dois estágios consecutivos para uma dada decisão, denotada por:

$$x_{t+1} = f(x_t, u_t) \quad (28)$$

- Política de Decisão: É uma sequência de decisões $[u_1, u_2, \dots, u_t, \dots, u_{T-1}, u_T]$, que levam o sistema do estado inicial x_1 ao estado x_T do estágio final T .
- Função Objetivo: É a função a ser otimizada, descrita pela soma dos custos de cada estágio para todo horizonte de estudo somada a um custo terminal arbitrário $C'_{t+1}(x_{t+1}, u_{t+1})$:

$$Z = \sum_{t=1}^T C_t(x_t, u_t) + C'_{t+1}(x_{t+1}, u_{t+1}) \quad (29)$$

1.3.2 O Problema da Programação Dinâmica Determinística

O problema básico da Programação Dinâmica Determinística é encontrar a política de decisão $[u_1, u_2, \dots, u_t, \dots, u_{T-1}, u_T]$, para controlar um sistema dinâmico cuja equação de transição de estado é denotada por (23). Deseja-se também que esta política de decisão seja tal que possa ser encontrado o ponto ótimo (no caso deste trabalho o mínimo) de uma função objetivo. Matematicamente tem-se:

$$Z = \min\left\{\sum_{t=1}^T C_t(x_t, u_t) + C'_{t+1}(x_{t+1}, u_{t+1})\right\} \quad (29)$$

Vale à pena lembrar que, a função objetivo é representada pelo custo de geração térmica do sistema que é considerada como uma equação não-linear quadrática (19). Sabe-se que as saídas da programação dinâmica são as tabelas de decisão e as tabelas de custo. Entretanto, para este trabalho as análises são feitas observando-se as trajetórias ótimas do volume e das gerações dos subsistemas térmico e hidráulico, pois estas trajetórias são definidas por serem as decisões correspondentes ao mínimo da função custo.

1.3.3 O Problema do Caixeiro Viajante

Genericamente, o problema da Programação Dinâmica Determinística pode ser representado pelo Problema do Caixeiro Viajante, que foi especialmente construído para ilustrar as características da programação dinâmica. O interesse neste problema não reside apenas em sua solução, mas, também, em desenvolver um método que possa resolver outros problemas similares [8]. Na Figura 8 é apresentada uma rede viária, onde uma cidade qualquer é representada por uma letra. As distancias entre as cidades são representadas por custos. Um homem deseja viajar da cidade A para a cidade J. Qual o caminho ele deverá seguir para obter o menor custo?

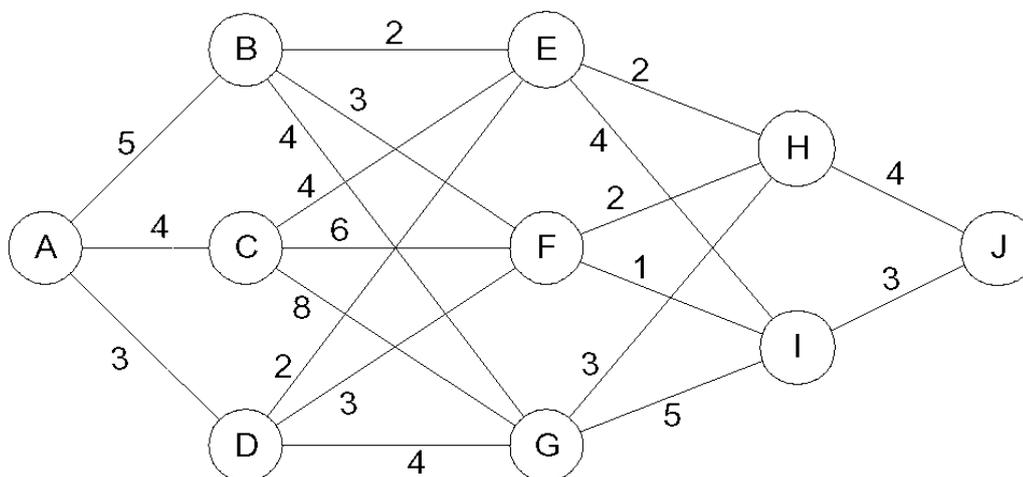


Figura 3 – Problema do Caixeiro Viajante.

A primeira idéia é a de, a cada cidade, a escolha seja sempre o próximo caminho mais barato. Assim, a trajetória escolhida seria A D E H J com custo total de 11, como pode ser visto na Figura 9.

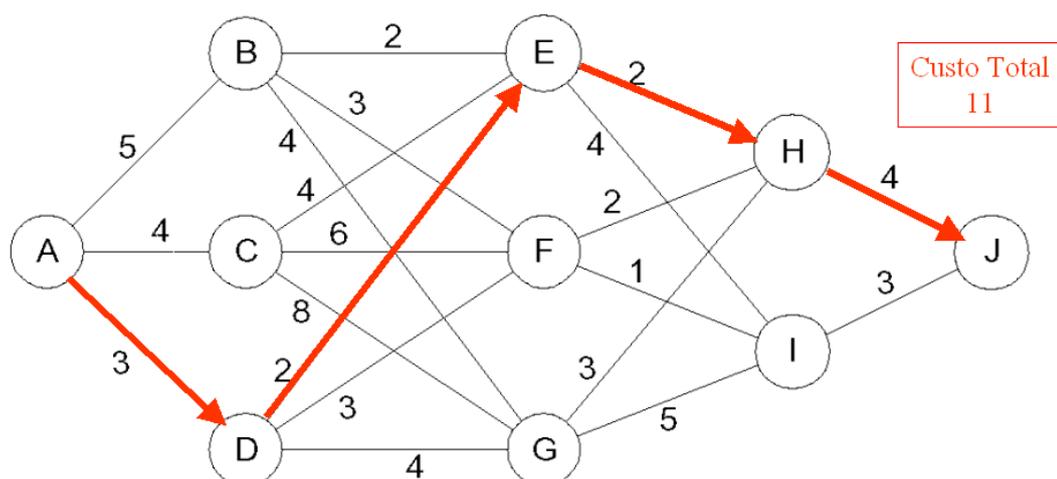


Figura 4 – Primeira solução para o Problema do Caixeiro Viajante.

Verifica-se, no entanto que saindo de A, passando por D e seguindo por F (ao invés de E), o custo total será de 10, como pode ser observado na Figura 10.

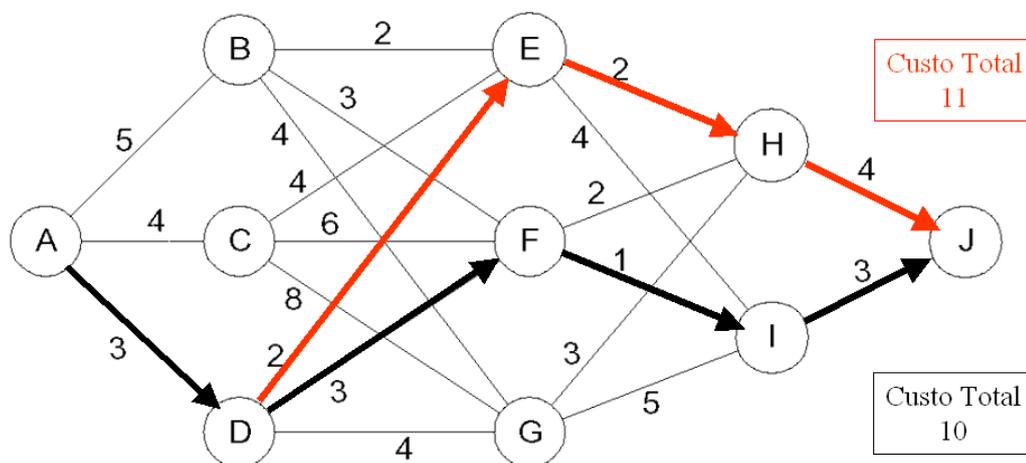


Figura 5 – Duas possíveis soluções para o Problema do Caixeiro Viajante.

Conclui-se então que a primeira idéia para resolver o problema não é a melhor possível. Como o viajante não consegue descobrir nenhuma técnica que lhe permita escolher rapidamente a trajetória ótima, ele resolve o problema calculando os custos totais associados a cada possível trajetória (são 18 ao todo), decidindo-se pela trajetória de menor custo. Porém

esta maneira de resolver o problema não é viável para uma situação de muitas possibilidades, como é a geração hidrotérmica.

É possível identificar no Problema do Caixeiro Viajante, elementos básicos da Programação Dinâmica, como ilustrado pela Figura 11. Sendo que o Estado é a cidade na qual o viajante se encontra, o estágio é a transição de uma cidade para outra e a decisão a ser tomada é qual caminho seguir.

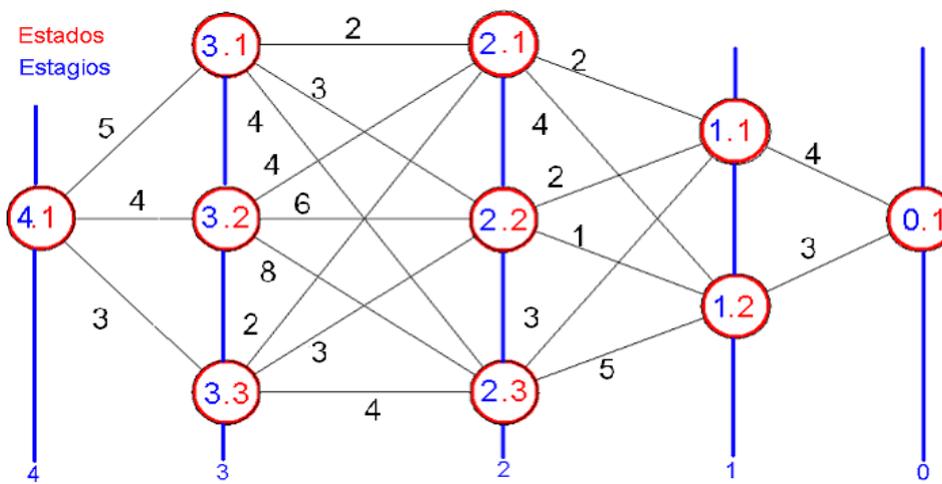


Figura 6 – Elementos básicos da Programação Dinâmica no Problema do Caixeiro Viajante.

Fazendo uma analogia entre o problema do Caixeiro Viajante e do planejamento energético de um sistema hidrotérmico, minimizar os custos da geração de energia consiste em encontrar o “melhor caminho” de volumes (estados) ao longo dos meses.

1.3.4 O Algoritmo da Programação Dinâmica Determinística

Este tipo de programação separa um problema muito complexo em vários subproblemas que são resolvidos por processos de iterações, de modo que a solução de cada subproblema é armazenada numa variável apropriada, esta por sua vez, servirá para se construir o caminho ótimo a ser seguido no planejamento. O algoritmo típico deste problema é mostrado na Figura 12.

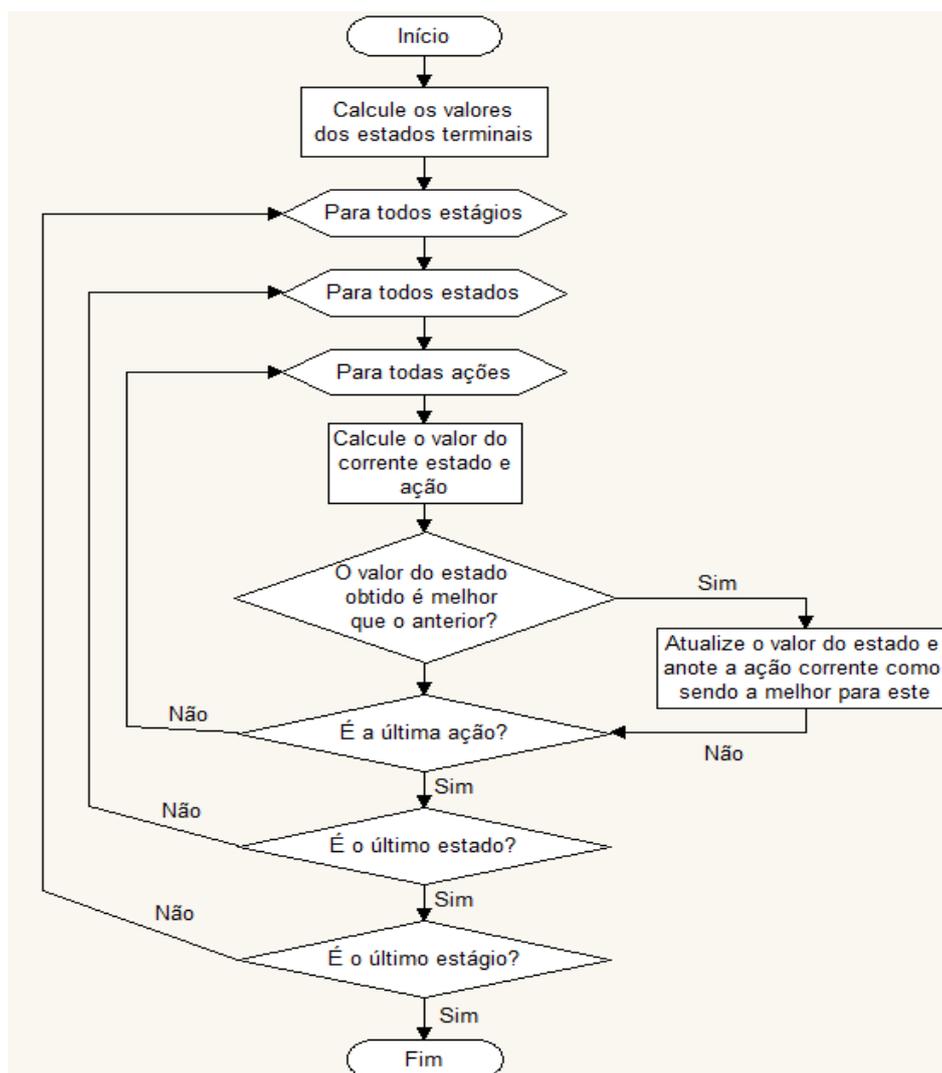


Figura 7 – Algoritmo típico da Programação Dinâmica Determinística.

De acordo com o Algoritmo, calculam-se primeiramente os valores terminais, ou seja, a Programação Dinâmica Determinística é uma técnica recursiva. Então, os parâmetros do último estágio são armazenados. Na sequência, são feitas as restrições de turbinagem e volume. Caso as restrições sejam satisfeitas, os valores são guardados e o programa vai para a próxima iteração, de modo sucessivo. Finalmente, quando já foram feitas todas as iterações do programa, os caminhos ótimos de decisões e estados são traçados.

1.4 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo estudar o comportamento ótimo de maneira individual de três sistemas hidrotérmicos, isto é, usinas hidroelétricas operando em paralelo com termoelétricas para suprir uma demanda constante. As usinas em estudo serão as hidroelétricas com reservatório de acumulação: Furnas, Marimbondo e Ilha Solteira destacadas na Figura 2, localizadas no Sudeste brasileiro.



Figura 8 – Destaque das usinas em estudo: Furnas, Marimbondo e Ilha Solteira.

O estudo visa obter uma resposta de operação segura e confiável a baixos custos para os sistemas hidrotérmicos em questão, através da Programação Dinâmica Determinística, uma ferramenta computacional capaz de lidar com a alta complexidade do problema de planejamento energético. Vale a pena observar que devido a complexidade do sistema, não é possível considerar todas as variáveis presentes no sistema real como, por exemplo, a evaporação da água nos reservatórios.

1.5 Estrutura do trabalho

O trabalho é apresentado em cinco capítulos. Neste primeiro, encontra-se uma breve introdução sobre consumo de energia, o setor elétrico brasileiro e como é feito seu planejamento de operação.

A ferramenta utilizada para efetuar os estudos sobre planejamento energético também é apresentada neste capítulo, a Programação Dinâmica Determinística com seus elementos básicos, peculiaridades e seu algoritmo. Ainda no primeiro capítulo encontram-se algumas motivações para a realização deste trabalho e seus principais objetivos.

O Segundo capítulo mostra a modelagem matemática que representa o sistema hidrotérmico de potência. Primeiramente são apresentadas as variáveis consideradas na usina hidroelétrica e depois as da termoelétrica, de forma individual. A formulação do problema também é apresentada neste capítulo.

No terceiro capítulo está a parte mais importante do trabalho, pois nele se encontram os resultados e discussões sobre cada sistema hidrotérmico estudado. Ainda neste capítulo realizou-se a validação do software desenvolvido.

O quarto capítulo se refere às conclusões obtidas com o estudo e o quinto trata das referências bibliográficas utilizadas para realização do trabalho.

2 Modelagem do Sistema Hidrotérmico

2.1 Sistemas hidrotérmicos de Geração

Os sistemas hidrotérmicos de geração são compostos por dois subsistemas complementares entre si, um hidráulico e um subsistema térmico como se pode observar na Figura 4, o objetivo destes sistemas é fornecer energia a uma linha de transmissão e atender a demanda dos centros de consumo [17].

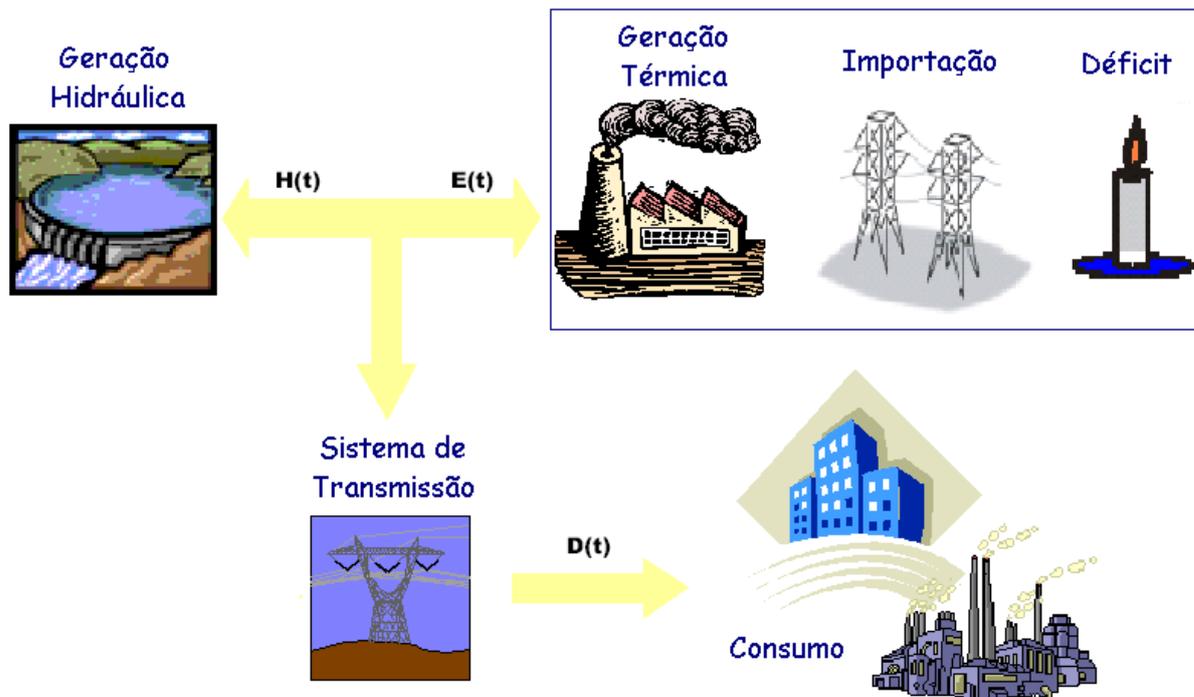


Figura 9 – Esquema de um sistema hidrotérmico de potência [17].

As variáveis indicadas na Figura 4 são: $H(t)$ - geração média total das usinas hidroelétricas durante o intervalo t , em MW; $E(t)$ - geração média das fontes não-hidráulicas (complementação térmica) durante o intervalo t , em MW; $D(t)$ - demanda média durante o intervalo t , em MW.

Conforme mencionado anteriormente o subsistema hidráulico é composto pelas usinas hidroelétricas, cujos custos de geração são desprezíveis, pois a energia elétrica obtida provém

da energia potencial da água. Mesmo nos casos em que são cobradas taxas pelo uso da água, o custo de operação das usinas hidroelétricas é relativamente baixo quando comparado ao custo das usinas termoelétricas e, portanto, considerado nulo no modelo proposto.

Já o subsistema térmico é constituído pelas usinas térmicas, cujo custo conglomerada, além do custo do combustível gasto na operação das usinas termoelétricas, o custo da importação de energia, e o custo da falta de suprimento (déficit energético), sendo representado através de uma única função de custo que será detalhada na Seção 3.1.2 deste capítulo.

A quantidade de energia gerada em cada subsistema será diferente, dependendo da forma de operação do sistema hidrotérmico. Buscar o comportamento ótimo de um sistema de geração predominantemente hidroelétrico significa, de modo geral, encontrar as trajetórias de volume armazenado nos reservatórios e as vazões turbinadas pelas usinas para substituir, sempre que possível, a geração de origem não-hidráulica pela geração hidráulica [16].

As trajetórias de volume e turbinagem, como será mostrado adiante, são determinadas pelas características intrínsecas dos próprios reservatórios e também pelas condições operativas que lhes são impostas [22].

2.1.1 Modelagem de Usinas hidroelétricas

A energia elétrica produzida nas hidroelétricas provém da energia potencial hidráulica presente a partir do armazenamento de água em seus reservatórios. A barragem ao represar a água, aumenta a altura de queda d'água, e exerce também, para algumas usinas, o importante papel de regulação das vazões afluentes naturais.

Os reservatórios conforme sua capacidade de regularização são classificados como de compensação ou de acumulação. O primeiro tem grande capacidade de armazenar energia potencial, e por isso é responsável pela regulação das vazões dos rios. Já o reservatório de compensação tem pequena capacidade de armazenar energia, o que permite apenas a regulação de pequenas descargas. As usinas com reservatórios de acumulação são denominadas usinas a reservatório, enquanto que as com reservatório de compensação são chamadas de usinas a fio d'água.

A água armazenada no reservatório é conduzida sob pressão através do canal de adução até o conjunto de turbinas da usina. Nesta etapa, a água é utilizada para girar as pás das turbinas. A energia cinética da água sob pressão, através da tubulação, é convertida em

energia mecânica nas turbinas, mais precisamente, energia cinética com a rotação das pás. As turbinas estão conectadas a geradores que, através de indução eletromagnética, convertem a energia cinética em energia elétrica.

Depois de passar pelas turbinas, a água retorna à malha hídrica através de um canal ou conduto que recebe o nome de canal de fuga da usina. Existe, ainda, um vertedouro por onde a água em excesso, que não será utilizada na geração de energia e que não pode ser armazenada nos reservatórios, retorna ao rio. Em alguns casos, o vertedouro é utilizado para manter vazões mínimas à jusante do reservatório, pois é uma exigência da legislação federal manter esta vazão, chamada de sanitária, quando o nível de carga é baixo e as vazões turbinadas não são suficientes para satisfazer tais restrições [17]. A Figura 5 representa as principais variáveis que compõem o modelo matemático de uma usina hidroelétrica [2].

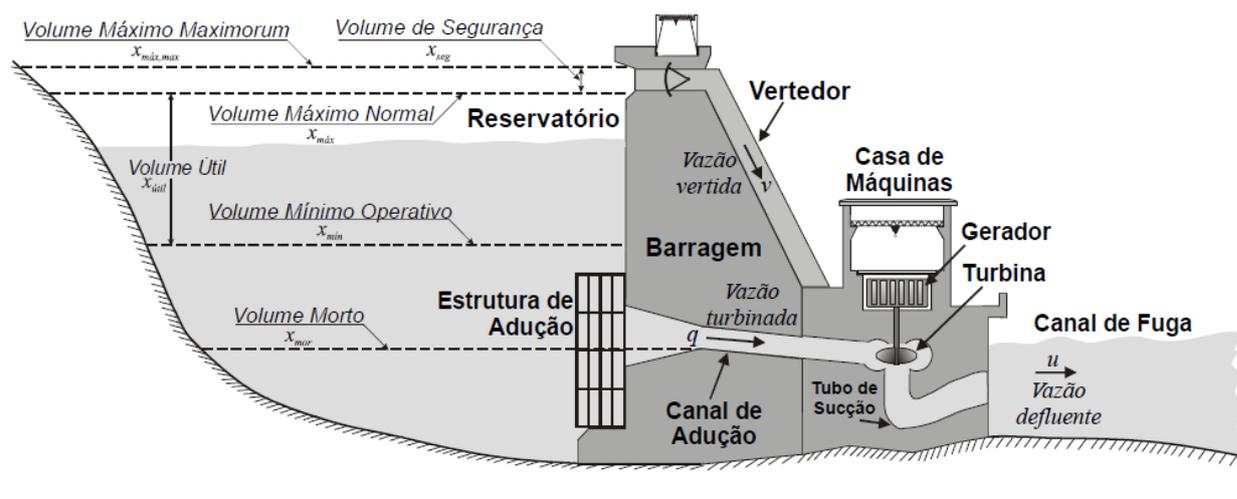


Figura 10 – Esquema de uma usina hidroelétrica [2].

As variáveis indicadas na figura são:

- x_{mor} : volume morto do reservatório, em hm^3 . É o volume de água armazenado abaixo do nível mínimo do canal de adução e que não pode ser retirado do reservatório.
- $x_{mín}$: volume mínimo operativo, em hm^3 . É o mínimo volume de água necessário para que a usina possa gerar energia. Normalmente está associado à altura mínima na qual a turbina pode operar ou ao nível necessário do reservatório para manter as estruturas de adução submersas.

- x_{max} : volume máximo operativo, em hm^3 . É o máximo volume de água que o reservatório armazena em condições normais de operação.
- $x_{\text{útil}}$: volume útil, em hm^3 . É a diferença entre os volumes máximo e mínimo.
- $x_{max,max}$: volume máximo maximorum, em hm^3 . É o volume máximo extremo que o reservatório pode armazenar sem que haja comprometimento da estrutura da barragem. Este volume é atingido apenas em condições anormais de operação, tais como grandes cheias.
- x_{seg} : volume de segurança, em hm^3 . É a diferença entre o volume máximo maximorum e o volume máximo operativo. É como se fosse um “espaço vazio” que pode ser preenchido em condições anormais, quando há excesso de água.
- q : é a vazão turbinada, também chamada de turbinagem, em m^3/s . É a vazão que efetivamente gera energia, fluindo do reservatório à casa de máquinas, através do canal de adução, pois faz com que as turbinas girem e acionem os geradores.
- v : vazão vertida ou também conhecida como vertimento, em m^3/s . É a vazão que flui diretamente do reservatório ao rio, através do vertedouro, sem passar pela casa de máquinas e portanto, sem gerar energia.
- u : vazão defluente, ou simplesmente defluência, em m^3/s . É a vazão turbinada somada com o vertimento.

Para desenvolver o modelo matemático de uma usina hidroelétrica, deve-se inicialmente definir o que se deseja deste modelo, quais serão suas entradas e quais serão suas saídas, tal como ilustrado na Figura 6.

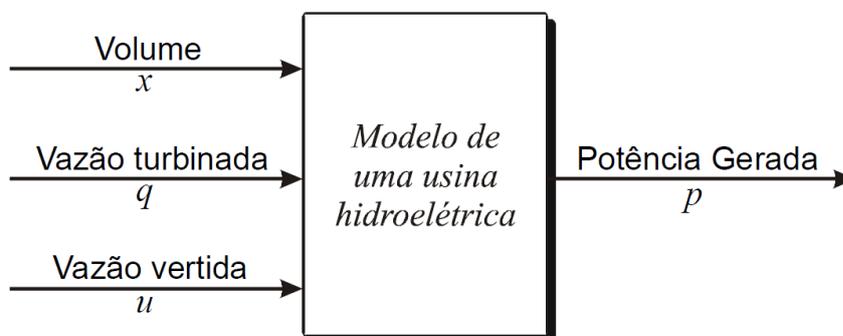


Figura 11 – Entradas e saída do modelo de uma usina hidroelétrica [2].

Neste trabalho, o modelo matemático de uma usina é a função de geração da usina, isto é, a função que relaciona variáveis mensuráveis com a potência gerada, já que os aspectos energéticos são o foco do problema. Estas variáveis mensuráveis são o volume de água armazenado no reservatório e as vazões turbinada e vertida e a partir delas deve-se determinar a potência que a usina irá gerar [2].

A energia elétrica produzida por determinado volume de água x é o resultado da transformação da energia potencial desta massa de água em energia elétrica. Logo, se e_e e e_p são respectivamente as energias elétrica e potencial da água armazenada dadas em Joules (J), pode-se escrever:

$$e_e \propto e_p . \quad (1)$$

Sendo m a massa do volume de água x , em kilogramas (kg), h a altura à qual o volume de água cairá para produzir energia, ou altura efetiva de queda d'água em metros (m), e g a aceleração da gravidade, igual a $9,81 \text{ m/s}^2$, pode-se escrever a energia potencial como:

$$e_p = m \cdot g \cdot h . \quad (2)$$

É possível substituir a massa da água em (2), Considerando-se, ρ a densidade ou massa específica da água em 10^3 kg/m^3 :

$$\rho = \frac{m}{x} \rightarrow m = \rho \cdot x . \quad (3)$$

Deste modo, a equação (2) fica:

$$e_p = \rho \cdot g \cdot h \cdot x . \quad (4)$$

Como já mencionado anteriormente, a quantidade de energia elétrica gerada pela usina é proporcional à energia potencial armazenada, o que permite escrever a seguinte equação:

$$e_e = \eta \cdot e_p , \quad (5)$$

sendo que η é um coeficiente de rendimento, associado aos rendimentos da turbina e do gerador, estando envolvido no processo de transformação de energia potencial hidráulica em energia elétrica. A partir de (5) tem-se:

$$e_e = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot h \cdot x . \quad (6)$$

A equação (6) especifica a energia elétrica que o volume x de água gera ao passar pelas turbinas. Porém, a vazão q que passa pelas turbinas é de fácil obtenção e deseja-se determinar a potência elétrica gerada. Se o volume x necessita de um intervalo de tempo Δt em segundos, para produzir a quantidade de energia elétrica e_e , pode-se determinar a potência média dividindo (6) por Δt :

$$\frac{e_e}{\Delta t} = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot h \cdot \frac{x}{\Delta t} . \quad (7)$$

A energia elétrica dividida pelo intervalo de tempo Δt significa a taxa média de transformação de energia, ou seja, potência média. De forma similar, volume dividido por tempo representa o fluxo médio de água através das turbinas, denominado vazão turbinada. Fazendo o intervalo de tempo tender a zero e definindo a potência instantânea $p(t)$, em Watts, e a vazão turbinada instantânea $q(t)$, em m³/s, tem-se:

$$p(t) = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot h \cdot q(t) . \quad (8)$$

Todas as grandezas de (8) são expressas no Sistema Internacional. Logo, a potência instantânea $p(t)$ é expressa em Watts, a altura h em metros, a vazão turbinada $q(t)$ em m³/s, o rendimento η é adimensional, a densidade da água ρ é igual a 10³ kg/m³ e a aceleração da gravidade g é 9,81 m/s². Analisando (8), verifica-se que ρ e g são constantes. Para definir a função de geração hidráulica de uma usina hidroelétrica tal como ilustrado na Figura 4, os valores de ρ e g devem ser determinados a partir das variáveis de entrada do modelo. Além disso, a vazão turbinada $q(t)$ deve possuir um limitante superior, que reflita a máxima potência que pode ser gerada pela usina com base nas entradas do modelo e nas características das turbinas e dos geradores.

Com base na equação (8) define-se a função geração hidráulica, faltando apenas determinar a altura efetiva de queda d'água h e o rendimento η . A altura efetiva de queda d'água h apresentada anteriormente é equivalente à altura de queda líquida h_l que será apresentada a seguir. Esse valor de altura é determinado através da diferença entre a altura de queda bruta h_b e as perdas hidráulicas pc [23], ou seja,

$$h_l = h_b - pc . \quad (9)$$

A perda de carga ou perda hidráulica pc representa a perda de carga hidráulica, em metros ou porcentagem, que a água sofre pelo percurso de adução, desde o reservatório até as turbinas. Estas perdas ocorrem, principalmente, pelo atrito entre a água e as canalizações do canal de adução. Nos modelos adotados pelo setor elétrico brasileiro, existem três representações [17]:

- Perda de carga constante: é o modelo mais simples que pode ser adotado, pois a perda de carga é considerada constante e igual a um valor médio. Este modelo é usado quando não há informação disponível para o cálculo das perdas hidráulicas de forma mais precisa.

$$pc = constante \quad (10)$$

- Perda de carga proporcional à queda bruta: este modelo considera que a altura de perda de carga depende somente da queda bruta disponível e de um parâmetro k :

$$pc = k \cdot h_b \quad (11)$$

Onde o parâmetro k é um número positivo e depende da usina hidroelétrica em questão.

- Perda de carga proporcional ao quadrado da vazão turbinada: neste modelo a altura de perda depende da vazão turbinada elevada ao quadrado.

$$pc = k \cdot q^2 \quad (12)$$

Como no modelo anterior, o parâmetro k é um número positivo que depende da usina em questão.

O cadastro de usinas da Eletrobrás mostra que a maioria das usinas brasileiras representa a perda de carga como proporcional à altura de queda bruta, porém algumas usinas com pequena capacidade de geração utilizam a representação da perda de carga constante. É importante mencionar que no presente trabalho será utilizada a perda de carga constante.

A altura de queda bruta h_b de uma usina hidroelétrica é uma função dos níveis d'água de montante e de jusante, sendo determinada pela diferença entre os níveis de montante h_{mon} e jusante h_{jus} . Para que se tenha uma referência padrão no Brasil, estes níveis são expressos em relação ao nível de referência do IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística), mais conhecido como “Zero do IBGE” [2].

$$h_b = h_{mon} - h_{jus} \quad (13)$$

O nível de montante h_{mon} é uma função não-linear do volume total de água armazenada no reservatório e é expresso em Hectômetros cúbicos (hm^3). Esta função depende, basicamente, do relevo da região na qual a usina está situada. Esta função é comumente representada como um polinômio de quarto grau.

O nível de jusante h_{jus} em hm^3 , também é função não-linear, porém, ao contrário do nível de montante, depende, basicamente, do canal de fuga da usina e das características do rio a jusante do reservatório. Neste trabalho, considerou-se o nível de jusante h_{jus} como sendo o valor médio a jusante do reservatório, que é um dado usualmente fornecido pelas usinas. Esse valor recebe o nome de cota média do canal de fuga cfm .

$$h_{jus} = cfm \quad (14)$$

A determinação do nível montante h_{mon} é feita por meio de medições realizadas na própria barragem ou por mecanismos computacionais que sejam capazes de descrever as características do relevo da região. No Brasil, polinômios de até quarto grau são utilizados para representar esta função que, na maioria das vezes, é fornecida. A função h_{mon} é da seguinte forma:

$$h_{mon}(x) = a + b \cdot x + c \cdot x^2 + d \cdot x^3 + e \cdot x^4 \quad (15)$$

Substituindo (13) em (9) e aplicando as igualdades (10) e (14) tem-se a seguinte expressão para altura de queda líquida:

$$h_l = h_{mon}(x) - h_{jus} - pc. \quad (16)$$

Definido h_l resta calcular a constante rendimento η que se refere ao rendimento combinado da turbina e do gerador. Dependendo dos dados disponíveis e da precisão desejada ou requerida pelo modelo da usina hidroelétrica, o rendimento pode ser modelado de diferentes modos. Para estudos de longo prazo, com intervalos discretos de tempo (meses), usualmente considera-se η igual a um rendimento médio, portanto constante. No entanto, o catálogo de dados da Eletrobrás não apresenta o rendimento médio das usinas, mas sim um parâmetro chamado de produtibilidade específica pe . Para explicar este parâmetro, deve-se observar a equação (8), a equação da potência gerada pela usina.

Se o rendimento η é feito constante, a equação passa a ter três parâmetros constantes, pois ρ e g são valores conhecidos como já mostrado. Sendo assim, o produto destes três parâmetros define a produtibilidade específica pe :

$$pe = \eta \cdot \rho \cdot g \quad (17)$$

Por fim, substituindo (17) em (8) é possível obter a equação final de geração hidráulica utilizada neste trabalho:

$$p(t) = pe \cdot h_l \cdot q(t) \quad (18)$$

2.1.2 Modelagem de Usinas Termoelétricas

As usinas termoelétricas convencionais são instalações que produzem energia elétrica a partir da queima de carvão, óleo combustível, gás natural ou biomassa em uma caldeira projetada para esta finalidade específica. Existem também as usinas nucleares que utilizam

combustíveis fósseis como urânio natural e enriquecido. Vale mencionar que o funcionamento das centrais termoelétricas é semelhante independente do combustível utilizado [17].

O combustível é armazenado em parques ou depósitos adjacentes, de onde é enviado para a usina, onde será queimado na caldeira. Esta gera vapor a partir da água que circula por uma extensa rede de tubos que revestem suas paredes. A função do vapor é movimentar as pás de uma turbina. A partir desta etapa, a transformação de energia mecânica em elétrica ocorre como nas hidroelétricas, com diferença na velocidade de rotação das turbinas, nas termoelétricas a velocidade de rotação é mais alta.

Como dito anteriormente, os custos da geração termoelétrica é basicamente o preço dos combustíveis que serão utilizados no processo. A função que descreve o custo da operação do parque térmico é baseada na ordem de despacho das unidades geradoras, a princípio vão sendo despachadas as usinas de menor custo, ou seja, a Usina 1 opera com um menor custo em relação a Usina 2, e assim sucessivamente. A Figura 7 ilustra a função custo.

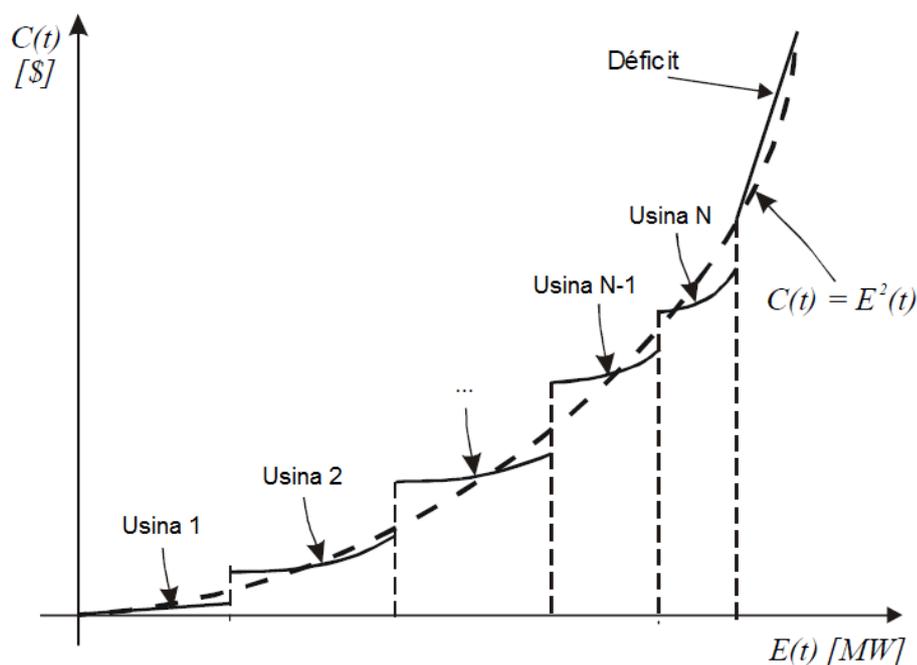


Figura 12 – Custo de operação do sistema não-hidráulico complementar.

O custo médio mensal da operação do parque térmico $C(t)$ pode ser expresso como uma única função e que é resultado do Despacho Econômico Térmico, em que dado um custo marginal de operação, as usinas que tiverem um custo de operação superior terão que operar na sua capacidade mínima. As usinas que tiverem um custo inferior terão que operar na sua

capacidade máxima [21]. Custo marginal é correspondente ao custo da última unidade produzida [4].

Essa função pode ser aproximada por uma função quadrática como em [8], onde $E(t)$ é a geração térmica em função do tempo. Deste modo tem-se:

$$C(t) = E^2(t) \quad (19)$$

Na realidade, no planejamento do setor elétrico brasileiro de médio prazo, o modelo utilizado não faz esta aproximação, o NEWAVE utiliza os dados reais de cada termoelétrica do sistema. As térmicas são divididas por classes (nuclear, gás, óleo, etc...), em cada classe as usinas são despachadas na ordem de crescente de custo do combustível e o déficit é representado por uma térmica fictícia de alto custo de produção [8].

2.2 Formulação do Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos

O planejamento da operação de Sistemas Hidrotérmicos consiste em determinar a quantidade de energia que cada usina deverá gerar, em intervalos de tempo especificados t , em meses no presente trabalho. Essas gerações devem minimizar o custo de operação ao longo do horizonte de planejamento, esse custo é dependente da demanda de energia, da geração hidráulica e da geração termoelétrica. Pelos custos correspondentes a cada subsistema, quanto maior a geração hidráulica, menor a complementação com energia termoelétrica e assim menor o custo de operação. Dessa forma, o objetivo é minimizar a função custo associado à geração termoelétrica:

$$\min \sum_{t=1}^T (C_t) \quad (20)$$

Ou ainda:

$$\min \sum_{t=1}^T (E_t)^2, \quad (21)$$

Onde C_t representa o custo operativo da térmica em um mês e E_t é a geração da usina termoelétrica. A equação de atendimento à demanda D_t no intervalo de tempo t em um sistema hidrotérmico é:

$$D_t = E_t + H_t \quad (22)$$

A primeira restrição operativa da usina hidroelétrica que se apresenta é o balanço hídrico do reservatório:

$$x_{t+1} = x_t + \alpha(y_t - u_t) . \quad (23)$$

Em (23) x_{t+1} representa o volume do reservatório no mês seguinte, com x_t , α , y_t e u_t significando respectivamente, o volume no presente mês, uma constante de transformação de unidades, afluência, em m^3/s e defluencia, em m^3/s . Sendo que a defluencia u_t é composta pelo vertimento v_t e pela turbinagem q_t definidos em 3.1.1.

$$u_t = q_t + v_t \quad (24)$$

Outras restrições são os volumes máximo e mínimo do reservatório e os limites inferiores e superiores da turbinagem:

$$x_{min} \leq x_t \leq x_{max} \quad (25)$$

$$q_{min} \leq q_t \leq q_{max} \quad (26)$$

De posse das equações definidas neste capítulo e tendo em vista que o objetivo é minimizar a função custo operativo da térmica (20), foi utilizada a Programação Dinâmica, por se tratar de uma tecnica apropriada para esse tipo de problema, o qual é dinâmico e interligado no tempo, cujos valores futuros dependem dos valores atuais como expresso em (23).

3 Simulações e Discussão dos Resultados

3.1 Testes

Nesta seção serão apresentados os testes que foram realizados nas usinas de Furnas, Marimbondo e Ilha Solteira. Considerou-se três possíveis cenários hidrológicos: período de seca, normal e úmido. Como dito anteriormente, Para obtenção de valores razoáveis ao estimar as afluências utilizou-se o banco de dados com histórico de afluências de um período de 67 anos, de 1931 a 1998, com discretização mensal. Desse histórico calculou-se a Média de Longo Termo (MLT) que representa a média das afluências dos 67 anos em um ano.

O horizonte de planejamento utilizado para os estudos foi 60 meses, cinco anos hidrológicos que para o sistema sudeste tem o início no mês de maio (início do período seco) e fim no mês de abril (fim do período chuvoso), com o objetivo de apresentar os princípios básicos que regem a operação ótima dos reservatórios segundo [6] e [22].

3.1.1 Período Seco

Nesta etapa considerou-se que as afluências seriam 60% da MLT para os três sistemas hidrotérmicos. Na Figura 13 são mostradas as trajetórias ótimas de volume.

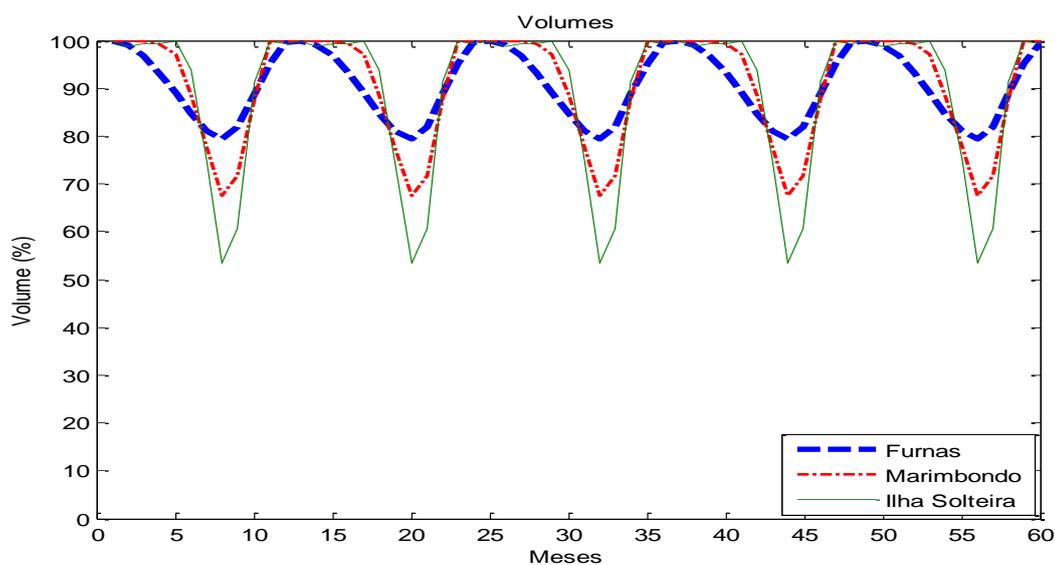


Figura 13 – Trajetórias dos Volumes com Afluências de 60% da MLT.

Na Figura 13, 100% é o Volume Máximo Operativo x_{max} e 0% o Volume mínimo operativo x_{min} . Vê-se nesta figura que existe uma tendência, conhecida como *Efeito Cota* [17], das usinas em manter os volumes de seus reservatórios no máximo, a fim de aproveitar melhor os recursos hídricos, uma vez que a potência gerada pelas hidroelétricas é função da altura de queda, como pode ser observado em (18).

Observa-se também que nos meses de menor volume pluviométrico no Sudeste (de Maio a Novembro) os reservatórios se esvaziam para recuperar seus volumes no período chuvoso (Dezembro a Abril). É interessante notar que os reservatórios são esvaziados exatamente o necessário para acumular a água que virá no período de cheia, evitando assim vertimentos indesejáveis. Isso ocorre, pois, sendo o programa determinístico, as vazões futuras são conhecidas.

Agora, pelas Figuras 14, 15 e 16 serão analisadas as gerações hidráulicas e térmicas ótimas encontradas pelo software, sendo que essas gerações somadas devem atender às demandas de 1304 MW, 1441 MW e 3364 MW para Furnas, Marimbondo e Ilha solteira, respectivamente.

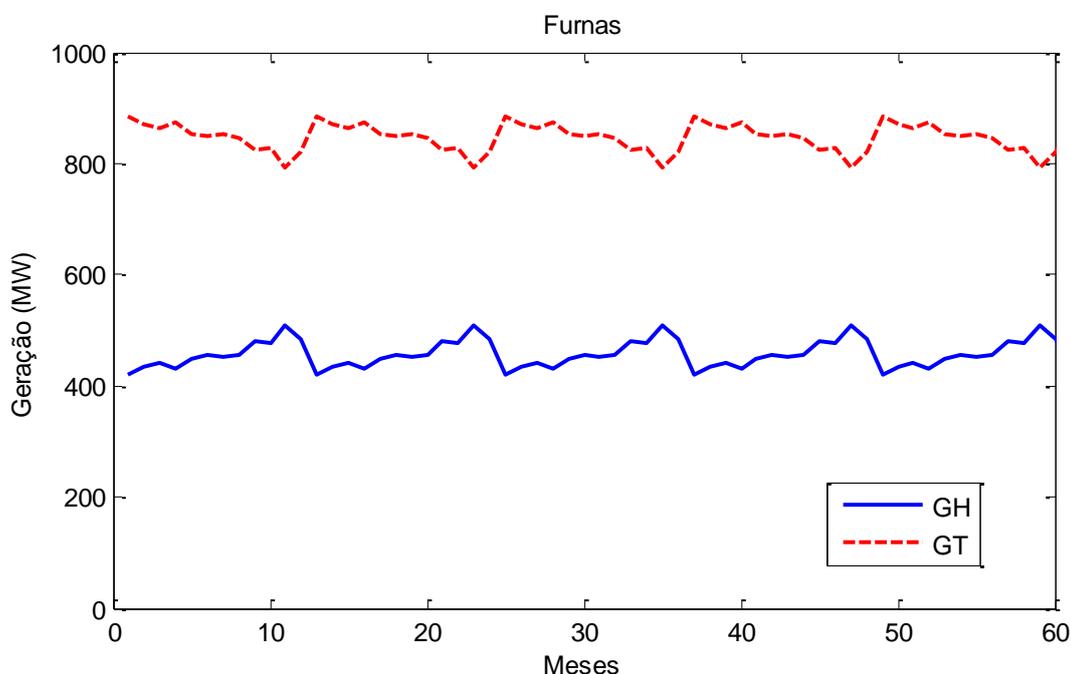


Figura 14 – Gerações em Furnas com Afluências de 60% da MLT.

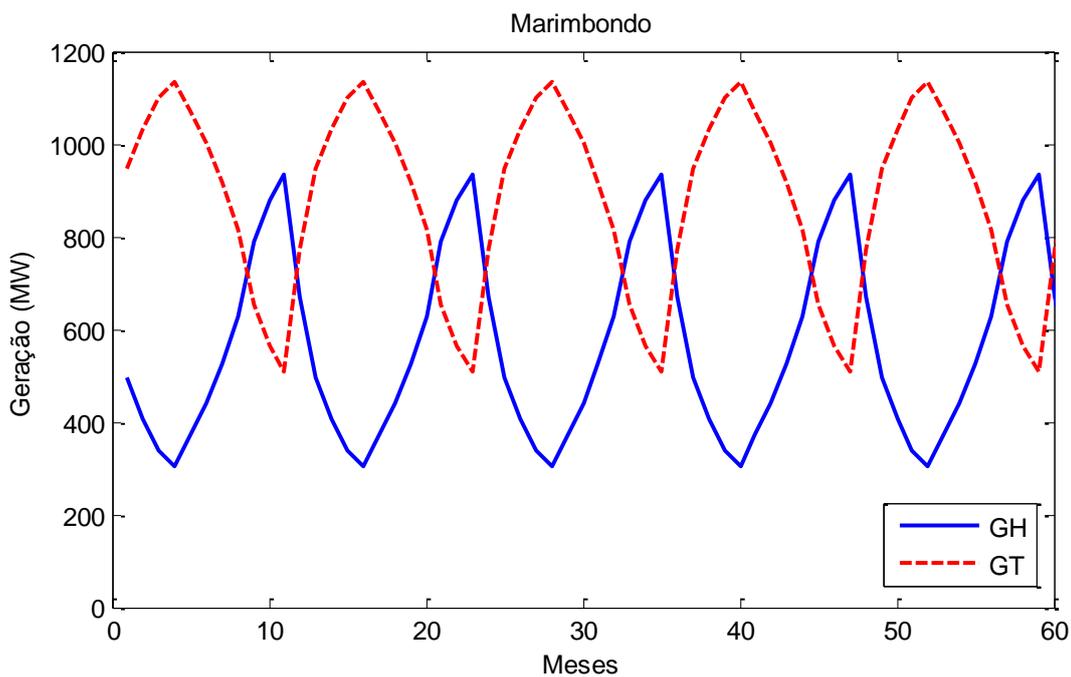


Figura 15 – Gerações em Marimbondo com Afluências de 60% da MLT.

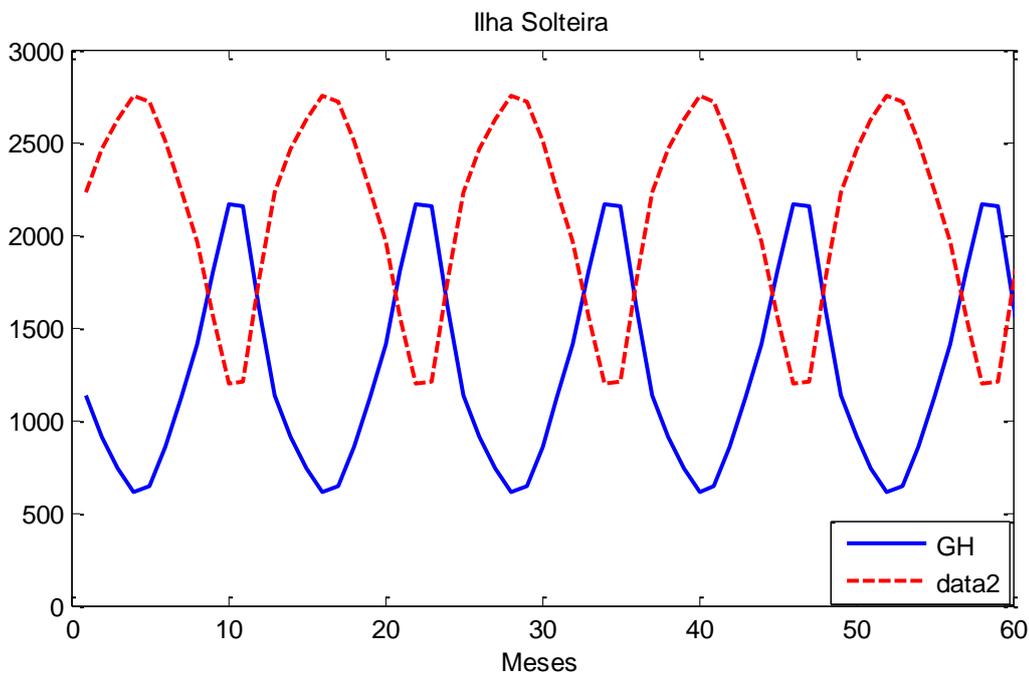


Figura 16 – Gerações em Ilha Solteira com Afluências de 60% da MLT.

Nas figuras 14, 15 e 16, GH é geração hidráulica e GT geração Térmica. Observa-se a trajetórias ótimas das gerações térmicas e hidráulicas, onde a geração térmica é, em geral, maior que a hidráulica. Isso ocorre pelo fato de que o cenário hidrológico em questão é um período seco que “obriga” a geração hidráulica a ser moderada, pois no futuro poderá haver uma falta de oferta desta energia ocasionando uma maior complementação térmica, o que é indesejável pela elevação dos custos da operação.

3.1.2 Período Normal

Nesta etapa foram consideradas afluências de 80% da MTL para os três sistemas hidrotérmicos. Na Figura 17 são mostradas as trajetórias de volume calculadas.

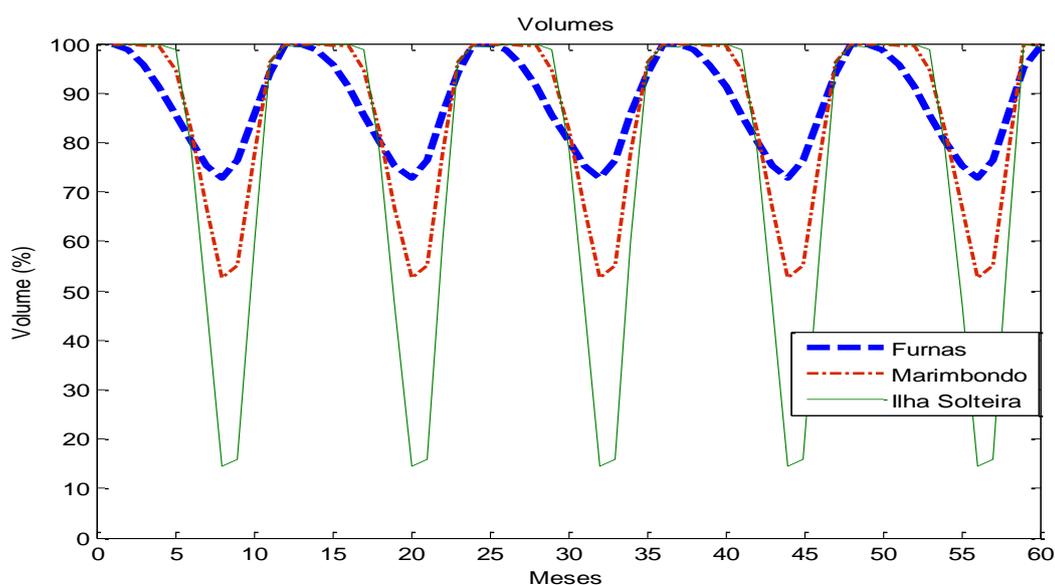


Figura 17- Trajetórias dos Volumes com Afluências de 80% da MTL.

Para o sistema com afluências normais (80% da MTL), nota-se na Figura 15, além da diminuição do volume nos meses de pouca chuva, um maior deplecionamento dos reservatórios em relação ao Período Seco (60% da MTL). Se nele o deplecionamento do reservatório de Ilha solteira, por exemplo, foi até 55% acima do volume mínimo operativo (vide Figura 13), no período normal de afluências esse deplecionamento foi até 16% acima do mínimo operativo. Um comportamento semelhante pode ser observado nas outras usinas.

Esse maior deplecionamento se deve ao fato de que as afluências futuras são mais abundantes para o Período Normal. Os reservatórios se esvaziam para receber as vazões dos meses chuvosos sem acarretar em vertimento, que representa um desperdício de energia para estes sistemas de geração. A tendência em manter os reservatórios no Máximo operativo também pode se vista nesta simulação (*Efeito Cota*).

As gerações hidráulicas e térmicas encontradas pelo software para o Período Normal são mostradas nas Figuras 18, 19 e 20. Para as mesmas demandas da Seção 5.1.1.

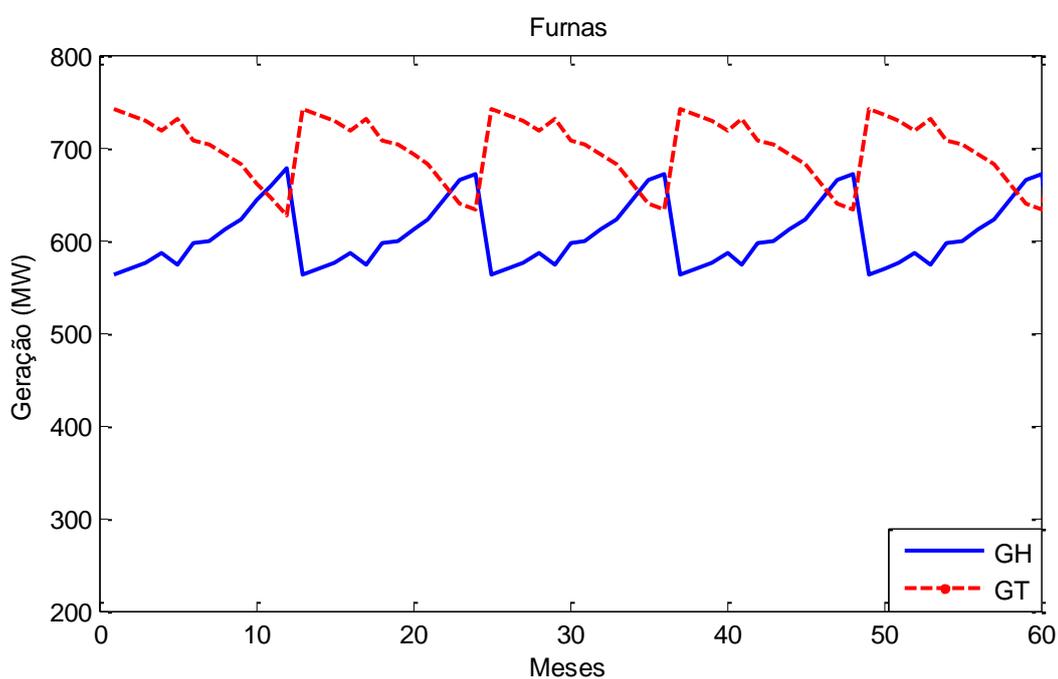


Figura 18 – Gerações em Furnas com Afluências de 80% da MLT.

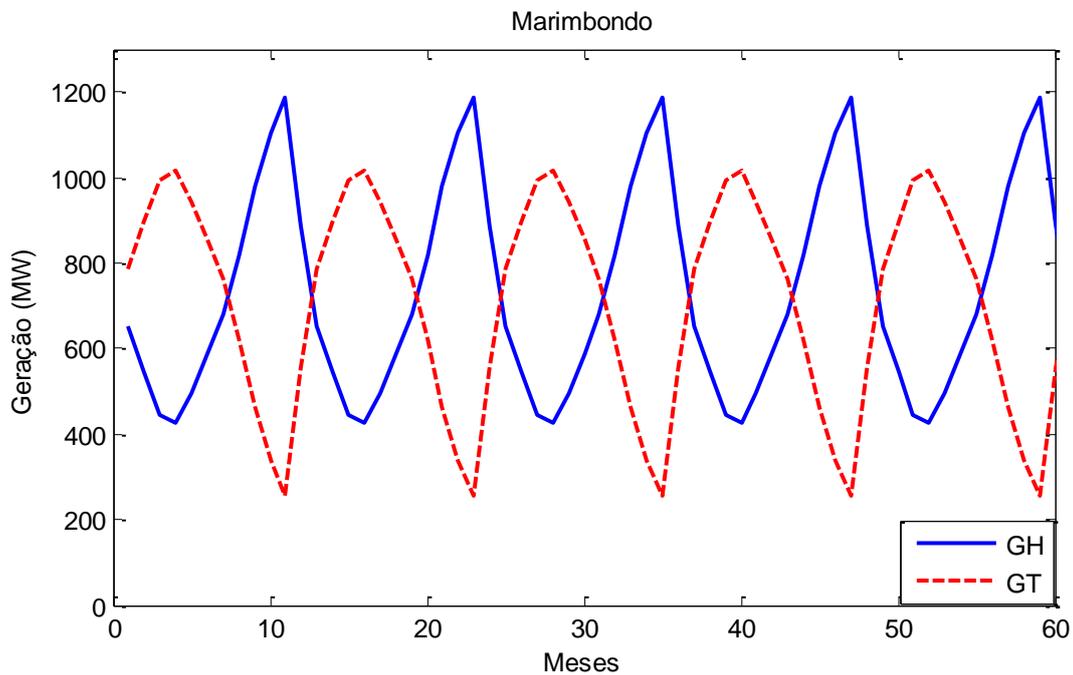


Figura 19 – Gerações em Marimbondo com Afluências de 80% da MLT.

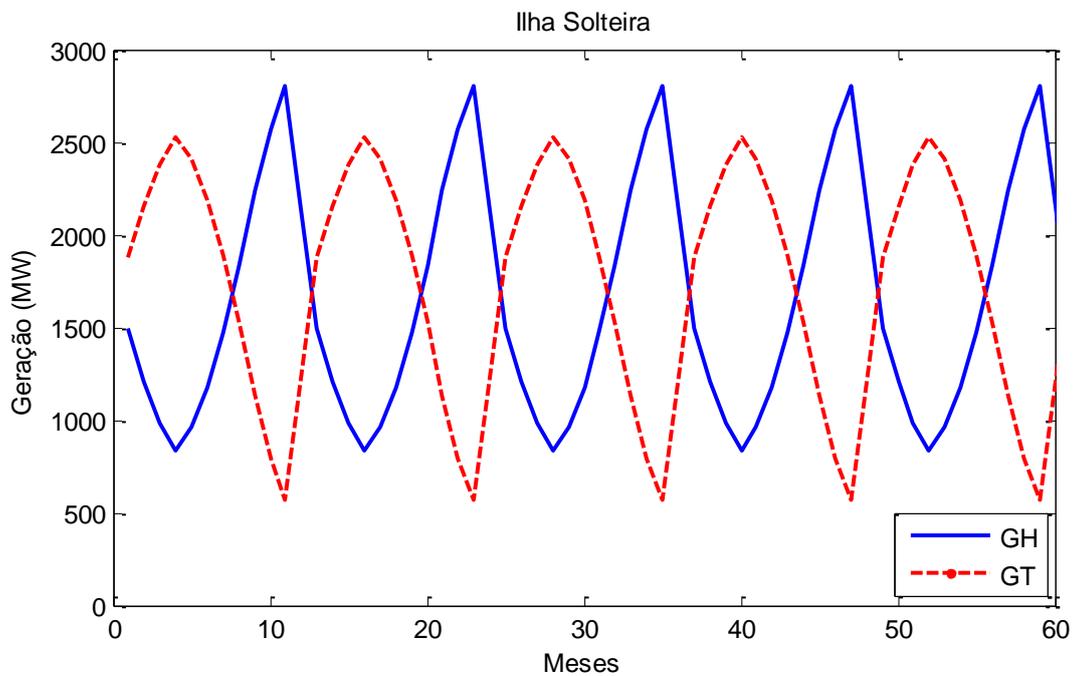


Figura 20 – Gerações em Ilha Solteira com Afluências de 80% da MLT.

Já aparece nas Figuras desta Seção uma geração hidráulica maior, isso se deve a um maior volume de afluições. Os altos e Baixos das gerações, mais evidentes em Marimbondo e Ilha Solteira, se devem à sazonalidade que ocorre ao longo do ano no sudeste, onde as usinas estão localizadas. Pode-se observar também a influência do *Efeito Cota* que relaciona a potência gerada pela hidroelétrica com o volume do reservatório, ou seja, quando o reservatório está próximo do mínimo operativo há pouca geração hidráulica, pois o programa procura economizar água nos meses de seca para não perder a produtividade.

3.1.3 Período Úmido

Para simulação de um período úmido no qual um grande volume de água chega aos reservatórios foram consideradas afluições de 120% da MTL para as usinas em estudo. As trajetórias de volume calculadas se encontram a seguir na Figura 21.

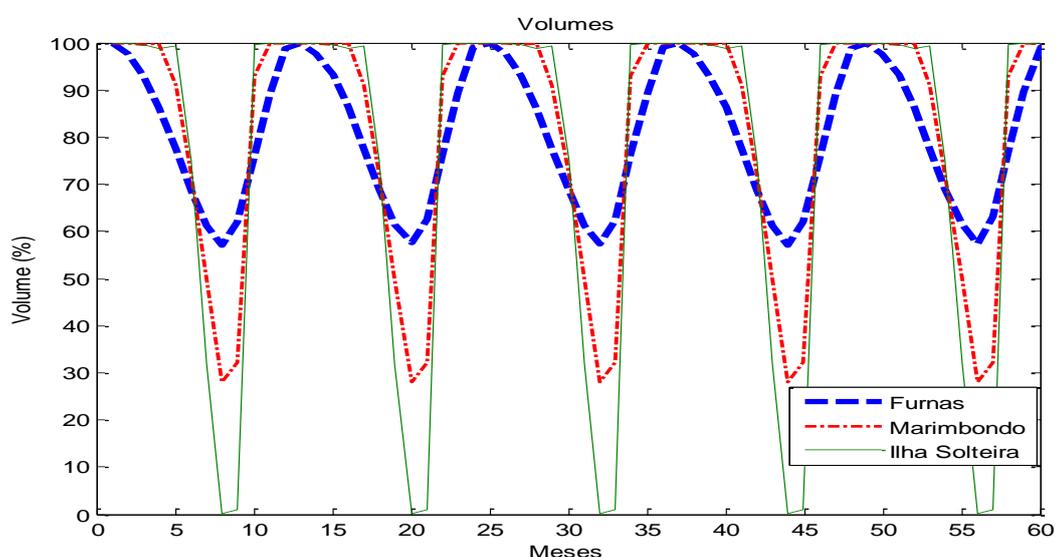


Figura 21– Trajetórias dos Volumes com Afluições de 120% da MTL.

Na Figura 21, o deplecionamento dos reservatórios é mais evidente para as três usinas estudadas, sendo que Ilha Solteira chega a diminuir seu volume ao mínimo operativo, porém não foi possível evitar vertimentos, como pode ser visto na Figura 22.

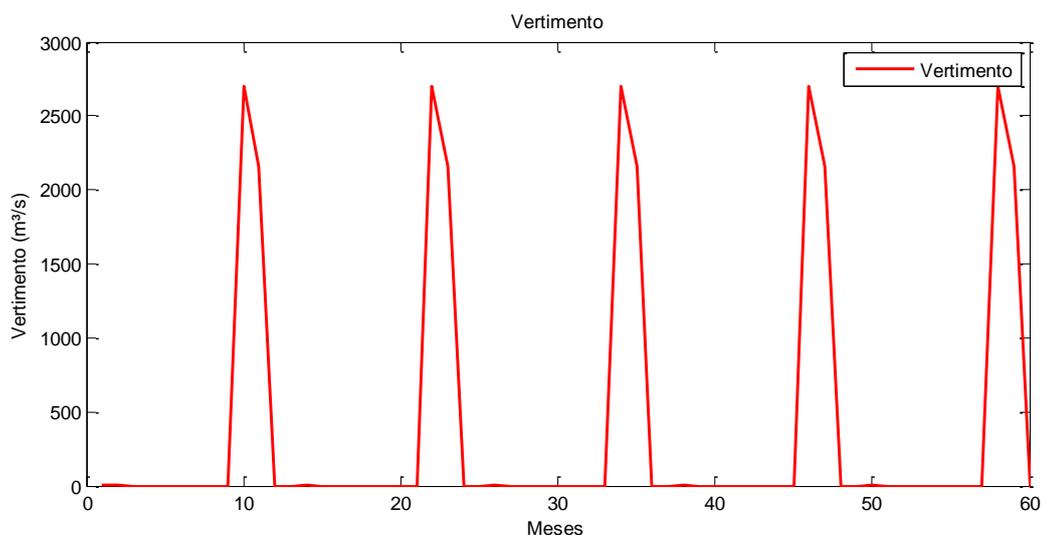


Figura 22– Vertimentos na usina Ilha Solteira no Período Úmido.

Para um período úmido como este, de vazões afluentes elevadas. Logo, os vertimentos vistos na Figura 22 são inevitáveis quando se busca o planejamento de operação que torne mínimos os custos do sistema hidrotérmico, pois como já dito, o programa mantém as usinas com o máximo volume possível para manter a produtividade alta.

As gerações hidráulicas e térmicas encontradas pelo software para o Período Úmido são mostradas nas Figuras 23, 24 e 25. Para as mesmas demandas da seção 5.1.1.

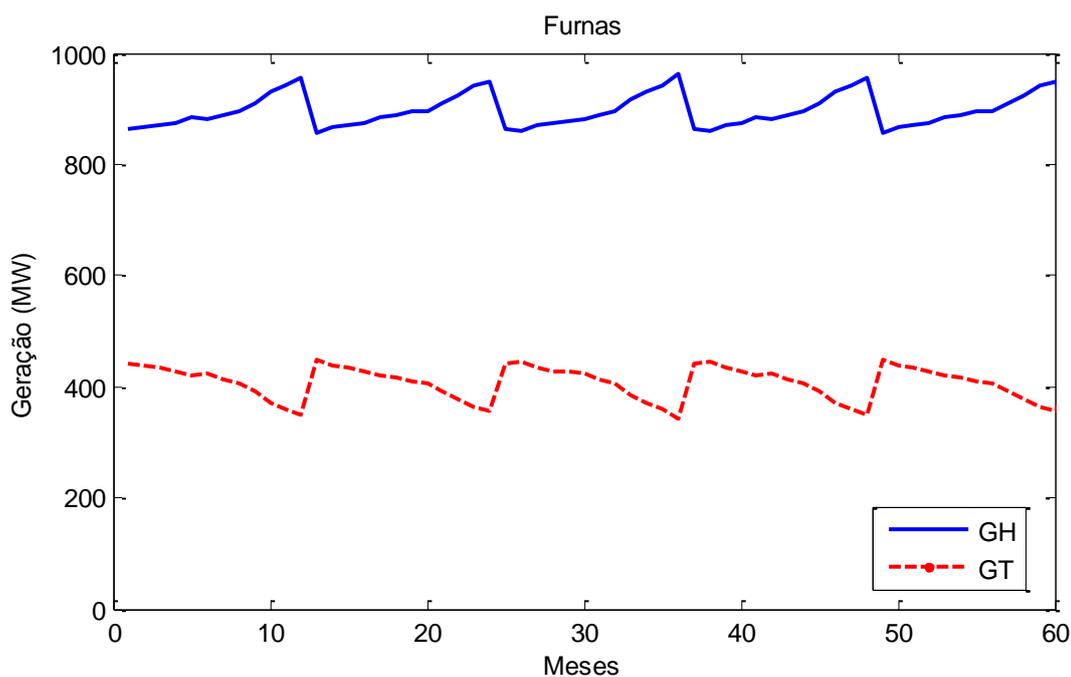


Figura 23– Gerações em Furnas com Afluências de 120% da MLT.

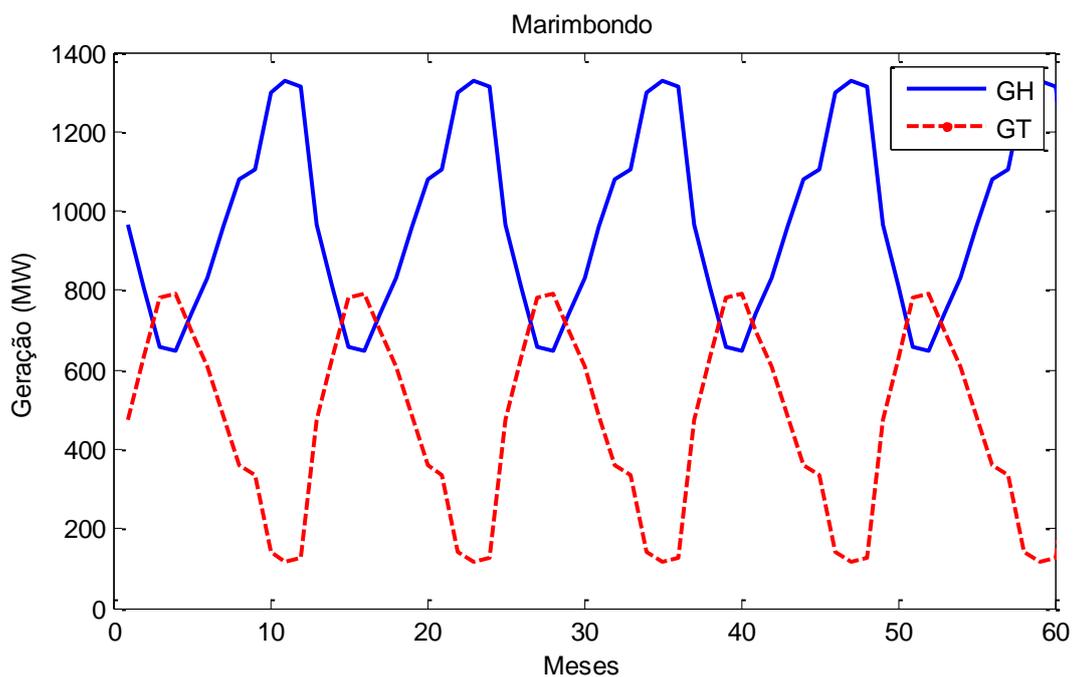


Figura 24– Gerações em Marimbondo com Afluências de 120% da MLT.

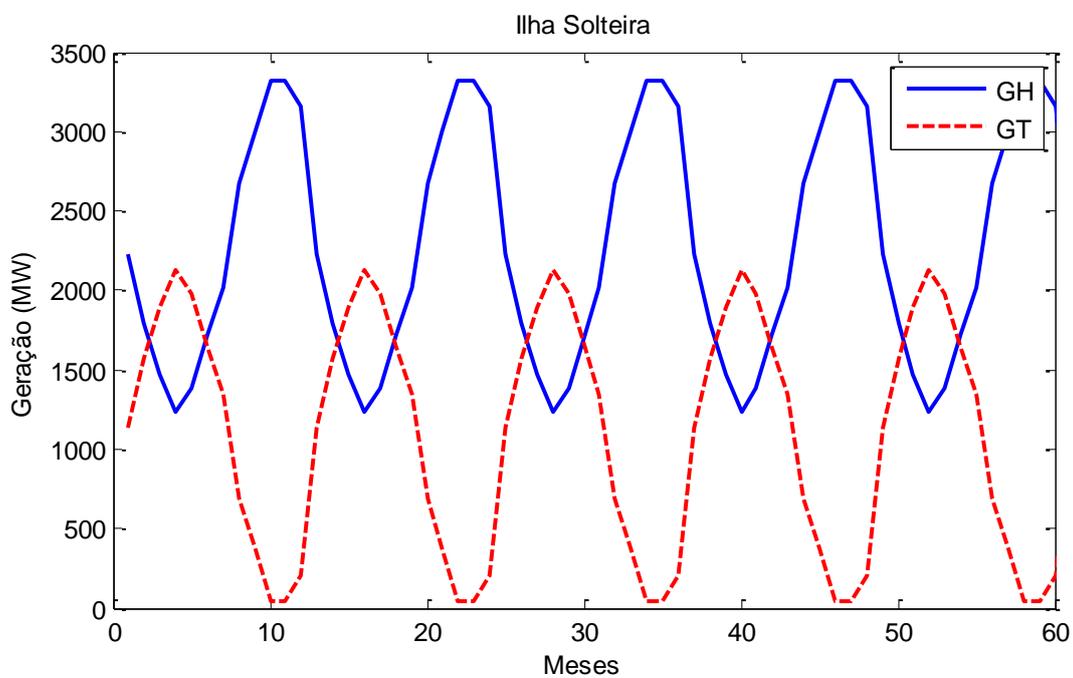


Figura 25– Gerações em Ilha Solteira com Afluências de 120% da MLT.

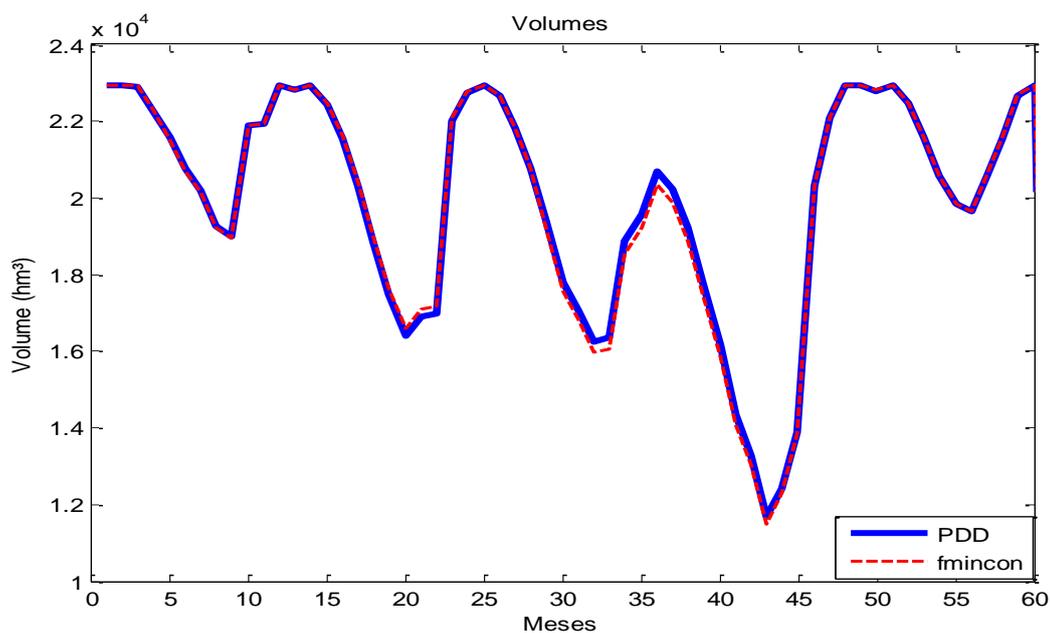
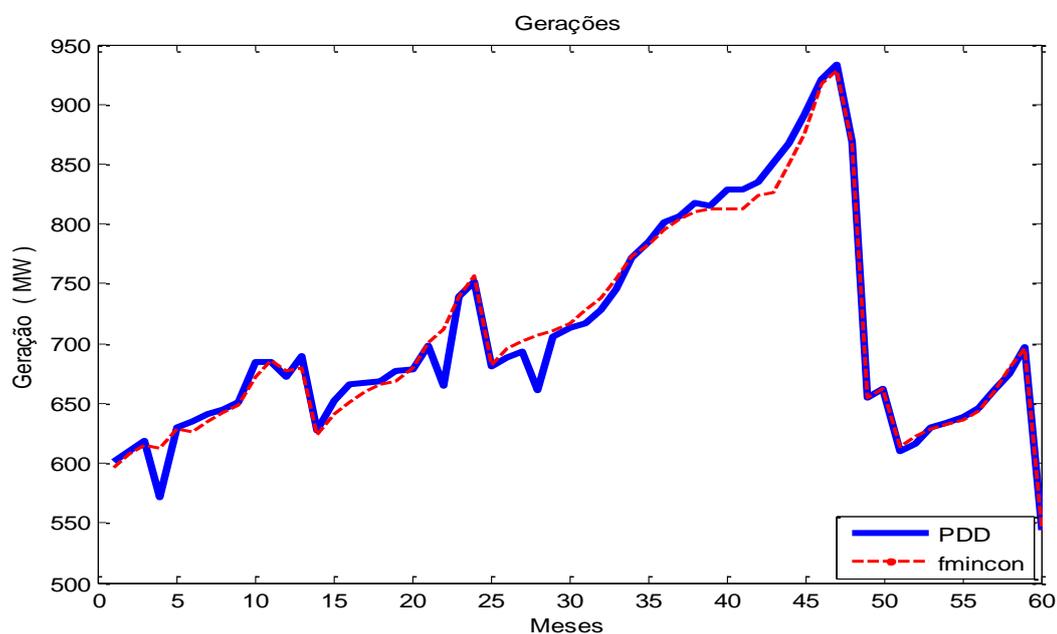
As três usinas apresentam um significativo aumento da geração hidráulica. Esse aumento é proporcionado pela vazão elevada do Período Úmido, que permite que a geração seja alta e o volume nos reservatórios se mantenha no alto, para não comprometer a produção de energia pela usina.

3.2 Comparação entre PDD e *fmincon*

Neste item, é feita uma comparação entre os resultados encontrados pelo programa desenvolvido no MATLAB, que se baseia na teoria da Programação Dinâmica Determinística, e os resultados encontrados pela função do MATLAB *fmincon*, que encontra o mínimo de uma função multivariável não-linear com restrições definidas.

Para diferenciar nos gráficos as legendas foram definidas como sendo “PDD” a Programação Dinâmica Determinística e “*fmincon*” as saídas calculadas pela função do MATLAB. Foram feitas simulações para os últimos cinco anos do histórico de aflúncias contido no banco de dados utilizado, de 1993 a 1998. A comparação foi realizada com os resultados dos dois métodos para a usina de Furnas.

Os resultados utilizados para comparação foram o volume ótimo e a geração hidráulica. Nas Figuras 20 e 21 estão os caminhos de volume e geração calculados, respectivamente.

Figura 26– Comparação dos Volumes calculados por PDD e *fmincon*.Figura 27– Comparação das gerações hidráulicas calculados por PDD e *fmincon*.

Como se pode ver nas Figuras, as saídas produzidas pelo programa possuem basicamente o mesmo comportamento e mantêm as características esperadas, apesar das

pequenas diferenças observadas. Essas diferenças ocorrem devido à diferença na metodologia de solução e eventuais divergências numéricas. A diferença média absoluta entre os volumes em termos de percentagem é 0,48%, este valor representa 109,12 hm³ em um reservatório com o Máximo operativo de 22950 hm³. A diferença média absoluta percentual entre as gerações hidráulicas calculadas é 0,83%, o que significa 7,79 MW em um horizonte de planejamento com pico de geração em 933,5 MW.

3.3 Histórico completo de afluências

O programa desenvolvido também pode calcular respostas de caminho ótimo de volume e gerações com base no histórico completo de afluências referente ao banco de dados utilizado. Além de calcular a Média de Longo Termo em um horizonte de Planejamento de cinco anos como já foi mostrado. A seguir, nas Figuras 22 e 23, serão mostrados os gráficos de volume e gerações calculados para os 67 anos de vazões conhecidas na usina de Marimbondo.

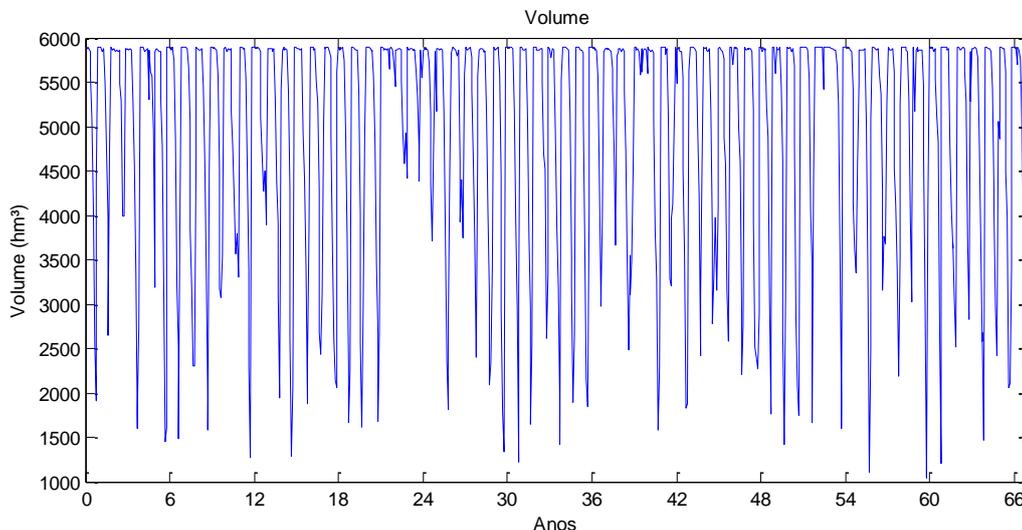


Figura 28– Trajetória do volume de Marimbondo para o histórico de afluências.

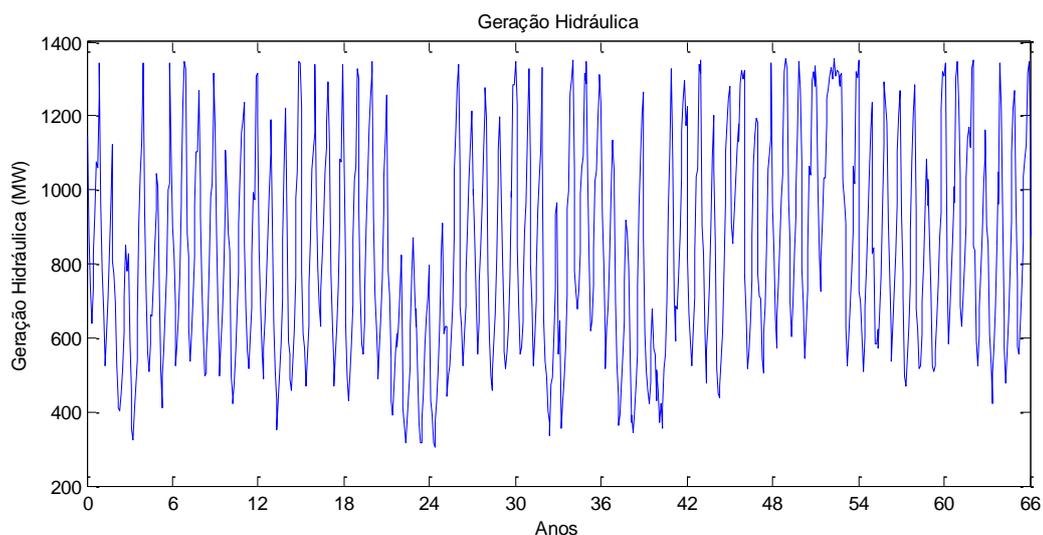


Figura 29 – Trajetória da geração hidráulica de Marimbondo para o histórico de afluições.

Algumas características que o programa apresentou até aqui podem ser observadas também nas respostas ao histórico de afluições. Como a tendência em procurar manter o volume no máximo possível devido à produtividade da usina e o deplecionamento do reservatório para esperar as vazões futuras, o que é ocasionado pelo *Efeito Cota*. É interessante notar que em torno do ano 21 houve um período de seca, isso pode ser visto na Figura 22 pelo pequeno deplecionamento do reservatório e pela baixa produção de energia observada na Figura 23 neste período.

4 Conclusões

O objetivo deste trabalho foi realizar estudos sobre o comportamento ótimo de sistemas hidrotérmicos compostos por um subsistema hidráulico com uma usina hidroelétrica e um subsistema de complementação térmica caracterizado pela ordem de despacho das usinas termoeletricas.

Para atender a proposta do trabalho desenvolveu-se um programa no MATLAB baseado em técnicas de tomadas de decisão que, de forma recursiva, divide o problema em vários subproblemas e os soluciona para um horizonte de planejamento.

A Programação Dinâmica Determinística se mostrou muito útil para este tipo de problema, pois é capaz de representar a alta complexidade do problema de planejamento energético no Brasil, apesar de não considerar diretamente as incertezas do sistema.

A complexidade do problema se deve as várias empresas que dividem o setor e as particularidades da matriz energética. A metodologia que é utilizada pelo setor para resolver o problema de médio prazo, a Programação Dinâmica Estocástica (PDE) e suas variantes, trata as incertezas das vazões de forma explícita.

Um próximo passo no sentido de solucionar o problema do planejamento energético seria considerar as usinas hidroelétricas do subsistema hidráulico em cascata, como na realidade ocorre no sistema elétrico nacional.

5 *Referências Bibliográficas*

- [01] Goldemberg, J. (1998), *Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento*, São Paulo, SP: Editora da Universidade de São Paulo. pp. 240 - 1998. 12
- [02] Filho, Donato da S.(2002), “Uma Nova Abordagem ao Dimensionamento Eletro-Energético de Usinas Hidroelétricas para o Planejamento da Expansão da Geração”. São Carlos, Fevereiro - 2002. 12,13,28,30,33
- [03] Castro, M. A. de A. (2004), Sacchi, R.; Silva, C. da S.; “Formação de Preços”. Junho - 2004. 13,16,17,18
- [04] Iudícibus, S. (2000). *Teoria da contabilidade*. 6.ed.São Paulo: Atlas - 2000. 13,36
- [05] Pereira, M. V. F. (1985), *Optimal Scheduling of Hydrothermal Systems – An Overview*. Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, Brasil - 1985. 13
- [06] Read, E. G. (1982), *Economics Principles of Reservoir Operation 1: Perfect Foresight*, CBER Working Paper, University of Tennessee - 1982. 13,38
- [07] Rosenthal, R.D., *A Nonlinear Network Flow Algorithm for maximization of Benefits in a Hydroelectric Power Systems*, *Operation Research*, vol.29, nº4, Julho-Agosto, 1981. 13
- [08] Castro, M. A. de A.; “O Planejamento da Operação Energética no Contexto Desregulamentado: Estudo Crítico e Novas Abordagens”, Tese de Mestrado, São Carlos, 2006. 13,14,16,20, 36
- [09] Fisher, B. E. A. (1992), *The Long Range Transport of Atmospheric Acidity*, London - 1992. 13
- [10] Página na internet acessada no dia 17 de maio de 2011: <http://www.cee.com.br> 14
- [11] Childress, David H.; *Tesla, Nikola (2004), As Fantásticas Invenções de Nikola Tesla*, São Paulo: Madras Editora - 2004. 14
- [12] Página na internet acessada no dia 17 de maio de 2011: <http://www.light.com.br/institucional/cultura> 14
- [13] Página na internet acessada no dia 17 de maio de 2011: <http://www.memoria.elektrobras.gov.br> 15
- [14] Página na internet acessada no dia 17 de maio de 2011: <http://www.ilumina.org.br> 15
- [15] Silva, O. L. P. (2006), “ABRAMAN – O Sistema Elétrico Nacional e a transição hidrotérmica”. Nº110 - JUN/JUL/AGO - 2006. 15
- [16] Soares, S. (1987), *Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos*. SBA - Controle e Automação - 1987. 15,27
- [17] Nazareno, J. S. (2004), “Um Algoritmo de Otimização Avançado para o Planejamento e Estudo da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência”. São Carlos - 2004. 15,26,28,32,35,39
- [18] Loucks, D.P., Stedinger J. R., Haith, D.A. (1981), *Water resource systems planning and analysis*. Englewood Cliffs, N.J.: Prentice-Hall - 1981. 16
- [19] CEPEL (1999), *NEWAVE I e II – Planejamento da Operação a Longo Prazo de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados*. Relatório CEPEL - 1999. 17
- [20] CEPEL (1999), *DECOMP – Determinação da Coordenação da operação a Médio Prazo*. Relatório CEPEL - 1999. 17
- [22] Carneiro, A.A.F.M.; Soares, S.; Bond, P.S. (1990), *A large scale application of an optimal deterministic hydrothermal scheduling algorithm*. *IEEE Transactions on Power Systems* - 1990. 5(1): p. 204-211. 27,38
- [23] Muller, C. A. (1995), *Hidroelétricas, Meio Ambiente e Desenvolvimento*, MAKRON Books, São Paulo - 1995. 32
- [21] Lyra, C.; Tavares, H. e Soares S. F. (1984), *Modelling and optimization of hydrothermal generation scheduling*, *IEEE Transactions on Power Apparatus and System*, Vol. 103, Pgs. 2126-2133 - 1984. 17,36