

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Programação da Manutenção de Geradores em Sistemas Hidrotérmicos
Interligados.**

Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina
para a obtenção do Grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

PAULO ANDRÉ ALVES DE MEDEIROS

Florianópolis, Agosto de 1994.

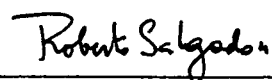
Programação da Manutenção de Geradores em Sistemas Hidrotérmicos Interligados.

Paulo André Alves de Medeiros

Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de
Mestre em Engenharia
especialidade **Engenharia Elétrica**,
área de concentração **Sistemas de Potência**,
e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação.

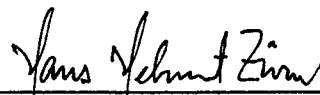


Hans Helmut Zürn, Ph.D.
Orientador



Prof. Roberto de Souza Salgado, Ph.D.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



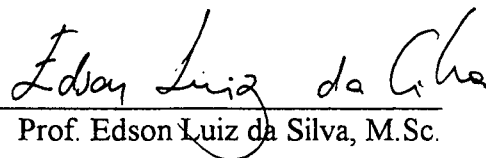
Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.
Presidente



Prof. Roberto de Souza Salgado, Ph.D.



Prof. Jorge Coelho, D.Sc.



Prof. Edson Luiz da Silva, M.Sc.

*Aos meus pais
e meus irmãos*

AGRADECIMENTOS

Ao professor Hans Helmut Zürn pela orientação, amizade, dedicação e sugestões, as quais foram imprescindíveis na realização deste trabalho.

Aos colegas da pós-graduação, do LABSPOT e das 'bairias' pelo convívio nestes anos, que, de uma forma ou de outra contribuíram para a realização deste trabalho.

Ao LABSPOT pelo apoio técnico e a Capes pelo patrocínio da pesquisa.

A Dayane por estar ao meu lado em todos os momentos.

Aos meus pais pelo apoio, incentivo, compreensão e orientação para que sempre seguisse o melhor caminho da trilha da vida.

ÍNDICE

RESUMO.....	viii
ABSTRACT.....	ix
I . INTRODUÇÃO	1
II . MODELO ESTOCÁSTICO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA.....	4
2.1. Introdução	4
2.2. Funções distribuição de probabilidade de demanda e funções densidade de demanda.....	5
2.3. Função de disponibilidade das potências das unidades geradoras.....	8
2.4. Função de distribuição e densidade da demanda não atendida	10
2.5. Probabilidade de perda de carga e duração esperada de demanda não atendida	12
2.6. Custo esperado de produção de energia.....	13
2.7. Tratamento convencional das unidades hidráulicas.....	17

III. PROGRAMA DE MANUTENÇÃO DE UNIDADES GERADORAS	18
3.1. Introdução	18
3.2. O Programa de manutenção de unidades geradoras.....	18
3.2.1. Restrições.....	21
3.2.2. Critérios objetivos.....	23
3.2.3. Escala ótima de manutenção	26
3.2.4. Ordenação dos grupos	27
IV. MANUTENÇÃO DE UNIDADES GERADORAS NO SISTEMA HIDROTÉRMICO	29
4.1. Introdução	29
4.2. Metas hidráulicas como um dado de entrada.....	30
4.3. Modelagem da limitação de capacidade hidráulica e atendimento das metas hidráulicas. 32	
4.3.1. Função custo modificada.....	35
4.4. Manutenção de unidades geradoras considerando restrições de energia hidráulica.....	37
4.5. Manutenção em sistemas interligados	39
V. APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS	46
5.1. Introdução	45
5.2. Manutenção independente em sistemas hidrotérmicos.....	47
5.3. Manutenção integrada em sistemas hidrotérmicos interligados	52
5.4. Manutenção coordenada em sistemas hidrotérmicos interligados	54

VI. CONCLUSÕES	58
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	61
APÊNDICE 1 - DADOS DOS SISTEMAS DA AMÉRICA CENTRAL	64
APÊNDICE 2 - EXEMPLO DE REPRESENTAÇÃO DAS ESCALAS DE MANUTENÇÃO POR CÓDIGO DE BARRAS	71
APÊNDICE 3 - RESULTADOS COMPLEMENTARES	73
APÊNDICE 4 - EXEMPLO ILUSTRATIVO DE MANUTENÇÃO DE UNIDADES GERADORAS VIA PROGRAMAÇÃO DINÂMICA	78

RESUMO

É apresentado um método de programação ótima da manutenção das unidades termoeletricas e hidroeletricas. O método de otimização empregado está baseado na Programação Dinâmica por Aproximações Sucessivas acoplado a um Modelo Estocástico de Produção de Energia. O modelo utiliza um critério de custo que considera restrições de energia hidráulica para evitar o deplecionamento excessivo dos reservatórios.

Uma extensão do método é apresentada para resolver de forma coordenada a manutenção em sistemas interconectados, podendo também se obter esta manutenção de forma integrada, otimizando e respeitando limitação dos intercâmbios de potência e energia.

A metodologia proposta é aplicada em sistemas de geração com dados extraídos dos sistemas reais interconectados da América Central.

ABSTRACT

A method for optimal maintenance scheduling of thermal and hydrogenerating units is presented. The method is based on Successive Approximations Dynamic Programming coupled to a Stochastic Energy Production Model. This model uses a cost criterion that accounts for hydro energy restrictions to avoid excessive reservoir depletion.

An extension of the method is presented to solve the maintenance scheduling problem in interconnected systems in a coordinated way, optimizing and observing constraints on energy and power interchanges.

The proposed methodology is applied to generation systems with data taken from Central American interconnected systems.

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

Uma importante tarefa no planejamento da operação dos Sistemas Elétricos de Potência é a programação da manutenção preventiva das unidades de um parque gerador.

Uma vez que os custos de produção de energia e os índices de confiabilidade são diretamente afetados pelas saídas planejadas para manutenção, uma escala ou programação de manutenção de unidades geradoras otimizada tem fundamental importância no planejamento da operação dos Sistemas Elétricos de Potência.

Existe a manutenção preventiva e a corretiva, esta última é de natureza aleatória, não previsível. A manutenção a ser abordada será a preventiva, no aspecto que envolve as saídas para a manutenção das máquinas em um dado horizonte de planejamento.

Um maior interesse na área de programação da manutenção de unidades geradoras foi despertado principalmente na década de setenta, Christiaanse e Palmer [1] foram entre os primeiros a publicarem trabalhos na área. A partir de então vários foram os métodos propostos para resolver o problema da programação da manutenção [2].

Mais recentemente houve uma preocupação em estender os métodos para sistemas interligados. El-Sheikhi e Billinton [3] propuseram uma solução para dois sistemas interconectados usando um critério de confiabilidade nivelada.

Baseado no método de programação inteira de Dopazo e Merrill [4], Salgado [5] estendeu o modelo para incorporar dados probabilísticos de geração e demanda, objetivando obter escalas que proporcionem o nivelamento de risco, conforme sugerido por L. L. Garver [6].

Gilberto Sousa [7], por sua vez, estendeu o modelo desenvolvido por Salgado [5] para sistemas interligados, entretanto, neste modelo, devido ao fato de que a função objetivo deveria ser linear, o problema se restringia a minimizações dos desvios em relação a uma escala ideal, atribuindo um custo fictício a atrasos ou antecipações na escala inicial.

Chen e Toyoda [8,9], mais recentemente, procuraram resolver o problema da manutenção em sistemas interconectados utilizando estrutura de níveis hierárquicos considerando restrições de transmissão e usando como critério objetivo nivelamento da margem de reserva. Já Edson Silva [10] utiliza um modelo estocástico considerando restrições e índices de falha na transmissão.

O presente trabalho procura resolver o problema da programação da manutenção das unidades geradoras em sistemas interligados considerando restrições de energia hidráulica. É apresentado um método de otimização baseado na Programação Dinâmica por Aproximações Sucessivas [11], método esse que é capaz de programar grupos homogêneos de unidades geradoras em um dado período de planejamento, manuseando qualquer tipo de critério de otimização e restrição escolhida [11,12].

No sentido de atender as restrições de energia hidráulica o modelo apresenta um tratamento onde estas restrições, aqui chamadas de metas hidráulicas, são tratadas como dados de entrada sendo que o método procura ao mesmo tempo realizar uma escala ótima de manutenção e atender os requisitos das metas hidráulicas.

O método proposto é estendido para realizar a manutenção em sistemas interligados e utiliza o nivelamento dos custos marginais para calcular o intercâmbio ótimo do sistema, resolvendo ao mesmo tempo a escala ótima de manutenção.

O método, tanto para sistemas isolados como para interligados, está acoplado a um modelo estocástico de produção de energia o qual tem como função avaliar o desempenho do sistema em cada intervalo de tempo.

Vários são os objetivos e as restrições impostas no processo de programação da manutenção. As restrições mais comumente impostas são: durações das saídas, recursos de manutenção e continuidade da manutenção, intervalos permissíveis, entre outras; dentre os

objetivos pode-se destacar critérios de mínimo custo esperado de produção de energia, critérios de confiabilidade ou continuidade de serviço, mínimo desvio de escalas desejadas e critérios de penalidades para violação das restrições.

O Modelo Estocástico de Produção de Energia (*M.E.P.E.*) é apresentado no Capítulo 2, e tem por finalidade avaliar o desempenho do sistema efetuando o carregamento de um grupo de unidades geradoras de acordo com uma pilha de carregamento, da maneira mais econômica possível.

O programa de manutenção de unidades geradoras convencional é apresentado no Capítulo 3, o programa estabelece uma escala ótima de saída para manutenção preventiva de grupos homogêneos de unidades geradoras em um intervalo de tempo.

No Capítulo 4 o Programa de Manutenção de Unidades Geradoras é estendido no sentido de realizar a programação da manutenção de unidades em um sistema hidrotérmico considerando restrições de energia hidráulica. É neste capítulo em que se apresenta também a versão do método para o modelo de manutenção em sistemas interligados. Este modelo procura obter um intercâmbio ótimo via nivelamento dos custos marginais dos sistemas que estão interconectados e respeitando limites de intercâmbio.

Os testes e aplicação da metodologia são apresentados no Capítulo 5, onde a programação da manutenção dos sistemas é obtida da forma independente, integrada e coordenada; são discutidas e analisadas cada forma de programação.

Os dados utilizados na aplicação da metodologia são baseados nos sistemas de geração da América Central, composto por 6 (seis) países, a saber, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicarágua, Costa Rica e Panamá; são sistemas de pequeno porte, com uma interligação entre os primeiros dois países, constituindo um sistema interligado, e interligações entre os quatro restantes, constituindo o outro sistema. Além disso a América Central apresenta uma acentuada periodicidade pluviométrica, com períodos chuvosos e secos bem distintos.

CAPÍTULO II

MODELO ESTOCÁSTICO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA

2.1. INTRODUÇÃO

O Modelo Estocástico de Produção de Energia (*MEPE*) tem por finalidade avaliar o desempenho de um sistema de potência em termos de custo de produção e confiabilidade efetuando o carregamento de um grupo de unidades geradoras, de acordo com uma pilha de carregamento, da maneira mais econômica possível. O algoritmo para determinação do custo esperado de produção foi desenvolvido por K. J. Slater [13] baseado na técnica de convolução discreta de funções probabilidade de demanda e disponibilidade de unidades geradoras.

Este modelo requer o conhecimento do comportamento probabilístico da demanda do sistema ao longo do período em estudo, da disponibilidade das unidades de geração destinadas a atender a demanda, bem como a característica de custo de geração das mesmas. Para este trabalho incorporou-se o comportamento do nível do reservatório das unidades hidráulicas.

O procedimento realizado pelo algoritmo é feito através da operação linear de convolução da função de distribuição da demanda e das funções densidade de disponibilidade de potência das unidades, obtendo assim a função distribuição de demanda modificada, do qual se extraem índices de confiabilidade tais como a duração esperada de demanda não atendida, a

probabilidade de perda de carga e a energia esperada não atendida, permitindo também a avaliação do custo esperado de produção de energia.

2.2. FUNÇÕES DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE DEMANDA E FUNÇÕES DENSIDADE DE DEMANDA

A curva de duração de demanda mostrada na figura 2.I é geralmente utilizada para fornecer as previsões de demanda num determinado período. São utilizadas curvas de duração de demanda para dias típicos, divididos em dias úteis e de fim de semana (sábado e domingo).

A função distribuição complementar de probabilidade de demanda $G_d(P_d)$ é obtida pela troca de eixos e normalização da variável tempo na curva duração da demanda, conforme ilustrado na figura 2.II, sendo definida pela probabilidade :

$$G_d(P_{d_k}) = P \{ P_d > P_{d_k} \} \quad (2.1)$$

ou seja, é a probabilidade de que a variável aleatória de potência de demanda, P_d , seja maior que a potência de demanda no nível k , P_{d_k} .

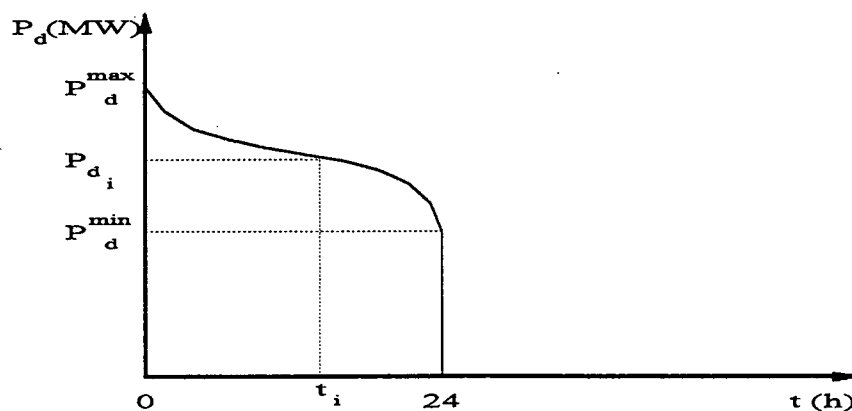


FIGURA 2.I - Curva de duração de demanda

A função distribuição complementar definida pela equação (2.1) é decrescente, ao contrário das funções ordinárias de distribuição de probabilidade. É na cauda final da função que se localiza a ponta do sistema, com demandas altas de pequena duração, levando a um grande interesse nesta parte da função.

Conforme ilustrado na figura 2.III, a função densidade de probabilidade de demanda é igual à derivada negativa da função distribuição complementar de demanda em relação à potência de demanda, assim sendo :

$$f_d = -\frac{dG_d}{dP_d} \quad (2.2)$$

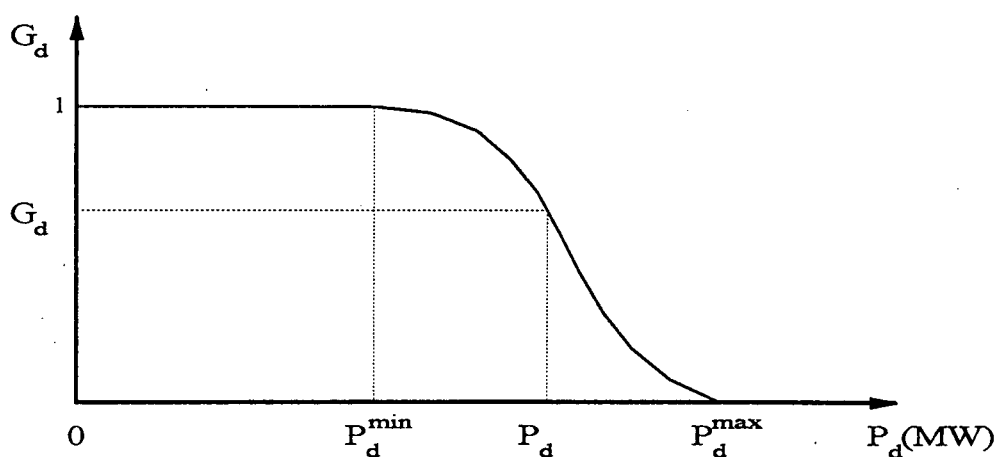


FIGURA 2.II - Função distribuição complementar de probabilidade de demanda

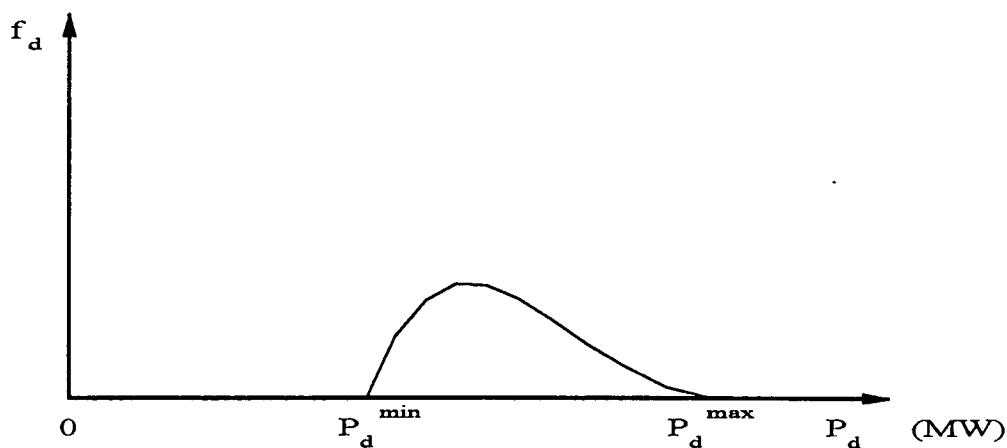


FIGURA 2.III - Função densidade de probabilidade de demanda

Ambas as funções de distribuição $G_d(P_d)$ e de densidade $f_d(P_d)$ são discretas, pois na prática as demandas são planejadas numa base horária. Por conveniência computacional esse modelo exige uma conversão da potência para passos constantes ΔP , deste modo, quanto menor ΔP , maior será o número de passos, por conseguinte maior o tempo computacional.

A representação da função distribuição complementar de demanda discretizada $G_d^*(P_d)$ ilustrada na figura 2.IV faz com que a função densidade se torne um trem de pulsos $f_d^*(P_d)$, conforme ilustra a figura 2.V.

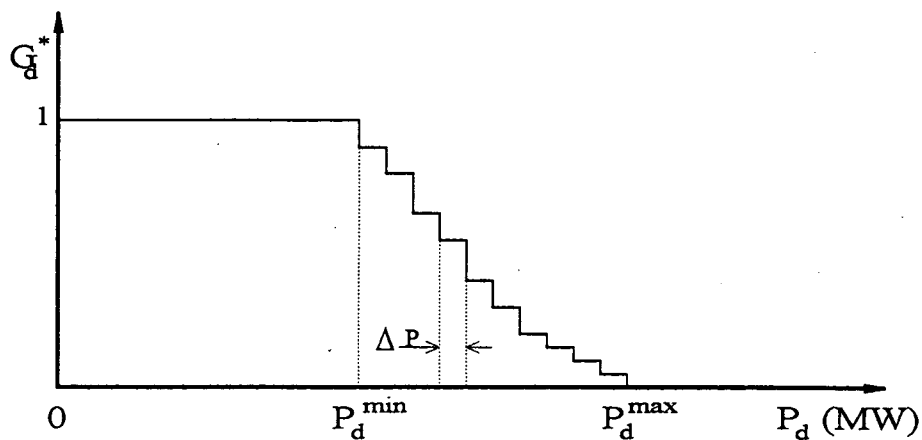


FIGURA 2.IV - Função distribuição de demanda discreta

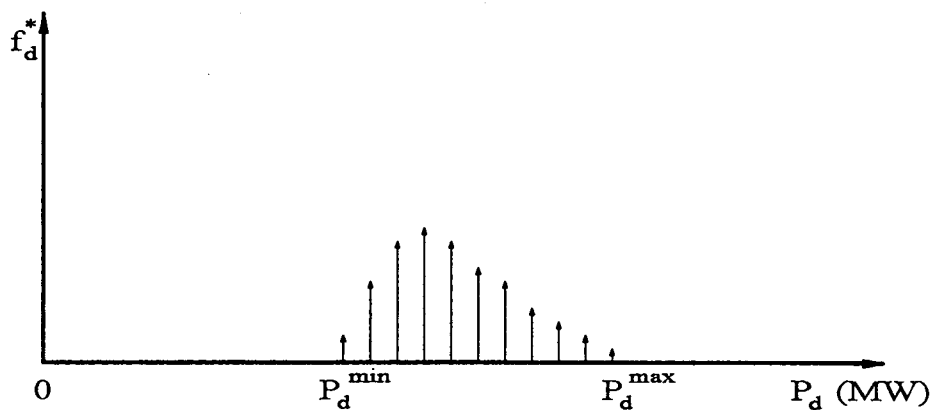


FIGURA 2.V - Função densidade de demanda discreta

2.3. FUNÇÃO DE DISPONIBILIDADE DAS POTÊNCIAS DAS UNIDADES GERADORAS

A disponibilidade de uma unidade geradora é a probabilidade da mesma estar gerando ou apta a gerar num determinado instante [14]. Isto implica um modelo a dois estados : disponível e indisponível.

Devido ao fato de que em unidades de grande porte, especialmente as unidades térmicas, podem ocorrer falhas sem que a unidade saia completamente de serviço, permitindo assim que a mesma opere em níveis reduzidos de potência, convém então ampliar o modelo probabilístico a dois estados, que reúne toda faixa operacional da unidade em apenas um estado operacional correspondente à potência nominal, para um modelo a múltiplos estados, onde cada estado operacional terá sua disponibilidade em função da potência de saída da unidade.

Convém neste ponto ressaltar que, neste estudo, a representação das unidades hidráulicas se encaixa no modelo probabilístico a múltiplos estados, mais precisamente a três estados, sendo que o primeiro seria a indisponibilidade total, o segundo a operação em base com custo zero e o terceiro a operação em ponta com custo fictício elevado. No capítulo 4 será detalhada a forma de operação do modelo a três estados das unidades hidráulicas.

A função de distribuição de disponibilidade de potência da unidade de geração é definida como segue :

$$G_u(P_{u_k}) = P \{ P_u > P_{u_k} \} \quad (2.3)$$

onde P_u é a variável aleatória potência de saída da unidade de geração e P_{u_k} é a potência de saída da unidade no nível k .

As figuras 2.VI.1 e 2.VII.1 mostram as funções de distribuição de probabilidade complementar de unidades a dois e a múltiplos estados; como na prática as funções são discretas, as funções densidade serão impulsivas, conforme mostram as figuras 2.VI.2 e 2.VII.2.

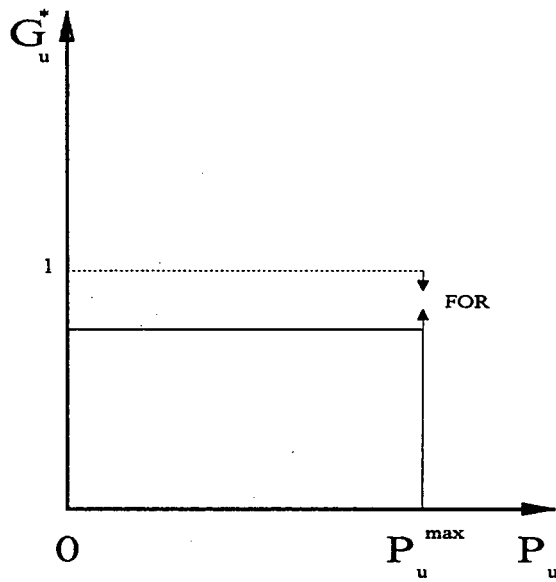


FIGURA 2.VI.1 - Função distribuição complementar de disponibilidade da unidade a dois estados

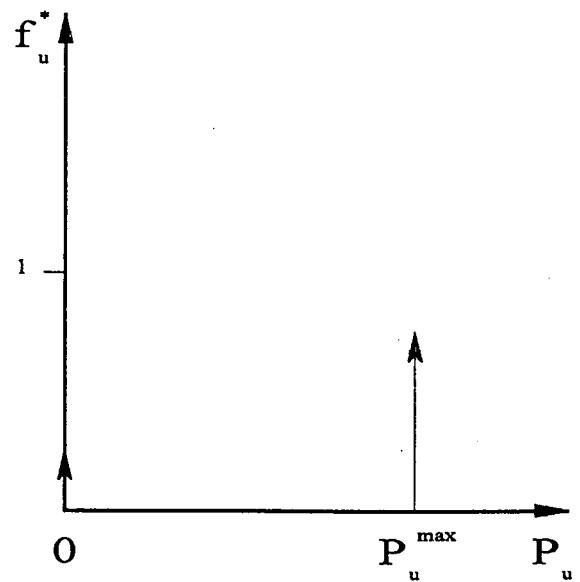


FIGURA 2.VI.2 - Função densidade de disponibilidade da unidade a dois estados

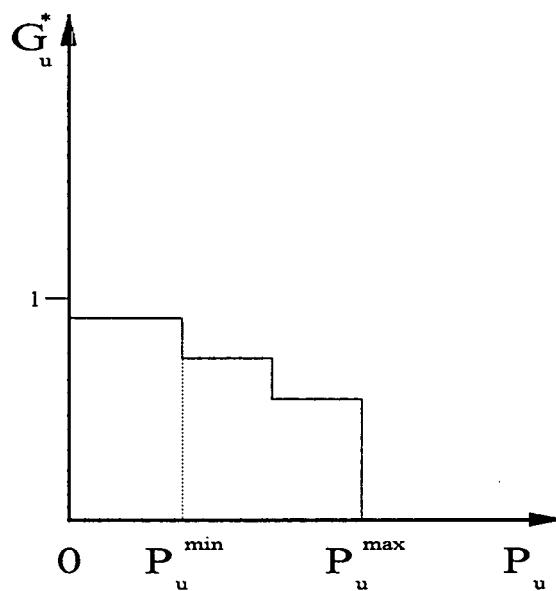


FIGURA 2.VII.1 - Função distribuição complementar de disponibilidade da unidade a múltiplos estados

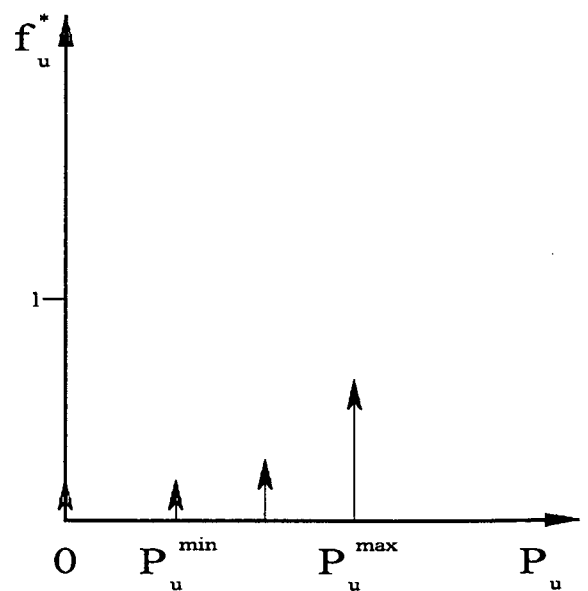


FIGURA 2.VII.2 - Função densidade de disponibilidade da unidade a múltiplos estados

2.4. FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO E DENSIDADE DE DEMANDA NÃO ATENDIDA

A potência de demanda não atendida, P_{dna} , é a diferença entre a potência de demanda, P_d , e a de geração, P_g , sendo definida como :

$$P_{dna} = P_d - P_g \quad (2.4)$$

onde

$$P_g = \sum_{i=1}^n P_{u_i} \quad (2.5)$$

sendo n a quantidade total de unidades geradoras disponíveis e P_{u_i} a potência das mesmas.

Para o cálculo da potência de demanda não atendida, após a inclusão do gerador i , faz-se uso, com base nas equações (2.4) e (2.5), das relações recorrentes dos sucessivos carregamentos, que resulta em :

$$P_{dna_i} = P_{dna_{i-1}} - P_{u_i} \quad (2.6)$$

O valor inicial da potência de demanda não atendida do sistema será igual à demanda total do sistema, isto é,

$$P_{dna_0} = P_d \quad (2.7)$$

Com isso, torna-se possível avaliar a contribuição individual de cada gerador, de acordo com a ordem de carregamento. Esta avaliação é de fundamental importância para o cálculo do custo mínimo de geração esperada.

Considerando que as funções P_{dna} , P_g e P_{dna_i} são funções lineares das variáveis aleatórias independentes P_{u_i} e P_d , as funções distribuição de probabilidade podem ser obtidas

mediante a convolução das funções distribuição de demanda correspondentes, com as funções densidade de disponibilidade de potência das unidades, ou seja,

$$f_{dna}(P_{dna}) = f_d(P_{dna}) * f_g^-(P_{dna}) \quad (2.8)$$

onde * significa a operação de convolução e f^- indica a função densidade de variável aleatória subtrativa.

Se uma unidade geradora estiver totalmente disponível o processo de convolução e deconvolução revertem a simples deslocamentos da função densidade de demanda não atendida para a esquerda e para a direita respectivamente, em um valor correspondente à capacidade de potência que está sendo adicionada ou retirada do sistema.

As sucessivas convoluções, devido à introdução de mais unidades no sistema, leva a um deslocamento gradativo da função densidade de demanda não atendida para a esquerda, isso faz com que ao final permaneça uma pequena cauda da função (últimos impulsos) no semi-plano das potências positivas. Por razões computacionais é conveniente evitar estes deslocamentos. Surge então a função densidade de demanda não atendida modificada, obtida a partir da função densidade de demanda não atendida deslocada pela capacidade instalada já introduzida no sistema.

Como a função de demanda original é modificada em função da disponibilidade das unidades geradoras, a demanda modificada tende a crescer à medida que unidades sujeitas a falhas são introduzidas no sistema. Assim, se forem introduzidas unidades sujeitas a falha no sistema, haverá sempre uma probabilidade diferente de zero de que o sistema falhe ao atender a demanda, mesmo que haja geração nominal disponível em excesso para o atendimento.

A figura 2.VIII mostra a forma das funções de distribuição de probabilidade de demanda, demanda modificada e demanda não atendida. Pode-se observar também a energia esperada não atendida no período considerado representada pela área da cauda da distribuição de demanda não atendida situada no semi-plano direito.

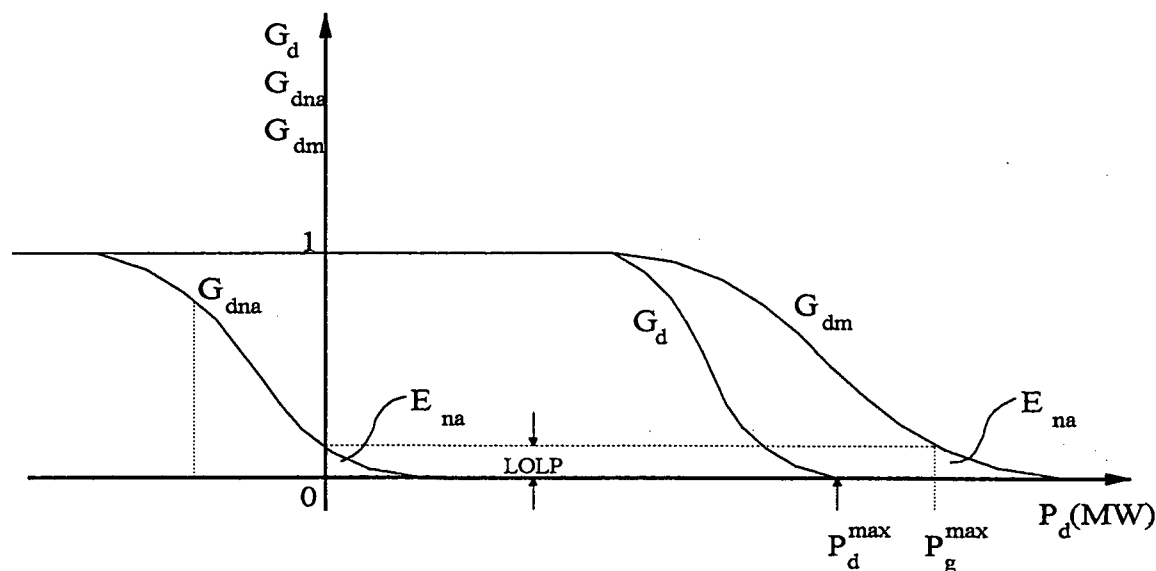


FIGURA 2.VIII - Funções distribuição da demanda

- G_d - Função distribuição de demanda
- G_{dm} - Função distribuição de demanda modificada
- G_{dna} - Função distribuição de demanda não atendida
- LOLP - Probabilidade de perda de carga
- E_{na} - Energia não atendida

2.5. PROBABILIDADE DE PERDA DE CARGA E DURAÇÃO ESPERADA DE DEMANDA NÃO ATENDIDA

A probabilidade de que a demanda não possa ser atendida durante um certo intervalo de tempo é chamada probabilidade de perda de carga, e é dada por :

$$P \{ LOL_1 \} = \int G_d(P) \cdot f_g(P) dP \quad (2.9)$$

onde $G_d(P)$ é a distribuição complementar de demanda e $f_g(P)$ é a função densidade de disponibilidade de geração [15].

A equação (2.9) representa o valor da função distribuição de demanda não atendida, na origem, ou o valor da função distribuição de demanda modificada em $P_g^{\max}$, ou seja

$$P \{ \text{LOL}_1 \} = G_{\text{dna}}(0) = G_{\text{dm}}(P_g^{\max}) \quad (2.10)$$

Considerando que um intervalo de interesse tem várias distribuições que representam a demanda, com por exemplo, dias da semana, sábados e domingos, cada um dos quais com resultados diferentes de probabilidade de perda de carga, esses resultados devem se completar e formar a perda de carga esperada no período. Ao invés deste valor esperado ser chamado de probabilidade de demanda não atendida, melhor seria se fosse interpretado como sendo a duração total esperada de perda de carga, passando a ser chamada de Duração Esperada de Demanda não Atendida - DEDNA - ou perda de carga esperada - LOLE -, simbolizado por ρ_{ddna} , isto é,

$$\rho_{\text{ddna}} = E \{ \text{LOL}_1 \}_{\text{período}} = \text{LOLE} \quad (2.11)$$

A perda de carga esperada e a duração esperada de demanda não atendida podem ser expressas em termos de horas ou dias/período, mostrando uma conveniente ordem de magnitude para este índice.

2.6. CUSTO ESPERADO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA

O custo de combustível gasto na produção de energia, em função da potência da unidade, pode ser determinado a partir da curva característica de custo da mesma, representada por uma curva do custo de produção em função da potência gerada e do custo do combustível. Esta função é, normalmente, não linear e pode ser representada, como na figura 2.IX, de uma forma quadrática, isto é,

$$\phi_i(P_{u_i}) = \alpha_{i0} + \alpha_{i1} \cdot P_{u_i} + \alpha_{i2} \cdot P_{u_i}^2 \quad (2.12)$$

A função custo incremental é dada por :

$$\lambda_i(P_{u_i}) = \frac{d\phi_i}{dP_{u_i}} = \alpha_{i1} + 2 \cdot \alpha_{i2} \cdot P_{u_i} \quad (2.13)$$

Como o modelo estocástico não pode considerar a função custo não linear diretamente, no algoritmo desenvolvido por K. J. Slater [13] são utilizadas aproximações lineares por partes, estabelecendo-se segmentos lineares com pontos de quebra, convenientemente escolhidos, para representar adequadamente a função custo e custo incremental, conforme ilustra a figura 2.X.

Os segmentos assim formados são submetidos ao sistema como sub-unidades e são carregados separadamente seguindo uma ordem econômica de carregamento.

O custo incremental constante do segmento j da unidade i é obtido por :

$$\lambda_{ij} = \frac{\phi_i(P_{u_{ij}}^{\max}) - \phi_i(P_{u_{ij}}^{\min})}{P_{u_{ij}}^{\max} - P_{u_{ij}}^{\min}} \quad (2.14)$$

ou seja, a razão do incremento de custo para um incremento de potência, entre dada potência e a mínima potência do segmento.

A ordem de introdução de todos os segmentos ao sistema ou ' pilha de carregamento ', pode ser estabelecida em função do valor crescente de λ_{ij} [13], desprezando-se neste caso a parcela de custo independente da potência (α_{i0}) e os custos de partida ou parada da unidade. Os segmentos de potência de uma mesma unidade devem ser carregados em ordem crescente, porém não necessariamente de forma consecutiva.

Como existe uma dependência estatística entre os segmentos de uma mesma unidade, onde uma falha pode afetar a unidade inteira, ou parte dela, podendo abranger mais de um segmento, o carregamento de qualquer segmento requer mais detalhes.

Assim quando se adiciona um novo segmento de uma unidade no sistema, não se pode simplesmente convolver a distribuição de demanda não atendida (ou densidade) com a densidade de disponibilidade do novo segmento, deve-se antes, subtrair o efeito dos segmentos anteriores pertencentes à mesma unidade, o que é feito pelo processo de deconvolução.

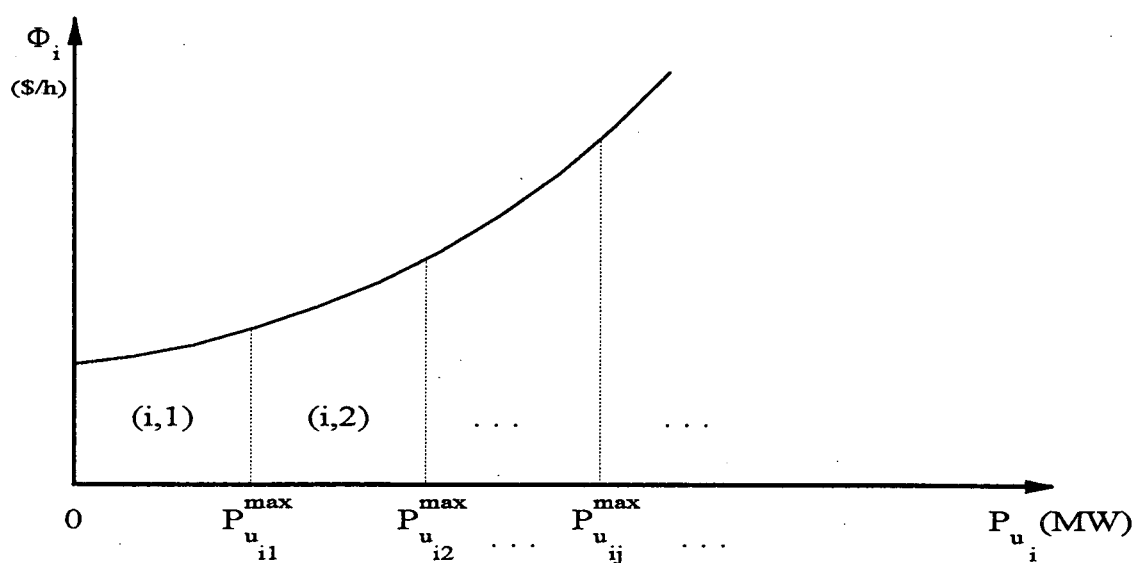


FIGURA 2.IX - Característica de produção entrada-saída da unidade i

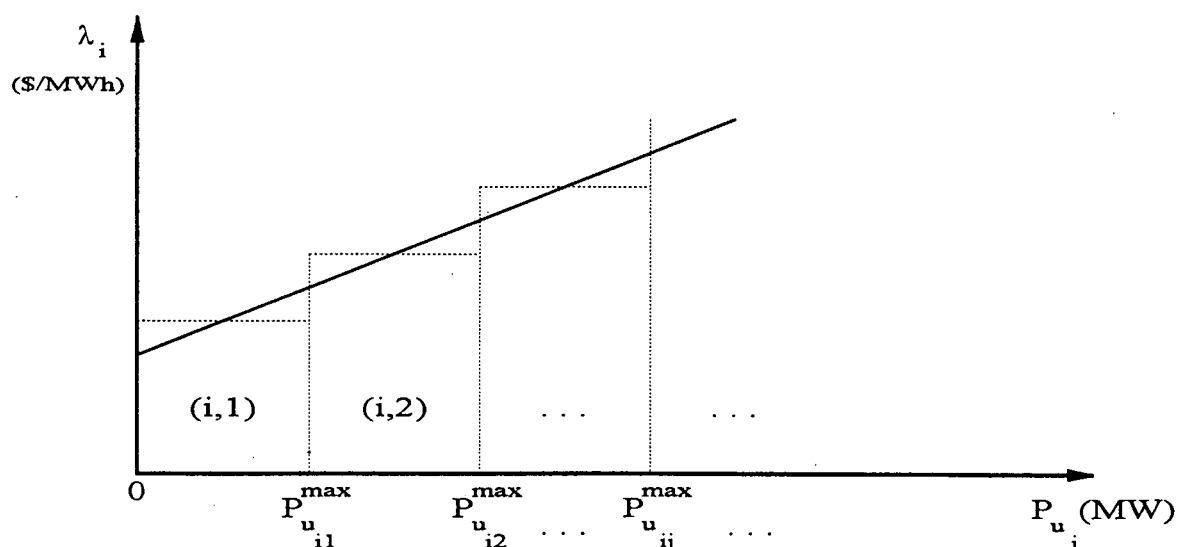


FIGURA 2.X - Curva do custo incremental de produção para a unidade i

A determinação do custo esperado de produção de energia pelo segmento j da unidade i pode ser determinado com boa aproximação pelo produto do custo incremental médio do segmento λ_{ij} e a energia esperada produzida pelo segmento E_{ij} , como segue :

$$C_{ij} = \lambda_{ij} \cdot E_{ij} \quad (2.15)$$

O custo total de produção de energia de cada unidade geradora é então igual à soma dos custos de produção de energia de cada segmento pertencente à unidade mais o custo de introdução da unidade $\phi_i(0)$, que resulta em :

$$C_i = \phi_i(0) + \sum_{j=1}^n C_{ij} \quad (2.16)$$

com n sendo igual ao número de segmentos.

O custo total de produção de um certo período é igual à soma dos custos de cada unidade introduzida no sistema neste período, adicionado ao custo das compras de energia de emergência que o sistema vier a contratar por não ser capaz de atender :

$$C_t = \lambda_{\text{compra}} \cdot E_{na} + \sum_{k=1}^{k^{\max}} C_k \quad (2.17)$$

onde λ_{compra} é o custo médio incremental (\$/MWh) de aquisição de energia (E_{na}) sob situações de emergência. Na impossibilidade de aquisição dessa energia, efetua-se o corte de carga, interpretando-se λ_{compra} como custo unitário de déficit.

Desde que, tanto o custo incremental quanto a energia são dependentes da demanda, o custo de produção de energia será uma função não linear da demanda. Como as curvas de carga variam, isto é, existem curvas representando dias úteis, sábado e domingo, os custos de produção

devem ser combinados, para assim fornecerem o custo total de produção esperado para o período em análise.

2.7. TRATAMENTO CONVENCIONAL DAS UNIDADES HIDRÁULICAS

O modelo estocástico de produção de energia utiliza os custos de produção de energia das unidades para formar a 'pilha de carregamento', efetuando assim o carregamento das mesmas ao sistema. Sabendo-se que as unidades hidráulicas têm custo de produção essencialmente nulo, elas podem ser tratadas como unidades térmicas com custo zero, ou simplesmente subtrair o valor da potência nominal das unidades hidráulicas da demanda, porém este tratamento não reflete possíveis saídas de unidades para a manutenção.

Visando aprimorar o tratamento das unidades hidráulicas, no capítulo 4 será apresentada uma nova modelagem das mesmas.

CAPÍTULO III

PROGRAMA DE MANUTENÇÃO DE UNIDADES GERADORAS

3.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo será apresentada uma metodologia para o escalonamento da manutenção de unidades geradoras. O objetivo do Programa de Manutenção de Unidades Geradoras é estabelecer uma escala ótima de saída para manutenção planejada das unidades geradoras de um dado sistema. A solução é obtida pelo método de programação dinâmica por aproximações sucessivas [16] que é capaz de programar grupos homogêneos de unidades geradoras em um dado horizonte de planejamento [11,12]. O programa desenvolve uma escala ótima de manutenção das unidades de acordo com um critério objetivo e as restrições fornecidas pelo sistema. O programa descrito está acoplado a um modelo estocástico de produção de energia.

3.2. PROGRAMA DE MANUTENÇÃO DE UNIDADES GERADORAS

Basicamente, o problema de programação de manutenção de unidades geradoras pode ser formulado de tal modo que a saída para manutenção preventiva de cada unidade venha a ser alocada dentro de um intervalo de planejamento e que satisfaça as restrições impostas. Dentre as

soluções viáveis é desejável que seja satisfeito um critério de otimalidade. Caso não seja possível obter a solução viável, deve-se considerar uma solução inviável que menos viole as restrições de acordo com um critério de penalidades.

Para formular o problema matematicamente usando variáveis de estado deve-se usar as seguintes definições [11]:

$$\text{vetor de estado : } \bar{x}(k) \equiv [x_1(k) \ x_2(k) \ \dots \ x_n(k)]^t$$

onde $x_i(k)$ é uma variável que indica a execução da manutenção, até o período k , da unidade geradora i . Com $1 \leq k \leq m+1$, sendo m o número de períodos do intervalo.

A parte inteira de $x_i(k)$, $\text{Int}[x_i(k)]$ indica o número de saídas já executadas pela unidade i , ao passo que a parte fracional indica a progressão da manutenção que está sendo correntemente executada. Assim $x_3(24) = 2 \frac{2}{5}$ significa que a unidade 3 está em sua 3ª saída planejada no 24º período com $\frac{2}{5}$ de sua saída já realizada anteriormente a este período.

$$\text{vetor de controle : } \bar{u}(k) \equiv [u_1(k) \ u_2(k) \ \dots \ x_n(k)]^t$$

onde $u_i(k)$, $1 \leq i \leq n$, é uma variável de controle ou decisão que indica a manutenção da seguinte forma :

- (a). se $u_i(k) = 0$, nenhuma manutenção está planejada para a unidade i no período k ;
- (b). se $0 \leq u_i(k) = \frac{1}{d_{ij}} \leq 1$, a unidade i está em sua $j^{\text{ésima}}$ saída para manutenção

durante o período k , e com a duração de d_{ij} períodos.

Seja $U[\bar{x}(k), k]$ o conjunto das seqüências de controle permissíveis, $\{\bar{u}(k)\}$, que satisfaz todas as restrições impostas no problema.

A escala de manutenção é viável se a seqüência de controle $\{\bar{u}(k)\}$ pertence ao conjunto das seqüências de controle permissíveis, isto é $\bar{u}(k) \in U[\bar{x}(k), k]$.

De acordo com as definições acima citadas, o processo de programação da manutenção pode ser formulado como segue, em uma representação estado-espço discreta :

$$\bar{x}(k+1) = \bar{x}(k) + \bar{u}(k) \quad (3.1)$$

com as condições iniciais e finais :

$$\bar{x}(1) = \bar{0}$$

$$\bar{x}(m+1) = \bar{x}^{\max} \equiv [x_1^{\max} \ x_2^{\max} \ \dots \ x_n^{\max}]^t$$

onde $x_i^{\max}$ denota o número total de saídas planejadas para manutenção da unidade i .

A viabilidade atual para produção ou saída planejada de todas unidades no período k , denotada pelo vetor variável de saída $\bar{y}(k)$, forma o Diagrama de Manutenção por Barras (vide exemplo no Apêndice 2). As variáveis de saída são definidas como segue :

- (a). se $y_i(k) = 0$, a unidade i está disponível para produção no período k ;
- (b). se $y_i(k) = j$, $1 \leq j \leq x_i^{\max}$, a unidade i está em sua $j^{\text{ésima}}$ saída no período

considerado, k .

De acordo com as definições acima, as variáveis de saída são dadas pela seguinte expressão em termos das variáveis de estado e de controle :

$$y_i(k) = \text{Int} [x_i(k) + 1] \cdot \text{Step}^+[u_i(k)] \quad (3.2)$$

onde $\text{Step}^+[\alpha]$ denota a função degrau unitário à direita (em que $\text{Step}^+[0] = 0$) e $\text{Int}[\alpha]$ denota a parte inteira de α . Com isso $y_i(k)$ será igual a zero enquanto a manutenção não for completada.

As equações (3.1) e (3.2) representam as equações de estado e de saída para o processo de programação da manutenção de geradores. Este processo é otimizado sobre um

intervalo de planejamento de m períodos minimizando uma função objetivo ou um índice de desempenho dado, sujeito às várias restrições especificadas.

Assim, o processo se resume a:

$$\text{Min}_{\bar{u}(1), \dots, \bar{u}(k-1)} \sum_{j=1}^{k-1} J[\bar{x}(j), \bar{u}(j), j]$$

$$\begin{aligned} \text{sujeito a } \quad & \bar{x}(k+1) = \bar{x}(k) + \bar{u}(k) \\ & \bar{u}(k) \in U[\bar{x}(k), k] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{e condições de contorno } \quad & \bar{x}(1) = \bar{0} \\ & \bar{x}(m+1) = \bar{x}_{\max} \end{aligned}$$

3.2.1. RESTRIÇÕES

As restrições impostas ao problema de programação da manutenção tentam assegurar a continuidade de serviço, viabilidade de mão-de-obra e recursos, execução de manutenção e frequência adequada de manutenção. O tamanho do conjunto de todas as seqüências viáveis dos vetores de controle (escalas) U dependem se a restrição imposta é muito ou pouco severa [11].

As restrições na programação da manutenção podem ser classificadas como restrições independentes e acopladas ou interativas [17]. Dentre as independentes encontram-se os limites da duração das saídas das unidades geradoras (superior e inferior), continuidade da manutenção, e o período permitido para manutenção de cada unidade. As restrições acopladas compreendem-se em restrição de equipes de manutenção, restrição de recursos de manutenção, e restrições de confiabilidade ou continuidade de serviço.

Algumas vezes é permitida a variação da duração da manutenção das unidades dentro de limites especificados, de acordo com alguns critérios de manutenção reduzida¹. Portanto, as matrizes de duração máxima e mínima, $\bar{D}^{\min}$, $\bar{D}^{\max}$, são especificadas tais que,

$$d_{ij}^{\min} \leq d_{ij} \leq d_{ij}^{\max}$$

onde d_{ij} é a duração da saída para a unidade i na $j^{\text{ésima}}$ saída para manutenção.

O intervalo permissível de manutenção, denotado pela matriz $\bar{A}$, especifica em notação binária os intervalos que cada unidade pode realizar a manutenção. Assim se $a_{ik} = 0$, então a manutenção não é permitida para a unidade no período k , que implica em $u_i(k) = 0$. Todavia, se $a_{ik} = 1$ então $0 \leq u_i(k) \leq 1$.

A continuidade da manutenção requer que, em d_{ij} períodos, uma vez começada a manutenção da unidade i , ela deve ser completada sem interrupção, isto é, se $x_i(k) \neq \text{Int}[x_i(k)]$, então $u_i(k) = u_i(k-1) = 1/d_{ij}$, onde $j = \text{Int}[x_i(k)]$.

Nenhuma manutenção pode ser programada para uma unidade, em um dado período, se o sistema irá operar abaixo do mínimo prescrito de continuidade de serviço durante aquele período. Portanto, se $\rho[u_i(k) > 0, k] > \rho_{\min}(k)$, onde ρ é o índice de continuidade de serviço ou confiabilidade, então $u_i(k) = 0$.

Com respeito à restrição de equipe de manutenção requer que nenhuma saída planejada deve ser designada simultaneamente para a mesma equipe, denotando o conjunto de unidade mantidas pela equipe q como $\Phi(q)$, ele requer então que $u_i(k) \cdot u_j(k) = 0$ para $i \neq j$ e $i, j \in \Phi(q)$.

¹Entende-se por manutenção reduzida (ou não reduzida) o fato de uma unidade poder ter o seu período de manutenção reduzido; isso acarreta em custos maiores devido a fatores como contratos adicionais de mão-de-obra, maior disponibilidade de equipamentos, etc.

Na restrição de recursos de manutenção a mão-de-obra e os recursos para realizar a manutenção nas várias unidades do sistema não devem estar em falta; o requerimento pode ser expresso por um arranjo, dito $\bar{R}$, cujos elementos gerais são $r = r(i, j, k_t, k_d, k_c)$ referem-se à unidade i , saída para manutenção j , tipo de recurso k_t , período de progressão da manutenção k_d cujo valor é dado por $k_d = \{x_i(k) - \text{Int}[x_i(k)]\} \cdot d_{ij}$, e condição de redução da manutenção como sendo $k_c = d_{ij}^{\max} - d_{ij} + 1$.

Os recursos de viabilidade podem ser expressos por uma matriz, $\bar{P}$, cujos elementos, $p(k, k_t, \theta)$, onde θ denota o número do recurso agrupado, são constantemente atualizados durante a geração das escalas e são mudadas pelo esvaziamento ou reabastecimento dos recursos agrupados de acordo com os requisitos de saída expressos pela matriz $\bar{R}$ a cada período. Portanto, as restrições de recursos de viabilidade requerem que $p(k, k_t, \theta) \geq 0$, para todo k , k_t e θ , ou seja, os recursos não estejam em falta em qualquer período.

3.2.2. CRITÉRIOS OBJETIVOS

A expressão geral para a função objetivo da programação da manutenção de unidades geradoras é uma combinação linear de vários critérios objetivos como segue [11] :

$$\begin{aligned} J[\bar{x}(k), \bar{u}(k), k] = & \alpha_1 \cdot \{ c_e[\bar{u}(k), k] - c_d[\bar{x}(k), \bar{u}(k), k] \} + \\ & + \alpha_2 \cdot \rho[\bar{u}(k), k] + \alpha_3 \cdot p_r[\bar{x}(k), \bar{u}(k), k] + \\ & + \alpha_4 \cdot c_p[\bar{x}(k), \bar{u}(k), k] \end{aligned} \quad (3.3)$$

onde k é o período que está sendo considerado, α_i , $i = 1, \dots, 4$, são os coeficientes de sintonia ou ajuste dos critérios objetivos individuais, $c_e[\bar{u}(k), k]$ é o custo esperado de produção de energia no período k , $c_d[\bar{x}(k), \bar{u}(k), k]$ é o custo decremental devido à total ou parcial manutenção não reduzida, $\rho[\bar{u}(k), k]$ é uma função de um índice de confiabilidade escolhido, $p_r[\bar{x}(k), \bar{u}(k), k]$ é uma função prioridade de unidade e $c_p[\bar{x}(k), \bar{u}(k), k]$ é o custo de penalização no período k .

Baseado na definição anterior, o problema da programação ótima da manutenção pode agora ser formulado como segue :

Encontre a sequência ótima do vetor de controle $\{\bar{u}^*(k)\}$, $\bar{u}^*(k) \in U$, tal que o custo acumulado da função objetivo dada pela equação (3.3) :

$$J_c = \sum_{j=1}^m J[\bar{x}^*(j), \bar{u}^*(j), j] \quad (3.4)$$

seja minimizado, sujeito à equação de estado (3.1).

As restrições que definem o conjunto de controle permissível U foram detalhadas na seção 3.2.1.

Dentre os vários parâmetros que compõem a equação (3.3) o mais elaborado contém o custo de operação esperado a ser minimizado sobre o intervalo de planejamento. O custo global tem duas componentes : o custo de produção de energia e o custo de manutenção [11]. O segundo tem sua importância se as durações das saídas planejadas podem variar dentro dos limites permitidos, principalmente pela viabilidade de mão de obra disponível adicional para manutenção ou acréscimo do quadro de pessoal ou horas extras [12].

A classe mais importante de critérios objetivos se refere à confiabilidade do sistema [17]. Conforme mostra a figura 3.I [18], muitos índices de continuidade ou confiabilidade do sistema podem ser usados, como por exemplo a Duração Esperada de Demanda não Atendida (DEDNA), também conhecida como Perda de Carga Esperada (LOLE), Energia Esperada não Suprida (EENS), Falta Esperada de Reserva Disponível (FERD), sendo que esta falta representa o valor esperado da demanda não atendida, dada a função distribuição de demanda não atendida completa.

Um outro índice seria a Demanda Condicional Esperada não Atendida (DCENA) que é a razão entre a energia esperada não suprida e a duração esperada de demanda não atendida. A Falta Esperada do Pico Líquido de Reserva (FEPLR) é um índice que indica a diferença entre o pico de demanda esperado e a capacidade líquida disponível instalada para atender a demanda.

Por último tem-se a Razão da Falta Esperada do Pico Líquido de Reserva/Demanda (FEPLRD), que proporciona uma medida da reserva relativa com respeito ao pico de demanda variável.

Esses índices [17,18], podem ser submetidos, ou à minimização sobre o intervalo de planejamento, ou à combinação de nivelamento e minimização. A última abordagem pode ser alcançada por dois modos, um seria a minimização do máximo valor de um dado índice sobre um intervalo de interesse, e o outro seria minimizar a soma dos quadrados dos desvios dos índices com respeito a um nível de referência desejado sobre o intervalo.

A terceira classe de critério objetivo diz respeito a minimizar os desvios de uma escala de manutenção, que pode ser urgência na manutenção, frequência ideal na manutenção, sequência ideal na manutenção de várias unidades e mudanças em escalas de manutenção pré-estabelecidas.

No primeiro e segundo caso deseja-se minimizar desvios de escalas ideais que são fixadas de acordo com os padrões recomendados de manutenção preventiva. No terceiro caso são realizadas minimizações de desvios de uma sequência desejada de saída de várias unidades, implicando que os intervalos permissíveis de manutenção ideal de algumas unidades são uma função dos intervalos permissíveis de manutenção de outras unidades.

Finalmente, no último caso, tenta-se minimizar desvios de uma escala de manutenção previamente estabelecida que se tornou parcialmente inválida ou inviável devido a mudanças não previstas nos parâmetros, saídas forçadas de unidades levando a uma manutenção antes do previsto, etc.

A quarta e última classe de critério objetivo se refere a violações nas restrições, que são acumuladas na função objetivo sob forma de termos de penalidade. As restrições de manutenção podem ser seletivamente relaxadas no sentido de permitir que escalas 'inviáveis' sejam compostas quando não é encontrada nenhuma escala viável.

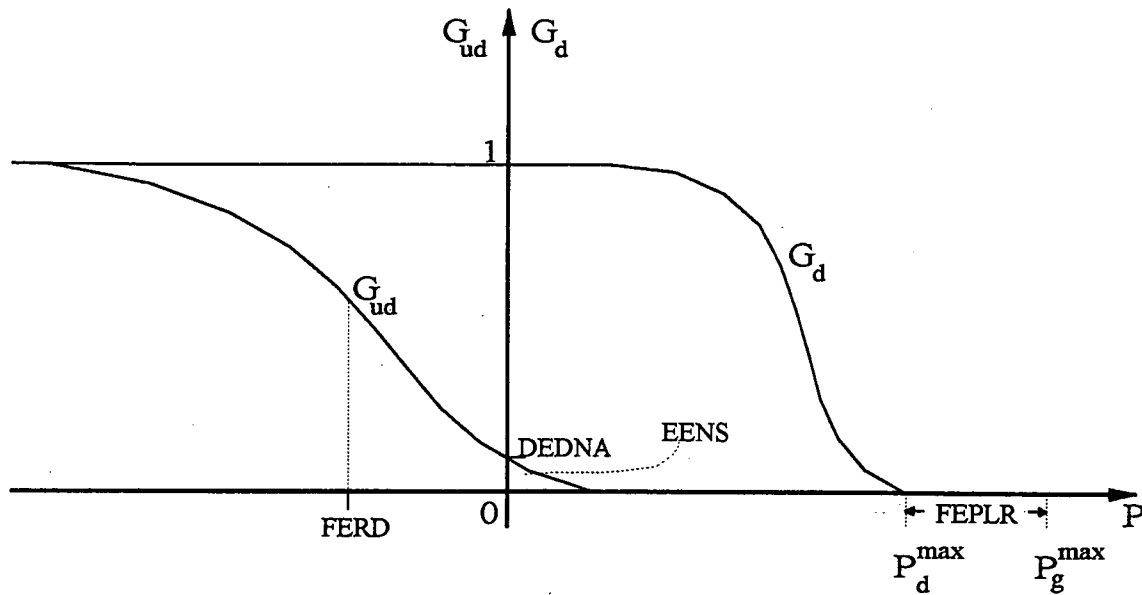


FIGURA 3.1 - Funções Distribuição de Probabilidades de Demanda Original (G_d) e Demanda não Atendida (G_{ud})

3.2.3. ESCALA ÓTIMA DE MANUTENÇÃO

A escala ótima de manutenção é resolvida via Programação Dinâmica Progressiva. E requer a seleção de uma sequência de controle ótima $\{\bar{u}^*(k)\}$, $\bar{u}^*(k) \in U$. A Programação Dinâmica Progressiva foi escolhida para calcular a sequência de controle ótima porque ela habilita o usuário a facilmente recuperar tantas alternativas de sequências ótimas ou sub-ótimas quanto forem desejadas. Usando Programação Dinâmica Progressiva para resolver o problema da sequência ótima de manutenção formulado anteriormente, o custo mínimo acumulado torna-se [16]:

$$I[\bar{x}(k), k] = \min_{\bar{u}(1), \dots, \bar{u}(k-1)} \sum_{j=1}^{k-1} J[\bar{x}(j), \bar{u}(j), j] \quad (3.5)$$

sujeito a $\bar{u}(k) \in U[\bar{x}(k), k]$
 $\bar{x}(k+1) = \bar{x}(k) + \bar{u}(k)$

Baseado no Princípio da Otimalidade [16] e usando a equação de estado (3.1) a seguinte expressão recursiva da Programação Dinâmica Progressiva para a função objetivo é obtida :

$$I[\bar{x}(k), k] = \min_{\bar{u}(k-1)} \{ J[\bar{x}(k) - \bar{u}(k-1), \bar{u}(k-1), k-1] + I[\bar{x}(k) - \bar{u}(k-1), k-1] \} \quad (3.6)$$

$$\text{sujeito a } \bar{u}(k) \in U[\bar{x}(k), k]$$

Se não existe nenhuma seqüência de controle viável, um conjunto de seqüências sub-viáveis U' é chamado via relaxação de restrições e taxando custos de penalização para as violações das restrições relaxadas.

O valor inicial da função objetivo acumulada é a soma de todos custos de manutenção reduzida de todo sistema durante todo o intervalo de planejamento, isto é,

$$I[\bar{x}(1), 1] = \alpha_1 \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{x_i^{\max}} C_{ij}^{\max} \quad (3.7)$$

onde $C_{ij}^{\max}$ é o máximo custo de manutenção para a unidade i em sua $j^{\text{ésima}}$ saída planejada.

A convergência é obtida quando iterações consecutivas produzem a mesma seqüência de escalas, confirmando assim o valor da função objetivo [11].

No Apêndice 4 é mostrado um exemplo de busca da escala ótima de manutenção via Programação Dinâmica.

3.2.4. ORDENAÇÃO DOS GRUPOS

A Programação Dinâmica, ou qualquer técnica de enumeração, normalmente requer muitos vetores de controle a serem considerados a cada estágio, resultando em um grande

número de avaliações do sistema. Como estas avaliações consomem muito tempo, é conveniente minimizar o número destas avaliações. Isto pode ser realizado ordenando as unidades a serem escalonadas em grupos homogêneos, o que implica que todas as unidades pertencentes a um mesmo grupo devem possuir as mesmas características.

Aplica-se então a Programação Dinâmica sucessivamente a cada grupo de unidades. Durante a otimização de um grupo, os demais são mantidos fixos. Este processo é chamado de Programação Dinâmica por Aproximações Sucessivas.

Existem muitas maneiras de ordenação dos grupos, desde a que conserva a ordem natural com que os grupos são lidos até a ordens definidas no sentido crescente ou decrescente de ponderações estabelecidos pelo usuário. As ordenações de grupos mais eficazes são as que consideram como grupos iniciais (preferenciais) aqueles com maior impacto no sistema, ou seja, em que a soma do produto Potência-Duração da Manutenção é maior.

CAPÍTULO IV

MANUTENÇÃO DE UNIDADES GERADORAS NO SISTEMA HIDROTÉRMICO

4.1. INTRODUÇÃO

Conforme mencionado no capítulo 2 será abordado no presente capítulo um tratamento diferenciado das unidades hidráulicas para o Modelo Estocástico de Produção de Energia (*M.E.P.E.*). Um tratamento que considera as restrições de energia hidráulica (metas hidráulicas) e redução do nível dos reservatórios.

Posteriormente o método de programação de manutenção é estendido para realizar a programação de unidades geradoras de um sistema interconectado, procurando solucionar iterativamente o intercâmbio ótimo entre os sistemas através do nivelamento de seus custos marginais.

Em princípio, as metas hidráulicas são obtidas através de um plano de otimização hidrotérmico que visa o melhor aproveitamento dos recursos hidráulicos, levando em conta previsões de afluições entre outros requisitos pertinentes ao seu planejamento. Esta abordagem não está contemplada neste trabalho.

4.2. METAS HIDRÁULICAS COMO UM DADO DE ENTRADA

Para ganhar experiência com a modelagem do MEPE com metas hidráulicas, selecionaram-se os sistemas de geração dos 6 países da América Central que apresentam um ciclo hidrológico bem caracterizado: 6 meses de secas seguidos de 6 meses de abundância pluviométrica.

Primeiramente, como as metas hidráulicas são um dado de entrada, realizou-se uma análise comparativa de como melhor aproveitar as metas hidráulicas. Baseado nas curvas dos níveis dos reservatórios (por exemplo, reservatório de Chixoy, Guatemala; figura 4.I), estipulou-se a potência máxima disponível da usina como função do nível do reservatório. Com relação às metas hidráulicas, nos períodos de seca, considerou-se uma redução de aproximadamente 20% (vinte por cento) da potência nominal em relação ao período chuvoso.

Ressalta-se, neste ponto, que não são consideradas as aflúências ou reservatórios em cascata, conforme em [19]. É considerado que existe uma previsão das metas hidráulicas e com isso o programa procurará resolver uma escala de manutenção tal que as metas sejam atendidas para que se minimize o vertimento e se evite deplecionamento excessivo dos reservatórios.

Nos grandes reservatórios não existem problemas de metas hidráulicas, pois pode-se manter um nível constante de metas para que seja obtida a potência nominal da usina. No caso de pequenos a médios reservatórios, onde existe uma capacidade limitada de energia, é necessário realizar um estudo do melhor aproveitamento da capacidade hidráulica do reservatório.

Dentro deste estudo, duas hipóteses podem ser consideradas: utilizar uma maior quantidade de água (isto é, energia) nos primeiros períodos de escassez pluviométrica, conforme figura 4.II (hipótese 1), ou utilizar pouca água nestes primeiros períodos, chegando ao final do período de estiagem com uma maior quantidade de energia; esta situação está ilustrada na figura 4.III (hipótese 2).

A tentativa na segunda hipótese, conforme dito, é de armazenar energia para usá-la nos períodos finais de seca; assim, a energia que está sendo armazenada será utilizada para

obter, ao final do período de estiagem, uma redução menos acentuada no nível do reservatório. A comparação entre uma hipótese e outra pode ser observada sobrepondo as figuras 4.II e 4.III. A sobreposição pode ser vista na figura 4.IV.

No intuito de melhor aproveitar os recursos hidráulicos optou-se pela hipótese 2.

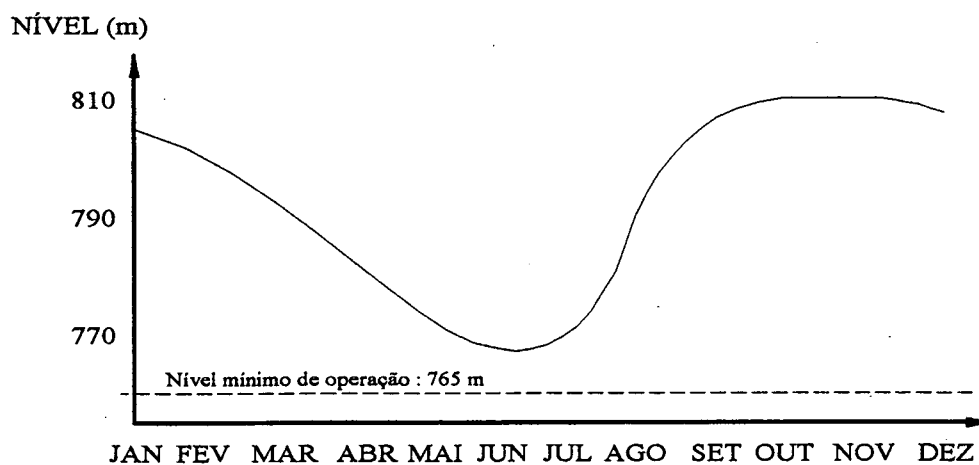


FIGURA 4.I - Nível do reservatório de Chixoy

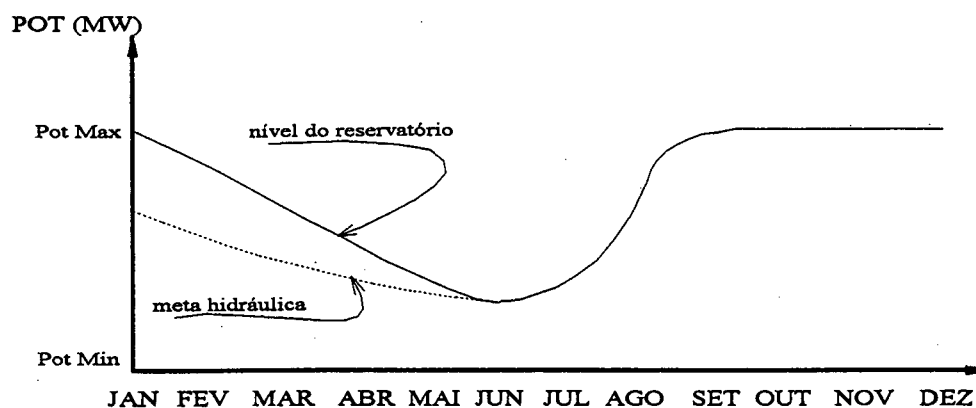


FIGURA 4.II - Metas hidráulicas e nível do reservatório - hipótese 1 (maior deplecionamento).

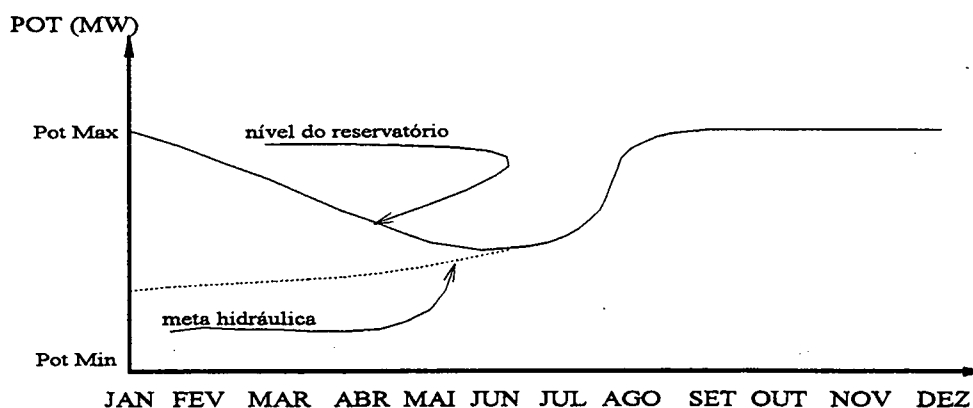


FIGURA 4.III - Metas hidráulicas e nível do reservatório - hipótese 2 (menor deplecionamento).

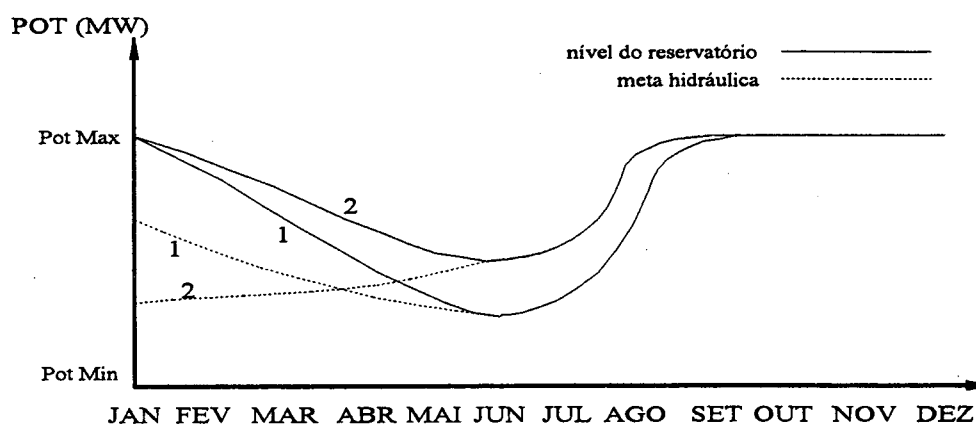


FIGURA 4.IV - Sobreposição das hipóteses 1 e 2.

4.3. MODELAGEM DA LIMITAÇÃO DE CAPACIDADE HIDRÁULICA E ATENDIMENTO DAS METAS HIDRÁULICAS

Faz-se necessário reconhecer a limitação de energia hidrelétrica (metas hidráulicas) de uma usina hidrelétrica, pois a sua produção nem sempre pode ser à plena potência durante um período de planejamento da operação (anual, por exemplo). Como o custo variável de produção

de energia das unidades hidrelétricas é essencialmente nulo, então, para o melhor aproveitamento de sua energia, no atendimento da demanda do sistema hidrotérmico, a usina hidrelétrica deveria produzir na base da curva de demanda do sistema.

A figura 4.V.1 mostra a localização das usinas hidrelétricas na curva de duração de demanda do sistema, num sistema com alta participação térmica. Entretanto se a meta hidráulica nessas condições for excedida, deve-se operar a hidráulica acompanhando parcialmente a variação da carga (como no 'peak-shaving') até completar a meta para o período.

Um sistema hidrotérmico possui em seu parque gerador usinas termelétricas, sendo que em muitas dessas é necessário produzir um mínimo de energia, isto é, não devem cessar sua produção por um certo intervalo de tempo e depois recomeçar a produção; portanto como as térmicas possuem um patamar mínimo de produção de energia, elas devem também participar da base da curva de duração de demanda do sistema, conforme mostrado na figura 4.V.2.

Essa segmentação das térmicas é possível pois, conforme visto na seção 2.6, são estabelecidos pontos de quebra para representar as unidades que compoem a pilha de carregamento do sistema. Essa segmentação será útil também para representar de forma aproximada as unidades hidrelétricas do sistema.

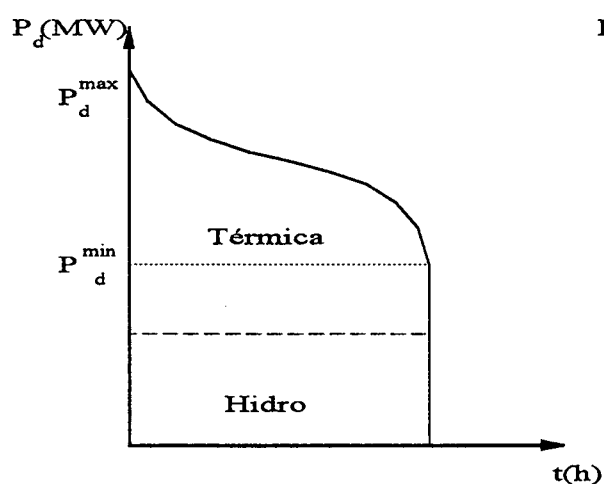


FIGURA 4.V.1 - Posição das usinas na curva de duração da demanda

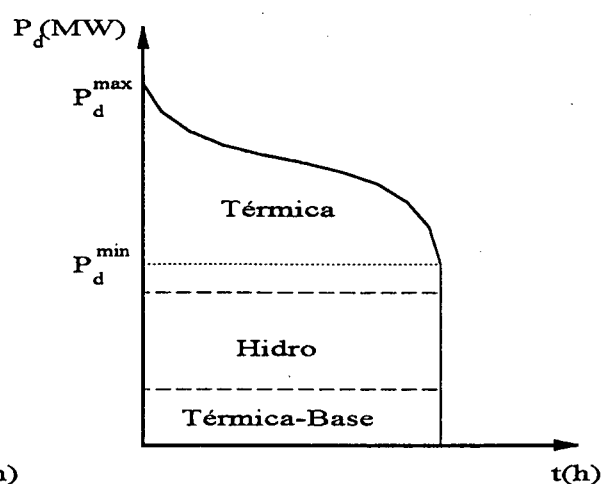


FIGURA 4.V.2 - Posição das usinas com parte das térmicas em base na curva de duração da demanda

Como o método trabalha com potência ao invés de energia é necessário fazer uma conversão do valor das metas hidráulicas, já que a mesma normalmente é apresentada na forma de energia. Assim, para obter o valor da meta hidráulica em termos de potência, tem-se:

$$P_i^{(k)} = \frac{W_i^{(k)}}{n^{\circ} \text{ dias periodo} \cdot 24 \frac{h}{d}} \cdot \frac{1}{A_i} \quad (4.1)$$

onde $P_i^{(k)}$ seria a meta hidráulica convertida em potência (MW) da usina i no período k , $W_{usi}^{(k)}$ a meta hidráulica dada em energia (meta energética - em MWh) da usina i no período k e A_i a disponibilidade da usina i .

Cabe ressaltar que nesta conversão supõe-se que a unidade hidráulica estará operando em base.

Como representação das unidades hidrelétricas com restrição de energia aplicada à usina, considera-se o primeiro segmento (vide capítulo 2, seção 2.3) como capaz de gerar toda sua meta hidráulica:

$$\sum_{j=1}^{N_{usi}^{(k)}} P_{ij}^{(k)} = \text{Meta Usina} \quad (4.2)$$

com:

$$N_{usi}^{(k)} = N_{un_i}^{(k)} - N_{manut_i}^{(k)} \quad (4.3)$$

onde $P_{ij}^{(k)}$ é a meta hidráulica da unidade j da usina i já convertida em MW, $N_{usi}^{(k)}$ é o número de unidades presentes, que é obtido pelo número total de unidades da usina i ($N_{un_i}^{(k)}$) subtraído do

número de unidades em manutenção ($N_{manut_i}^{(k)}$), todos estes parâmetros referidos ao período em estudo, k .

Se no atendimento à meta da usina, a potência do primeiro segmento das respectivas unidades for menor que a capacidade das mesmas, o restante da capacidade será utilizado para o atendimento de ponta para fins de cálculo da confiabilidade de ponta. Para que o MEPE reconheça este fato é preciso que este restante de capacidade das hidráulicas forme um segundo segmento das mesmas e que deva ser carregado no final da 'pilha de carregamento' a um custo unitário de energia fictício elevado. Desta forma os segmentos serão carregados após as térmicas do sistema, servindo apenas para completar a capacidade disponível de geração, e com inexpressiva participação energética, já que toda meta hidráulica foi utilizada no primeiro segmento.

As usinas hidrelétricas são portanto segmentadas em dois níveis de operação : base e ponta; com a potência de geração sendo :

$$P_g = \text{Meta Usina}_i^{(k)} + \sum_{j=1}^{N_{usi}^{(k)}} P_{uij}^{(k)} \quad (4.4)$$

com $P_{uij}^{(k)}$ sendo a potência de produção em ponta e $\text{Meta Usina}_i^{(k)}$ a meta a ser alcançada pela usina, em MW.

4.3.1. FUNÇÃO CUSTO MODIFICADA

Conforme mostrado na seção 2.6. os segmentos de cada unidade geradora seguem uma ordem de introdução na pilha de carregamento; esta ordem é dada pela equação (2.14), que representa o custo incremental da unidade geradora. A equação (2.14) provém da curva característica de custo da unidade geradora, representada pela equação (2.12). Para a modelagem da limitação de capacidade hidráulica e atendimento das metas hidráulicas deve-se inserir um

novo termo $-P_0$ - na equação (2.12), termo este que representa a potência equivalente à produção da meta hidráulica a ser alcançada pela unidade, ou seja :

$$\text{Meta Usina} = \sum_{j=1}^{N_{us_i}^{(k)}} P_{ij}^{(k)} = \sum_{j=1}^{N_{us_i}^{(k)}} P_{0_{uij}} \quad (4.5)$$

A obtenção de $P_{0_{uij}}$ será explicado no item posterior.

Com a introdução deste novo termo tem-se então a função custo modificada para as unidades hidrelétricas :

$$\phi_i(P_{u_i}) = \alpha_{i_0} + \alpha_{i_1} \cdot (P_{u_i} - P_{0_{ui}}) + \alpha_{i_2} \cdot (P_{u_i} - P_{0_{ui}})^2 \quad (4.6)$$

$$\phi_i(P_{u_i}) = 0 \quad \forall \quad P_{u_i} < P_{0_{ui}} \quad (4.7)$$

onde P_0 deve ser relocável a cada período do intervalo de planejamento, pois cada um tem sua meta a ser alcançada.

É importante notar que a função custo modificada atribui um custo fictício para as unidades hidrelétricas, que será usado apenas para a inserção dos segmentos de potência na pilha de carregamento, não acarretando portanto, em custos na produção de energia do sistema; para a unidades termelétricas a equação válida continua sendo a (2.12).

As equações (4.5) e (4.7) impõem à unidade hidrelétrica dois segmentos de operação, um em base, com a produção ($P_{u_i}^k$) até a potência da meta a ser atingida ($P_{u_i}^{(k)} < P_{0_{ui}}^{(k)}$), e o outro em ponta ($P_{0_{ui}}^{(k)} < P_{u_i}^{(k)} < P_{u_i}^{(k)\max}$). A soma dos segmentos de base das unidades de uma usina representam a sua meta hidráulica, sendo estes segmentos os primeiros a serem carregados

no sistema; este carregamento faz com que a meta hidráulica seja atendida salvo onde os segmentos estiverem fora da base, isto é, a base do sistema já foi carregada.

4.4. MANUTENÇÃO DE UNIDADES HIDRELÉTRICAS CONSIDERANDO RESTRIÇÕES DE ENERGIA HIDRÁULICA

Quando uma unidade de uma usina hidrelétrica sai para manutenção, a equação (4.2) tem seu valor alterado, pois à priori todas as unidades estão disponíveis ($N_{us_i}^{(k)} = N_{un_i}^{(k)}$); como a meta da usina deve permanecer a mesma, isto é, na equação (4.5), para que $Meta\ Usina_i^{(k)}$ permaneça constante, altera-se $P_{ij}^{(k)}$, logo a potência correspondente à meta hidráulica de cada unidade - $P_{0u_{ij}}^{(k)}$ - deve ser aumentada até um patamar no qual a meta continue a ser atendida.

No caso de todas unidades presentes, o valor de P_0 de cada unidade será :

$$P_{0u_i}^{(k)} = \frac{P_{us_i}^{(k)}}{N_{un_i}^{(k)}} \quad (4.8)$$

Com a saída de n unidades para manutenção ($N_{manut_i}^{(k)}$), tem-se :

$$P_{0u_i}'^{(k)} = \frac{P_{us_i}^{(k)}}{N_{un_i}^{(k)} - N_{manut_i}^{(k)}} \quad (4.9)$$

Assim, reloca-se $P_{0u_i}^{(k)}$ para $P_{0u_i}'^{(k)}$, garantindo então o atendimento da meta hidráulica requerida no período.

O propósito da adoção de um P_0 relocável está no fato de não se saber onde será o período ótimo de alocação da manutenção. Portanto, para uma meta inferior à capacidade total de produção de energia de uma usina hidrelétrica, é preciso dividir esta produção entre as unidades presentes, ou seja, no período que a unidade i da usina u estiver em sua saída programada para manutenção no período k , P_0 terá um valor mais alto do que em um período que não haja saídas programadas para manutenção.

A figura 4.VI.1 mostra um caso em que existem quatro unidades operando ($N_{\text{manut}_i}^{(k)} = 0$), a produção de cada unidade para atender a meta é distribuída entre as quatro unidades presentes, isto é :

$$\text{Meta Usina} = \sum_{j=1}^4 P_{0ij}^{(k)} = P_{0i1}^{(k)} + P_{0i2}^{(k)} + P_{0i3}^{(k)} + P_{0i4}^{(k)} \quad (4.10)$$

Após a saída de uma unidade para manutenção (a unidade número 3, por exemplo), de acordo com a equação (4.9), P_0 terá então um novo valor. A meta hidráulica agora é dada por :

$$\text{Meta Usina} = \sum_{j=1}^3 P_{0ij}'^{(k)} = P_{0i1}'^{(k)} + P_{0i2}'^{(k)} + P_{0i4}'^{(k)} \quad (4.11)$$

A figura 4.VI.2 mostra a produção das unidades que estão operando (unidade 3 está em manutenção). Note que o valor de P_0 foi modificado, sendo agora maior que o seu valor anterior. Pode ocorrer que em alguns casos, com a saída de uma unidade para manutenção, o valor de P_0 não possa ser relocado, isto é, a unidade já está em sua produção máxima, como consequência P_0' será fixado no máximo valor de produção da unidade em questão.

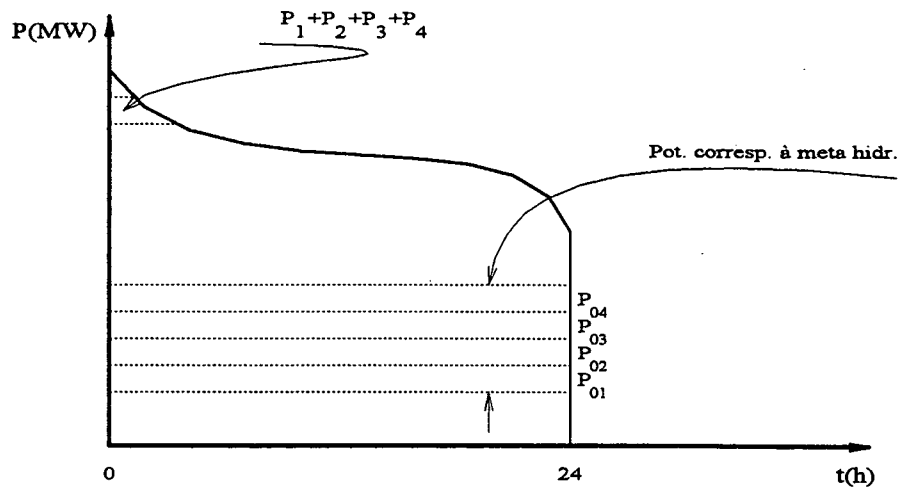


FIGURA 4.VI.1 - Curva de duração da demanda - 4 unidades presentes.

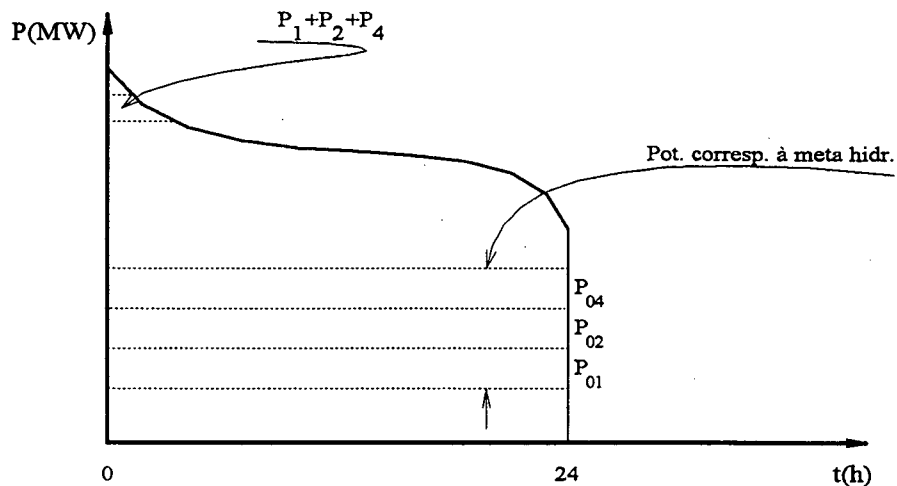


FIGURA 4.VI.2 - Curva de duração da demanda - saída de uma unidade para manut.

4.5. MANUTENÇÃO EM SISTEMAS INTERLIGADOS

O interesse nos sistemas interligados¹ é saber qual será o intercâmbio ótimo entre as áreas, ou seja, qual a potência e/ou energia de intercâmbio que as áreas compartilharão tal que o custo global seja mínimo.

¹Por uma questão de notação, neste capítulo, a palavra sistema, quando mencionada, indicará o sistema como um todo, e a palavra área designará cada subsistema; assim, um sistema será composto por n áreas.

Em se tratando de custos de compra e venda de energia de intercâmbio, parte-se do pressuposto que as áreas operarão em sistema de 'pool', isto é, não haverá lucros com a venda da energia de intercâmbio, ou ainda, a energia de intercâmbio é transacionada a preço de custo.

Sabendo que a curva de custo de produção de energia das unidades do sistema se assemelha à forma quadrática (vide figura 2.IX e equação 2.12). Assim a curva de custo de produção de cada área pode ser aproximada por uma função quadrática:

$$\phi_i(P_i) = \alpha_i + \beta_i \cdot P_i + \gamma_i \cdot P_i^2 \quad (4.12)$$

onde α_i , β_i e γ_i são os coeficientes da função custo quadrática do sistema e P_i é a potência média de produção da área i .

Para o cálculo da função custo de cada área, utiliza-se o método dos mínimos desvios quadráticos para obter os coeficientes, requerendo 3 (três) pontos de produção conforme ilustra a figura 4.VII.

Segundo a figura 4.VII, P_2 indica o ponto de produção de energia para uma dada potência de intercâmbio da área, P_3 corresponde a um pequeno acréscimo na potência de intercâmbio em relação a P_2 , e P_1 equivale a um pequeno decréscimo na potência de intercâmbio, também em relação a P_2 ; ϕ_1 , ϕ_2 e ϕ_3 são os custos associados aos pontos de produção P_1 , P_2 e P_3 respectivamente.

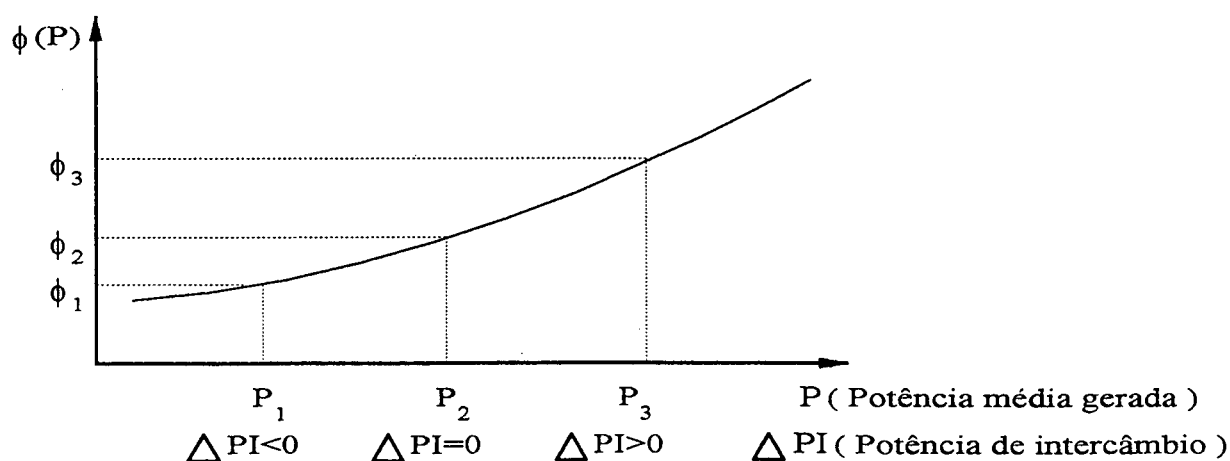


FIGURA 4.VII - Curva de custo de produção aproximado de uma área.

Segundo o método dos mínimos quadrados tem-se o seguinte sistema de equações :

$$\begin{cases} 3 \cdot \alpha_i + \beta_i \cdot \sum_{k=1}^3 P_k + \gamma_i \cdot \sum_{k=1}^3 P_k^2 = \sum_{k=1}^3 \phi_k \\ \alpha_i \cdot \sum_{k=1}^3 P_k + \beta_i \cdot \sum_{k=1}^3 P_k^2 + \gamma_i \cdot \sum_{k=1}^3 P_k^3 = \sum_{k=1}^3 P_k \phi_k \\ \alpha_i \cdot \sum_{k=1}^3 P_k^2 + \beta_i \cdot \sum_{k=1}^3 P_k^3 + \gamma_i \cdot \sum_{k=1}^3 P_k^4 = \sum_{k=1}^3 P_k^2 \phi_k \end{cases} \quad (4.13)$$

Lembrando que a potência de intercâmbio de uma área i vale:

$$PI_i = P_i - PD_i \quad (4.14)$$

onde P_i é a potência gerada e PD_i é a potência demandada pela área i , pode-se associar facilmente a função custo de geração ao intercâmbio líquido da área:

$$\Phi_i(PI_i) = \Phi_i(P_i) \quad (4.15)$$

Para a obtenção do ponto de intercâmbio ótimo faz-se com que os custos marginais dos sistemas sejam iguais. Então para n áreas:

$$\frac{d\phi_1}{dPI_1} = \frac{d\phi_2}{dPI_2} = \dots = \frac{d\phi_n}{dPI_n} \quad (4.16)$$

Sujeito à seguinte restrição :

$$PI_1 + PI_2 + \dots + PI_n = 0 \quad (4.17)$$

Para tanto basta resolver um sistema linear de equações, já que as derivadas acima são funções lineares.

Na verdade o processo para o cálculo do intercâmbio ótimo é iterativo, pois a escala ótima de manutenção faz com que a função custo não seja perfeitamente quadrática.

O algoritmo do processo de solução do intercâmbio ótimo é descrito abaixo :

1. Fixar a potência inicial de intercâmbio igual a 0 (zero) para todas as áreas;
2. Obter escala de manutenção para a potência de intercâmbio dada, obtendo assim o ponto ($P_2; \phi_2$);
3. Calcular custos de produção de energia para um acréscimo e um decréscimo no intercâmbio, isto é, obter os pontos ($P_1; \phi_1$), ($P_3; \phi_3$);
4. Traçar curva de custos de produção de energia;
5. Repetir passos 2 a 4 para todas as áreas;
6. Achar o ponto de operação dos intercâmbios das áreas, isto é, resolver equações (4.16) e (4.17) ;
7. Incorporar os intercâmbios às áreas, isto equivale a aumentar ou diminuir a carga, ou seja, acrescentar ou diminuir o valor do intercâmbio nas curvas de duração da demanda das áreas;
8. Repetir passos 2 a 7 até que, para cada área, o intercâmbio na iteração anterior seja igual ao da iteração corrente, ou seja, os custos marginais das áreas se igualem.

A cada iteração, levado pelo aumento ou diminuição da carga, uma nova escala de manutenção será gerada. Com esta nova escala, algumas unidades terão sua saída programada para manutenção alterada, isto é, um novo período será escolhido como sendo o ótimo.

O custo de produção de energia nos períodos que sofrerem alteração nas escalas de manutenção, não mais será função da potência de intercâmbio, pois o custo foi alterado também pela introdução ou retirada de uma unidade no período considerado.

Como a função custo de produção de energia de uma área deve depender basicamente da potência de intercâmbio, utiliza-se o custo acumulado do horizonte de planejamento, isto é, o custo global, ou total; custo este que é praticamente insensível às variações nas escalas de manutenção.

Com isto obtém-se apenas um ponto de operação de intercâmbio, intercâmbio este que será utilizado em todos os períodos, ou seja, calculado o intercâmbio, este será o mesmo qualquer que seja o período. Sendo este considerado então um intercâmbio médio global.

Para a obtenção do intercâmbio ótimo período a período, o processo seguirá então a seguinte ordem (considerando, por exemplo, uma análise anual) :

1. Obter o intercâmbio ótimo médio anual, isto é, no algoritmo anteriormente descrito, o intercâmbio será o mesmo para todos os períodos em análise e o custo empregado para traçar a curva de produção será o anual;
2. Estabelecer a escala ótima de manutenção de cada área;
3. Conservando a escala de manutenção, repetir o algoritmo para a obtenção do intercâmbio ótimo descrito anteriormente, utilizando no passo 1 do referido algoritmo os intercâmbios encontrados no passo 1 do presente algoritmo e traçando as curvas de custo de produção período a período, isto é, utilizando os custos de produção de cada período.

Com a escala de manutenção fixa para um intercâmbio anual médio ótimo não haverá problemas de descontinuidade nas curvas de custos se forem traçadas para cada período individualmente, com isso os intercâmbios ótimos serão encontrados período a período.

Apenas como refinamento da solução obtida, é realizada uma nova tentativa de obtenção de uma escala ótima, tendo como solução inicial a escala obtida e os intercâmbios ótimos obtidos período a período. Assim o Programa de Manutenção de Unidades Geradoras procurará uma escala de manutenção melhor que a fornecida ou manterá a escala inicial como sendo a ótima; lembrando que o processo será realizado para cada área.

O intercâmbio pode ser tomado como sendo intercâmbio de base, de ponta ou contínuo, sendo que em cada caso o que muda é apenas a forma com que é realizado o aumento ou a diminuição na curva de duração da demanda no passo 7 (sete) do algoritmo do processo de solução do intercâmbio ótimo.

Uma vez que a curva de duração da demanda possui valores discretos, geralmente em número de 24 (representando as 24 horas do dia), o valor do intercâmbio ótimo encontrado é acrescido ou diminuído a cada um desses valores, constituindo assim uma nova curva de duração da demanda.

No caso de intercâmbio contínuo os n valores discretizados da demanda incorporam o intercâmbio ótimo, já para o intercâmbio de ponta apenas os primeiros $n/4$ valores o incorporam e para o intercâmbio de base os últimos $3n/4$ valores são modificados. A figura 4.VIII ilustra o caso do intercâmbio de base. Os outros casos podem ser estendidos desta figura.

A cada iteração, para cada área, o intercâmbio encontrado é o líquido; há a necessidade então de se efetuar a distribuição do intercâmbio calculado de cada área com as áreas vizinhas, considerando a limitação da capacidade de intercâmbio

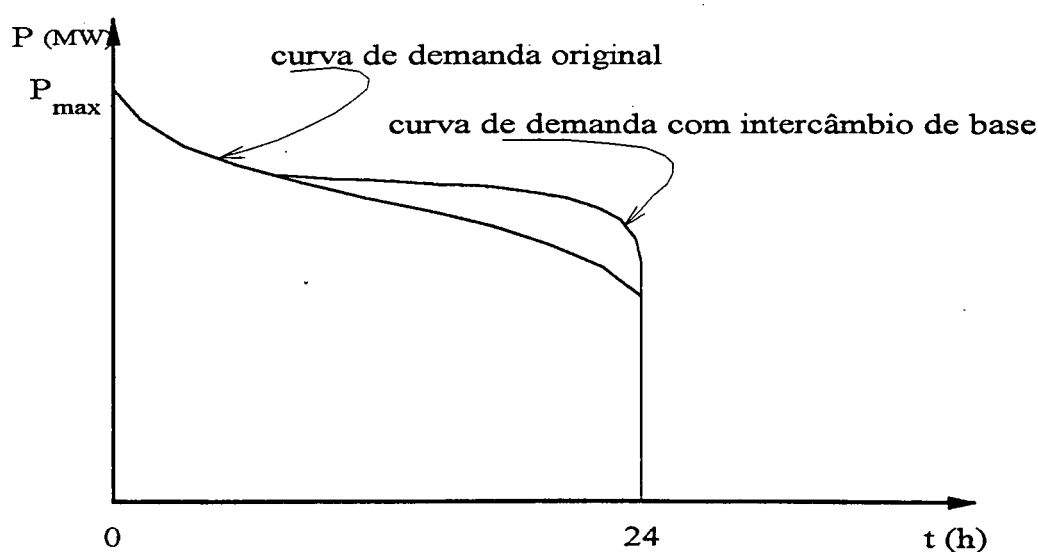
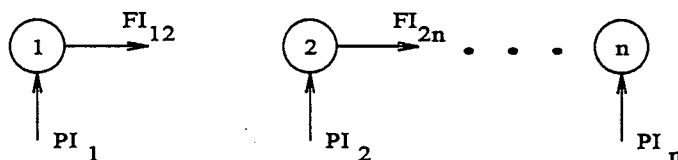


FIGURA 4.VIII - Curva de duração da demanda incorporando intercâmbio de base.

No sentido de limitar a capacidade de fluxo de intercâmbio nas linhas que interconectam as áreas, foi desenvolvido um método que considera sistemas radiais interconectados, tendo em vista que muitos sistemas são radiais. Pode-se citar por exemplo o Sistema Sul-Sudeste brasileiro e ainda o sistema da América Central, no qual é aplicado a metodologia. Considera-se ainda, que no caso de haver mais de uma linha ligando as mesmas áreas, essas linhas são agrupadas e consideradas como sendo uma única interligação, uma outra consideração é que o sistema seja radial em cascata.

Seja um sistema com n áreas :



$$\begin{aligned}
 PI_1 &= FI_{12} \\
 PI_2 &= FI_{2n} - FI_{12} \\
 PI_n &= -FI_{2n}
 \end{aligned}
 \tag{4.18}$$

com PI_i = Potência de intercâmbio da área i e,
 FI_{ij} = Fluxo de intercâmbio da área i para a área j .

Conhecendo as potências de intercâmbios das áreas, pode-se então, pela equação 4.18, calcular os fluxos de intercâmbio e limitá-los caso haja alguma violação. Como ao limitar o fluxo de intercâmbio na equação 4.18, devem permanecer as igualdades, as potências de intercâmbio das áreas serão mudadas, levando a novos pontos de intercâmbio na equação 4.17.

Sendo o processo iterativo, não há necessidade de impor esta restrição às equações (4.16) e (4.17), pois a iteração posterior se encarrega de otimizar o novo ponto de operação de intercâmbio gerado pela eventual correção devido à limitação do fluxo de intercâmbio.

CAPÍTULO V

APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

5.1. INTRODUÇÃO

Conforme mencionado, os sistemas utilizados na aplicação da metodologia são baseados nos sistemas interconectados da América Central. Os dados de demanda, geração, interconexões e disposição geográfica são mostrados no Apêndice 1.

Os critérios objetivos utilizados foram minimização de custos de produção de energia e critérios objetivos que visam a confiabilidade do sistema, como nivelamento da duração esperada da demanda não suprida e minimização do máximo valor da energia esperada não suprida.

As programações ótimas de manutenção foram feitas de 3 formas diferentes:

1. independente por área; isto é, cada área constitui-se em um sistema independente;
2. integrada entre áreas, isto é, as unidades geradoras e a demanda das áreas foram reunidas, resolvendo-se o problema como se fosse uma só área equivalente;
3. coordenada entre áreas, mantendo a individualidade das áreas e procurando otimizar o intercâmbio entre elas, valendo-se do algoritmo apresentado no capítulo 4, seção 4.5.

Com relação aos sistemas interligados, os sistemas considerados foram : El Salvador e Guatemala; bem como Honduras, Nicarágua, Costa Rica e Panamá.

O primeiro é analisado nas seções 5.3 e 5.4, e o segundo no Apêndice 3.

5.2. MANUTENÇÃO INDEPENDENTE EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

Primeiramente, é mostrado na figura 5.I o atendimento da meta hidráulica do reservatório de Aguacapa (Guatemala) gerado pelo programa de manutenção de unidades geradoras (barras escuras). Nos períodos 1, 2 e 9 estão alocadas as manutenções preventivas das três unidades da usina, nota-se que apesar de sair uma unidade para manutenção nos períodos 1 e 2, as outras duas unidades restantes continuam a atender a meta hidráulica nos períodos solicitados.

Já no período 9 a meta não é atendida mesmo realizando a divisão da meta hidráulica entre as unidades restantes, isto se deve ao fato de que a potência das unidades restantes somadas não conseguem completar a meta hidráulica (vide apêndice 1, Guatemala - Aguacapa: 3 unidades de 37.5 MW). Ressalta-se que a manutenção da 3ª unidade foi realizada no período 9 ao invés de realizar no período 3 ou 4, devido ao fato que existem outras unidades a serem escalonadas, sendo esta unidade parte de um plano de manutenção global.

Um outro exemplo atendimento de metas hidráulicas pode ser visto no Apêndice 3.

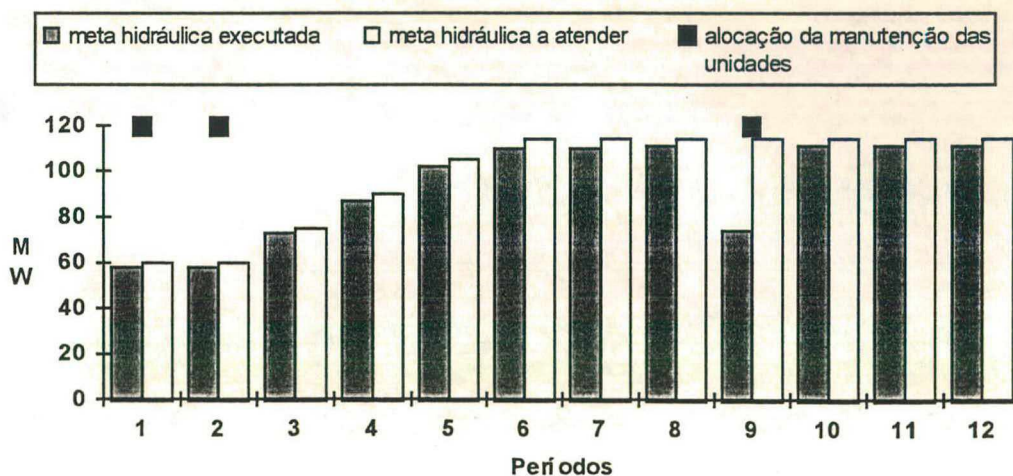


FIGURA 5.I - Atendimento da metas hidráulicas do reservatório de Aguacapa.

A aplicação do programa de manutenção de unidades geradoras para sistemas isolados foi realizado no sistema de geração de Guatemala e Costa Rica, as comparações são feitas utilizando as escalas geradas pelo programa de manutenção de unidades geradoras, onde são apresentadas as escalas obtidas na melhor ordenação dos grupos.

Nas figuras subsequentes são mostrados o pico de carga, a potência em manutenção e a potência de reserva. São mostrados também o custo de produção de energia e a duração esperada de demanda não atendida.

Observa-se nas figuras 5.II e 5.III que nos primeiros períodos o custo de produção de energia está alto e com grande diferença em relação aos demais. A principal razão desta diferença está no fato que nos dois primeiros períodos as metas hidráulicas estão nos períodos correspondentes aos seus mais baixos valores, com isso a energia disponível nos reservatórios é baixa, o que leva as unidades térmicas a produzirem mais (os valores das metas hidráulicas apresentados nas figuras são apenas qualitativos, pois não representam seus reais valores). Como há um aumento na produção térmica, há um aumento no custo de geração.

No terceiro período, onde já existe um valor de meta hidráulica mais alto, isto é, mais energia disponível, o valor do custo de geração começa a cair, tornando-se nivelado nos períodos seguintes onde a geração hidráulica está com a situação de reservatório cheio, ou seja, as unidades hidráulicas estão produzindo sem restrições de energia; assim, com as unidades hidráulicas produzindo à plena potência, as unidades térmicas produzem menos e com isso o custo de geração cai.

Nas escalas de manutenção gerada pelo programa de manutenção de unidades geradoras (método desenvolvido neste trabalho) nota-se um detalhe: ao otimizar custos de geração, a confiabilidade do sistema pode estar sendo prejudicada, este fato pode ser notado principalmente confrontando as escalas geradas pelo programa quando é utilizado como otimização critérios de custo e confiabilidade (respectivamente representados pelas figuras 5.II e 5.III).

Na figura 5.II, a energia nos dois primeiros períodos (período de seca) é a mesma tanto para critério de custo quanto para confiabilidade. Então, prioriza-se as alocações da

manutenção das unidades hidráulicas nestes períodos (períodos de secas), porque ao alocar a manutenção nos períodos de abundância pluviométrica a energia estará sendo desperdiçada, pois as unidades não terão como produzir a energia requisitada, elevando assim o custo.

Este processo de priorizar a alocação da manutenção das unidades hidráulicas nos períodos de baixa afluência pluviométrica é realizado em detrimento da confiabilidade do sistema, onde na figura 5.II se observa que nos dois primeiros períodos a margem de reserva é bastante diminuída, o que já não acontece na figura 5.III, note que na figura 5.II os dois primeiros períodos apresentam níveis de duração esperada de demanda não atendida bem maiores do que na figura 5.III.

Comparando as figuras 5.II e 5.III, que representam escalas geradas pelo programa de manutenção de unidades geradoras, ao usar como critério de otimização a confiabilidade do sistema, a escala gerada procurará atender a demanda de ponta do sistema, isto pode levar a um custo total maior do que se for usado critério de custo como otimização.

A recíproca, conforme já mencionado, é verdadeira, isto é, ao usar como critério de otimização o custo de geração do sistema a confiabilidade total será ligeiramente inferior do que se forem usados critérios de confiabilidade como parâmetros de otimização. O fato pode ser observado nas figuras 5.II e 5.III. Cabe aqui a observação de que, apesar das figuras 5.IV e 5.V apresentarem a mesma DEDNA outros sistemas testados indicaram esta reciprocidade (outros casos: Apêndice 3).

Observa-se na figura 5.II que mesmo havendo uma margem de reserva considerável em todos os períodos, há uma probabilidade de perda de carga (ou duração esperada de demanda não atendida - DEDNA), isto pode ser explicado pelo fato de que conforme as unidades sujeitas a falhas são introduzidas no sistema a demanda modificada tende a crescer, conforme explicado na seção 2.4.

No sistema de Costa Rica (figuras 5.IV e 5.V) cabem as mesmas observações feitas para o sistema de Guatemala (figuras 5.II e 5.III), sendo que neste sistema, devido à pouca reserva, os níveis de DEDNA e do custo de geração de energia se elevam bem mais acentuadamente nos períodos em que existem baixos valores de metas hidráulicas.

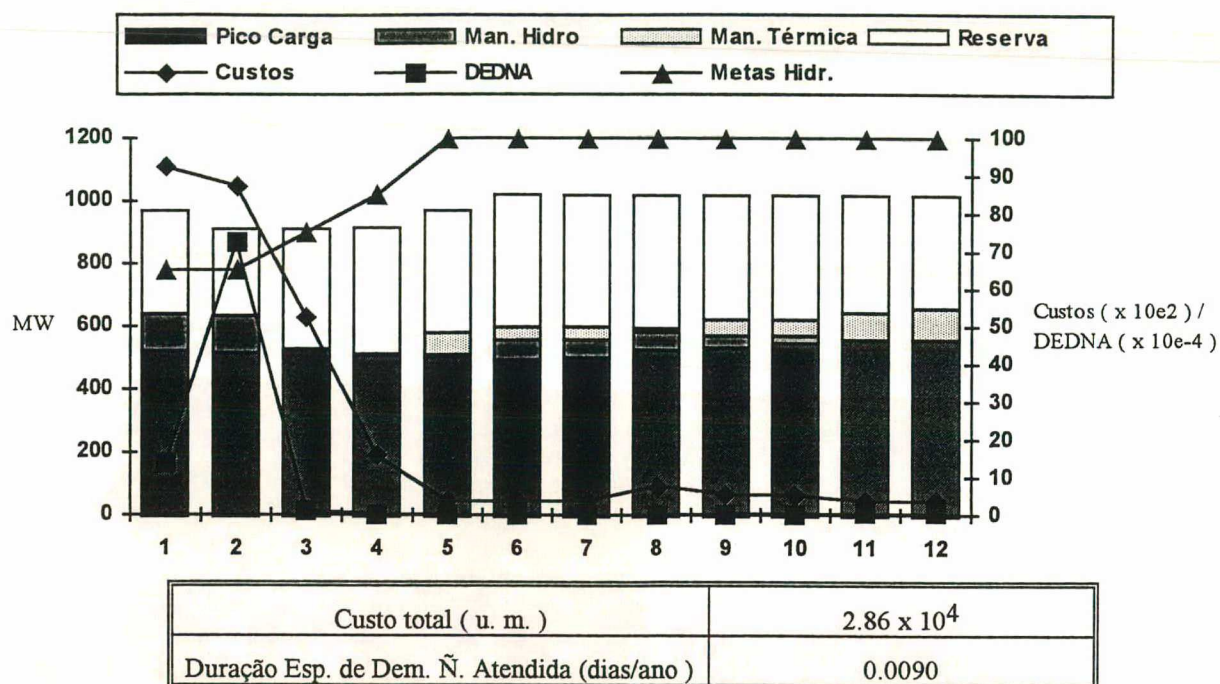


FIGURA 5.II - Distribuição da manutenção, custos, DEDNA - modelo: Escala gerada pelo programa de manutenção de unidades geradoras utilizando critério de custo (Sistema de Guatemala).

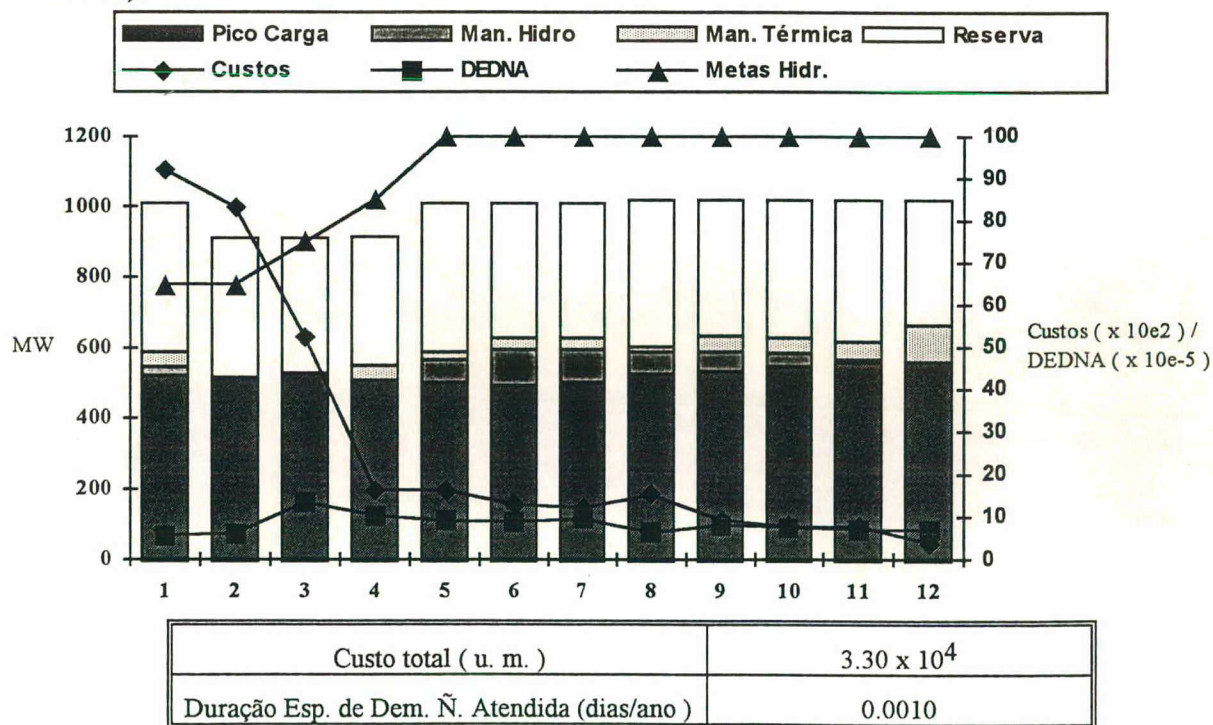


FIGURA 5.III - Distribuição da manutenção, custos, DEDNA - modelo: Escala gerada pelo programa de manutenção de unidades geradoras utilizando critério de confiabilidade (Sistema de Guatemala).

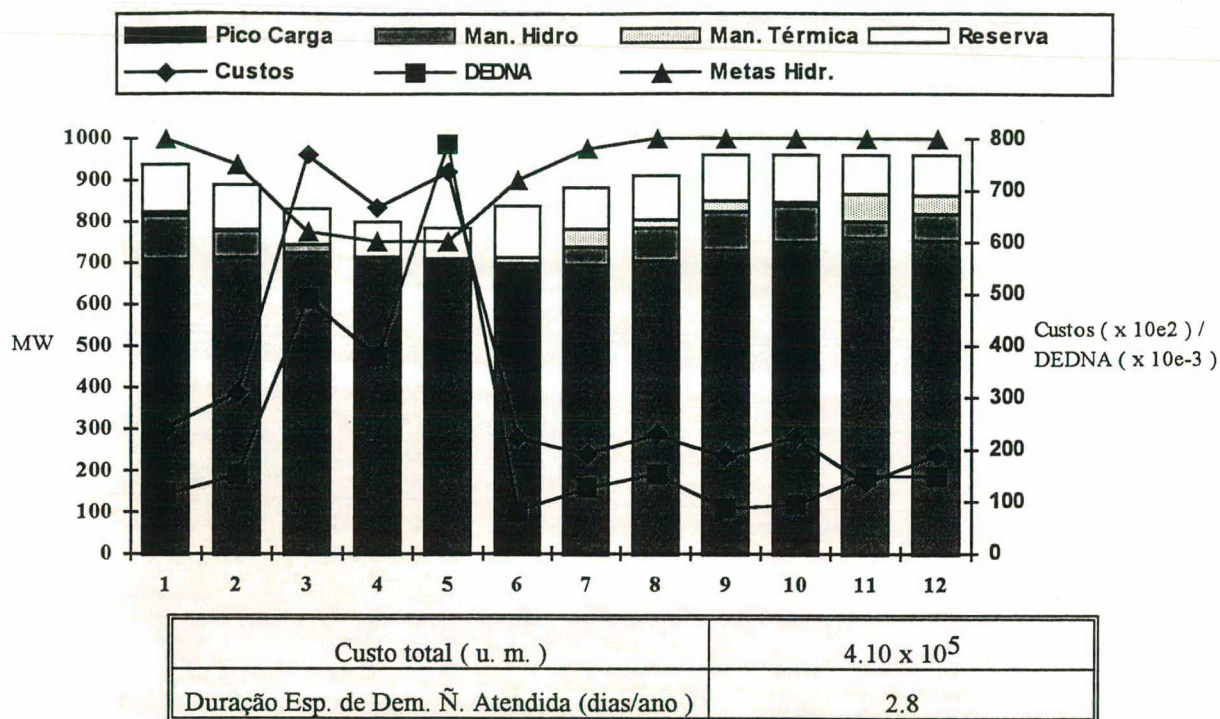


FIGURA 5.IV - Distribuição da manutenção, custos, DEDNA - modelo: Escala gerada pelo programa de manutenção de unidades geradoras utilizando critério de custo (Sistema de Costa Rica).

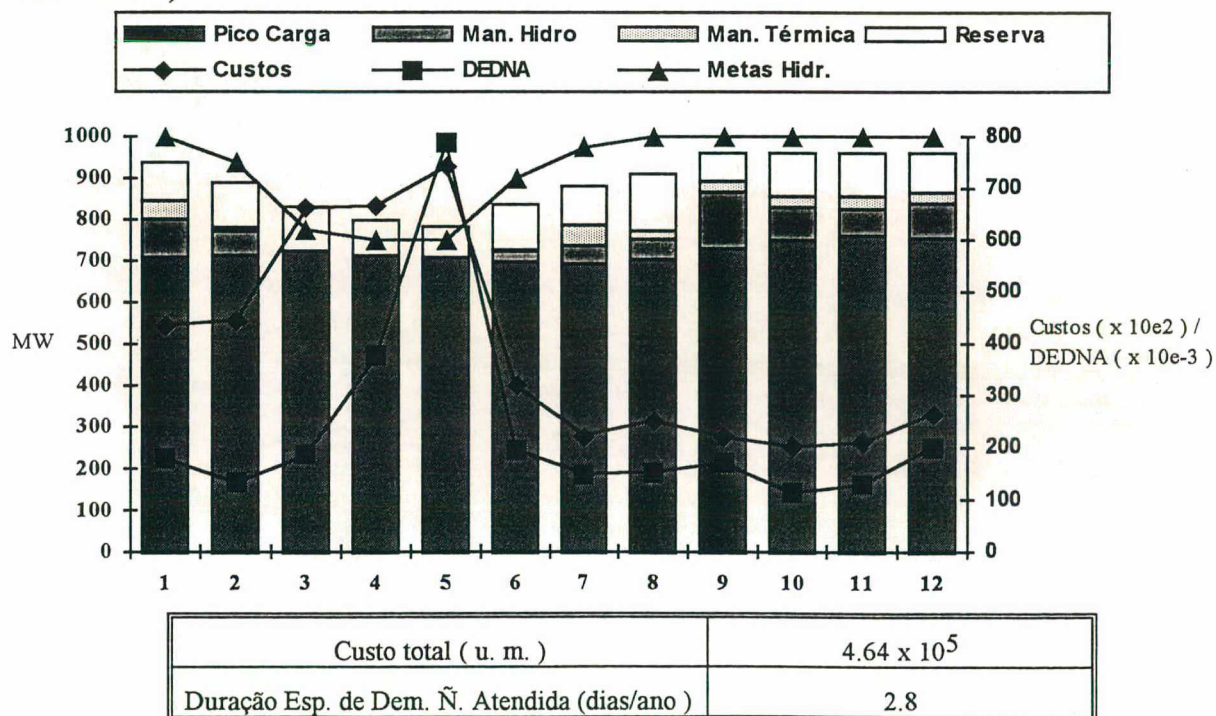


FIGURA 5.V - Distribuição da manutenção, custos, DEDNA - modelo: Escala gerada pelo programa de manutenção de unidades geradoras utilizando critério de confiabilidade (Sistema de Costa Rica).

Quanto ao tempo de execução, pode-se tomar como exemplo os sistemas já mencionados de Guatemala e Costa Rica. Em Guatemala, com 12 grupos previstos para terem suas saídas programadas para manutenção, utilizando critério de custo como parâmetro de otimização, executando o programa em estações de trabalho SUN Sparc Station, 40 MHz, 40 Mips, o tempo de CPU após 3 iterações, foi de aproximadamente 26 minutos, já se o critério de otimização for confiabilidade, o tempo cai para 2 minutos e 50 segundos, com 2 iterações.

Para o sistema de Costa Rica, o tempo de execução foi um pouco maior, pois este sistema conta com 14 grupos; otimizando custo de geração, o programa foi executado em 36 minutos e 30 segundos após 3 iterações; e, otimizando confiabilidade, com o mesmo número de iterações o tempo de execução foi de aproximadamente 3 minutos e 40 segundos.

5.3. MANUTENÇÃO INTEGRADA EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS INTERLIGADOS

A manutenção integrada em sistemas interligados tem por objetivo mostrar como seria o comportamento dos países (sistemas) caso a manutenção fosse realizada da forma integrada, isto é, os sistemas seriam unidos tanto em sua demanda como em sua geração, sendo a manutenção então programada nestas condições. O intercâmbio neste caso seria livre, sem restrições de transmissão.

A figura 5.VIII mostra a distribuição da manutenção gerada pela integração de El Salvador com Guatemala, mostra também os custos de geração e a duração esperada de demanda não atendida do sistema integrado. Na figura 5.IX é mostrada a soma dos custos de geração bem como a duração esperada de demanda não atendida, com os sistemas componentes da integração sendo considerados independentemente. Pode-se notar a grande diferença entre os custos de geração da forma integrada e da forma independente (neste caso são somados os custos de cada sistema separadamente).

Uma das principais características do sistema integrado está na nova pilha de carregamento que será formada para o novo sistema, desta vez agregando os sistemas

componentes da integração. Esta pilha pode 'carregar' muito um sistema caso haja unidades com custo de produção menor que do outro sistema, levando assim a um carregamento maior de unidades de um sistema do que do outro, por isso a grande diferença entre os custos de produção de energia da figura 5.VIII e da tabela 5.IX.

Com relação ao tempo de execução, o exemplo apresentado na figura na figura 5.VIII, que utiliza como índice de otimização minimizar o custo de geração, o sistema, que possui 25 grupos previstos para terem suas saídas programadas para manutenção, foi executado em 1 hora, 43 minutos e 10 segundos, após 4 iterações.

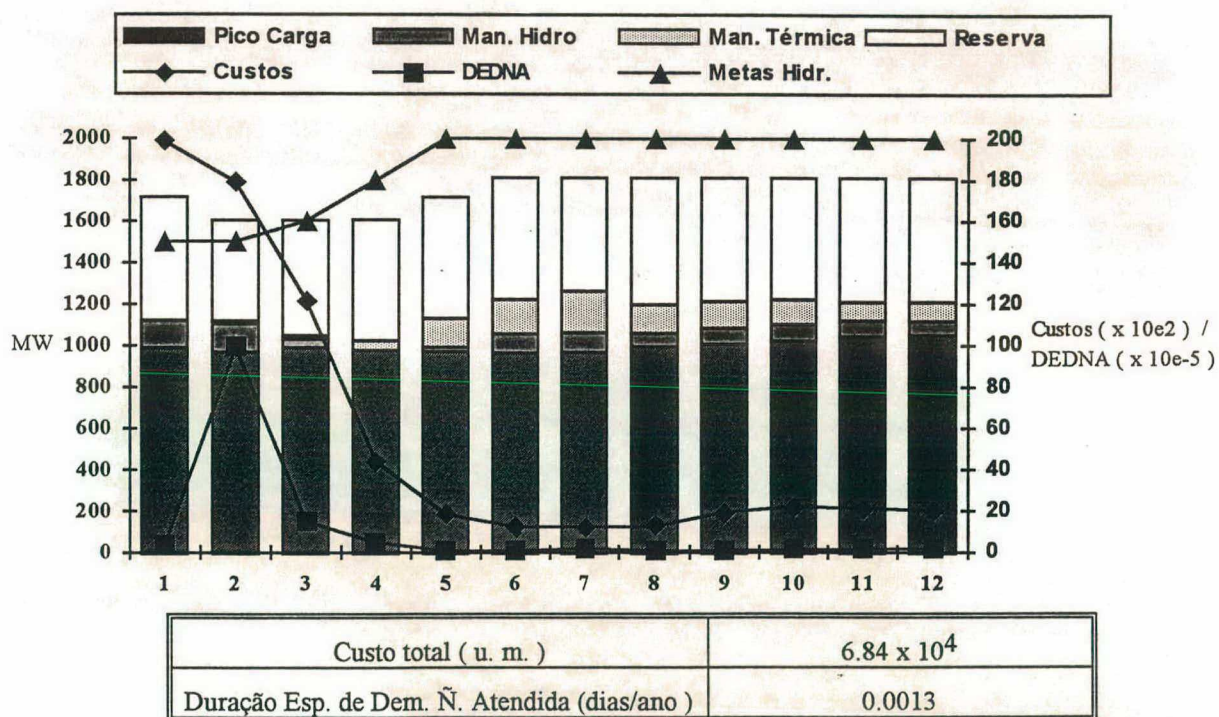


FIGURA 5.VIII - Distribuição da manutenção, custos e DEDNA - sistema integrado.

	Custos (u.m.)	DEDNA (dias/ano)
El Salvador	11.87×10^4	1.48322
Guatemala	2.86×10^4	0.00904
El Salvador + Guatemala	14.73×10^4	1.49222

TABELA 5.IX - Custos e DEDNA de El Salvador e Guatemala separadamente.

5.4. MANUTENÇÃO COORDENADA EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS INTERLIGADOS

A finalidade de realizar a manutenção de unidades geradoras de forma coordenada é encontrar uma escala ótima de manutenção para cada sistema juntamente com um intercâmbio ótimo; neste caso é realizado um intercâmbio probabilístico que considera restrições e limitações de transmissão entre os sistemas.

O sistema aqui analisado é o sistema interligado El Salvador - Guatemala, no Apêndice 3 é mostrado o sistema interligado Honduras - Nicarágua - Costa Rica - Panamá.

No sentido de obter um custo global mínimo, isto é, obter um custo de produção para cada sistema tal que seus custos marginais sejam iguais, é utilizado o algoritmo apresentado no capítulo 4, seção 4.5, com intercâmbio contínuo; a convergência do valor do intercâmbio médio anual foi obtido na quarta iteração, mantida a escala de manutenção dos sistemas encontradas nesta iteração, a convergência do intercâmbio mensal médio foi encontrado 3 iterações depois.

A figura 5.X mostra a evolução do custo global e de cada sistema em função da potência de intercâmbio, onde cada ponto significa uma iteração, sendo que a partir do quinto ponto (que corresponde à quinta iteração) o intercâmbio considerado é a média dos intercâmbios mensais. Vale ressaltar que nos pontos repetidos (no valor de 51 MW) o intercâmbio está sendo calculado período por período levando assim a um intercâmbio médio mensal igual para as iterações subseqüentes.

Analisando a figura 5.X nota-se que a soma do custo de produção de energia dos sistemas envolvidos reduziu em cerca de 40%. Nota-se ainda, que o custo de produção de energia do sistema fornecedor (Guatemala) dobrou, isto porque, nesse custo não está computado a taxa de exportação de energia, mesmo que seja taxado sobre esta energia cedida, o custo global de operação (soma dos custos) ainda continuaria com a mesma redução de 40% nos valores originais.

Mesmo recebendo energia taxada, e sendo esta taxa equivalente ao custo de produção de energia excedente do sistema fornecedor, El Salvador contaria com uma redução significativa em seus custos de produção de energia, redução esta que ficaria em torno de 50%.

A tabela 5.XI mostra os intercâmbios dos sistemas a cada período, após a convergência mensal, isto é, os intercâmbios finais. Para chegar a estes intercâmbios foram necessários aproximadamente 4 horas e 20 minutos de CPU para que o programa alcançasse a convergência final.

Pode-se notar na figura 5.XII a distribuição inicial da manutenção, os custos e a duração esperada de demanda não atendida do sistema de El Salvador; o sistema de Guatemala já foi mostrado na figura 5.II. A distribuição final, após a convergência dos intercâmbios em todos os períodos está mostrado nas figuras 5.XIII (El Salvador) e 5.XIV (Guatemala).

Percebe-se comparando as figuras 5.XII com 5.XIII e 5.II com 5.XIV que não houve mudanças significativas nas escalas de manutenção dos sistemas causadas pela introdução do intercâmbio.

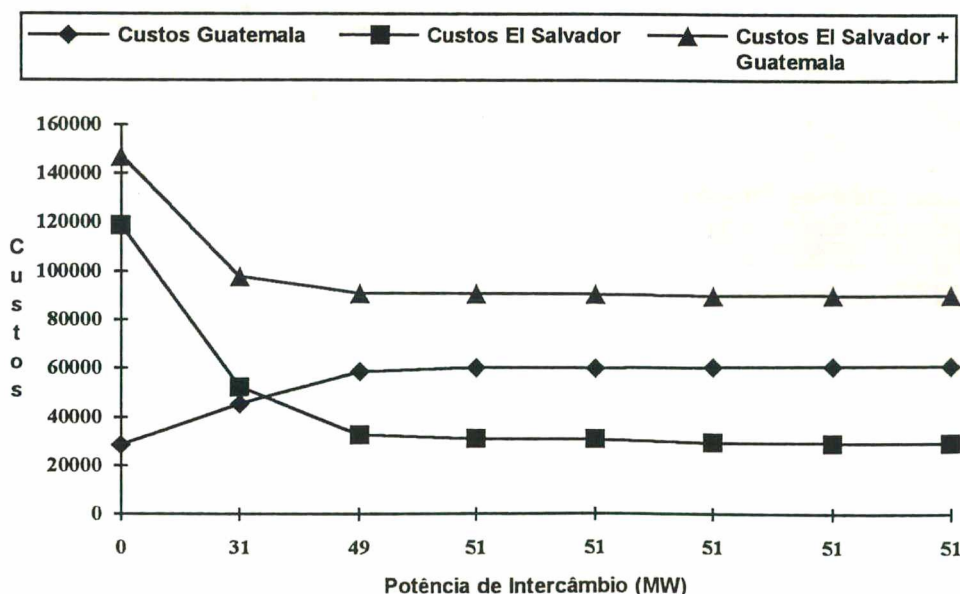


FIGURA 5.X - Custos x Potência de Intercâmbio, sistema El Salvador - Guatemala.

Intercâmbios mensais (MW) - períodos de 1 a 12												
El Salvador	64	45	53	51	48	64	51	49	44	50	42	45
Guatemala	-64	-45	-53	-51	-48	-64	-51	-49	-44	-50	-42	-45

TABELA 5.XI - Intercâmbios finais de El Salvador e Guatemala.

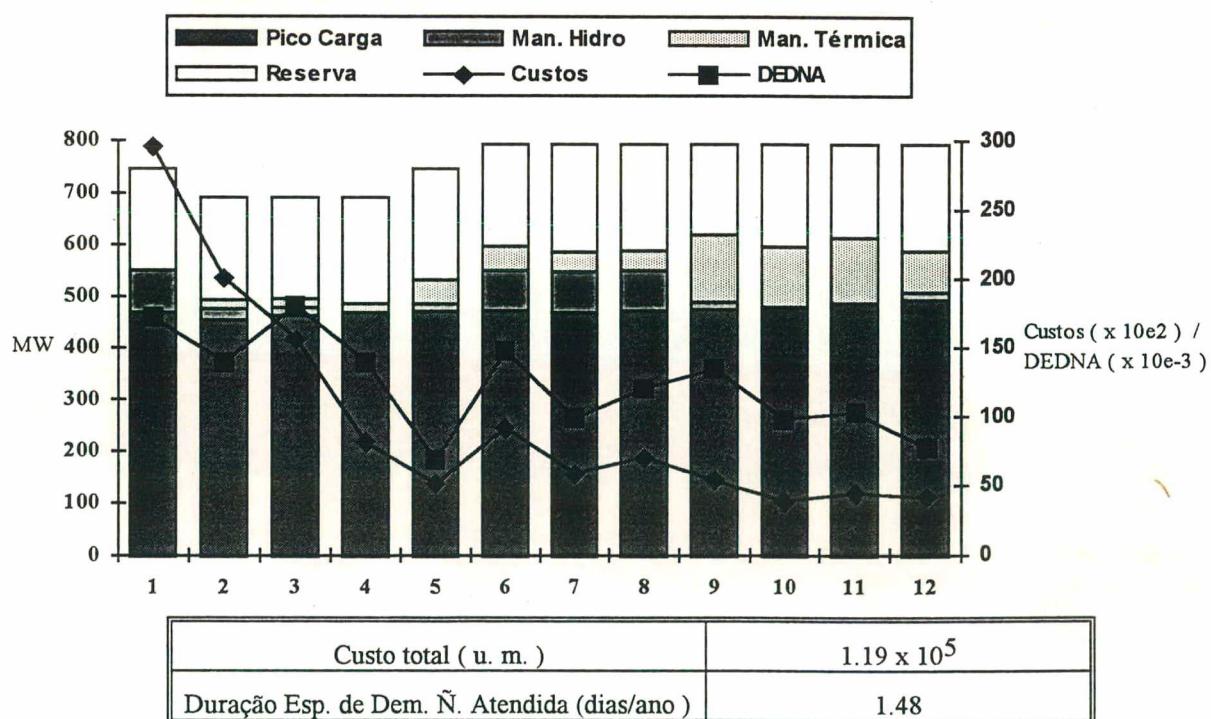


FIGURA 5.XII - Distribuição inicial da manutenção, custo e DEDNA - El Salvador

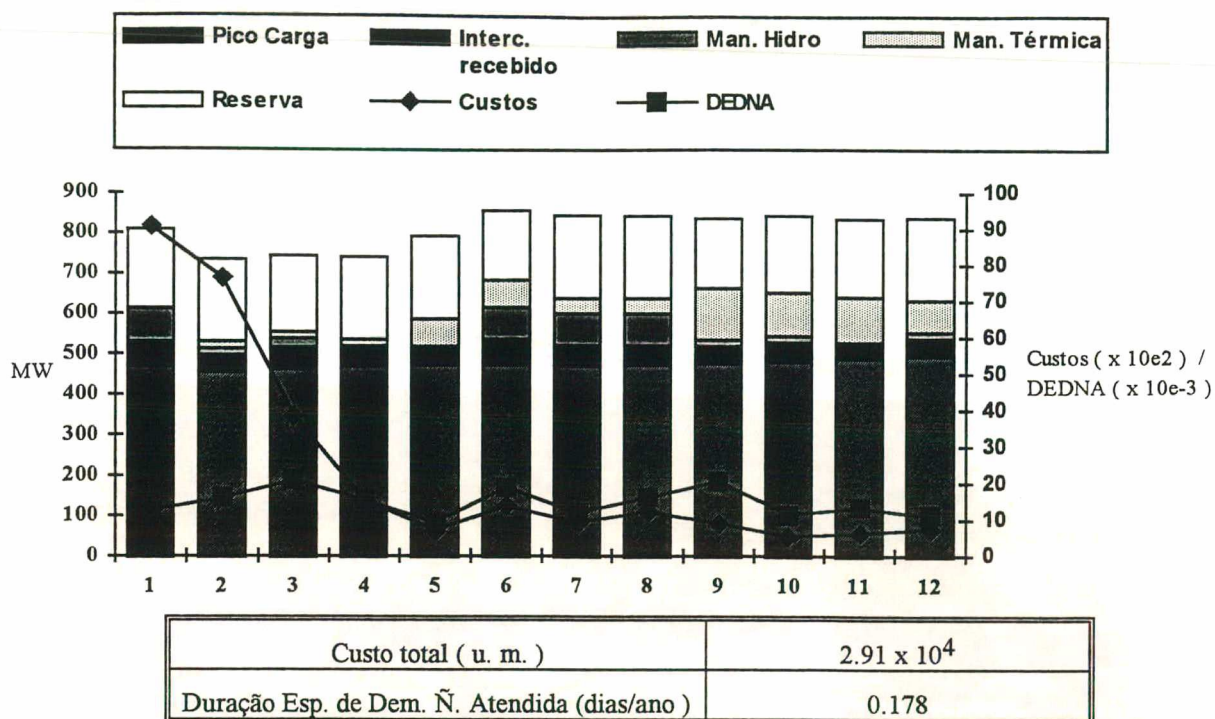


FIGURA 5.XIII - Distribuição final da manutenção, custo e DEDNA - El Salvador

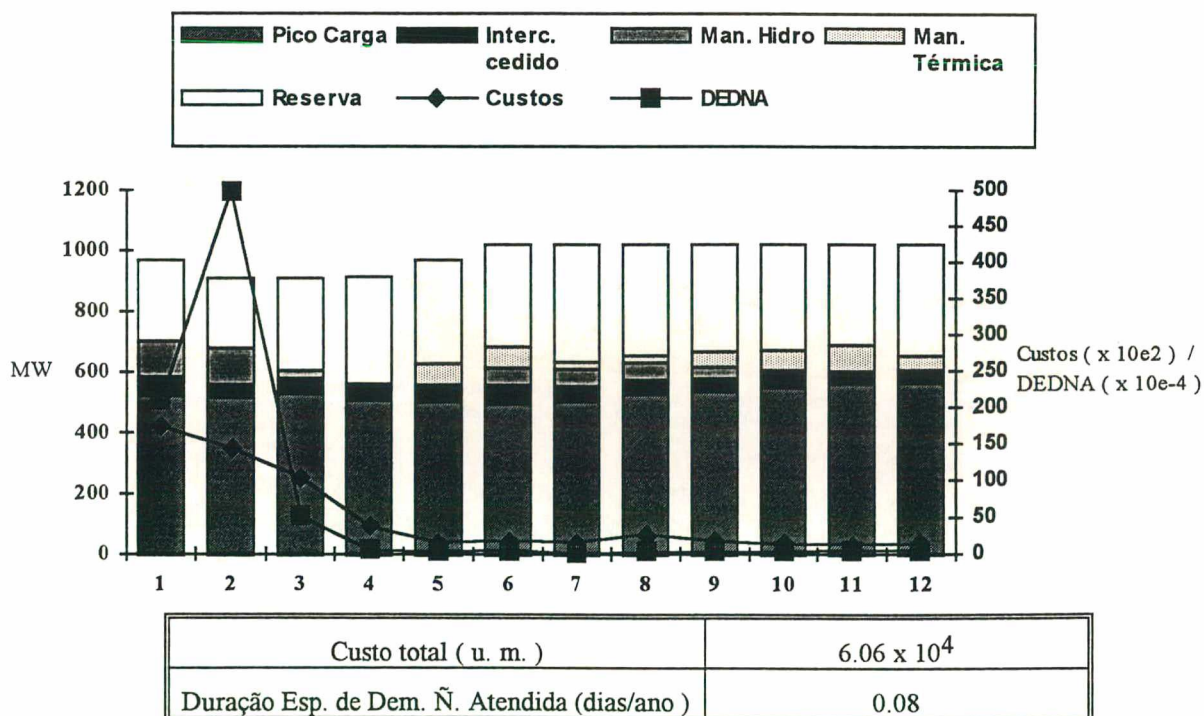


FIGURA 5.XIV - Distribuição final da manutenção, custo e DEDNA - Guatemala

CAPÍTULO VI

CONCLUSÕES

O presente trabalho visou demonstrar a importância de um planejamento da manutenção preventiva de unidades geradoras em um sistema hidrotérmico considerando restrições de energia hidráulica. Visou ainda demonstrar a importância do planejamento do intercâmbio econômico entre sistemas.

A metodologia se mostrou adequada tanto para a programação da manutenção de unidades geradoras em sistemas independentes como para sistemas interligados considerando o intercâmbio coordenado.

As metas hidráulicas dos sistemas utilizados, isto é, com reservatórios de capacidade limitada, tanto quando foram considerados independentemente quando interconectados, foram atendidas mesmo com saídas de unidades para a manutenção preventiva. Só não foi possível o atendimento integral das metas hidráulicas nos períodos em que não havia unidades com potência suficiente para completar o atendimento da referida meta. Outro caso de não atendimento de metas foi quando usinas operaram fora da base do sistema, impossibilitando assim o atendimento completo da meta hidráulica.

Um fato importante com relação às metas hidráulicas é que em períodos cujas metas possuem valores baixos, ou seja, períodos em que os níveis dos reservatórios estão baixos levando as unidades hidráulicas a produzirem abaixo da potência nominal, o custo de geração de energia é mais alto do que nos outros períodos, isto se deve principalmente ao aumento da geração térmica nos períodos de baixos valores de metas hidráulicas.

Ficou comprovado também que critérios que visam minimizar custos de geração e critérios que visam minimizar índices de confiabilidade são algo conflitantes, isto é, não existem meios de satisfazerem os dois critérios ao mesmo tempo, se minimizar um o outro será maior do que se fosse ele minimizado.

Crítérios de custos de geração priorizam o atendimento energético, isto é, utiliza mais energia das usinas hidrelétricas, conseqüentemente, realiza a manutenção das unidades hidráulicas nos períodos de baixa afluência, ao passo que critérios de confiabilidade priorizam o atendimento de ponta, onde o objetivo é elevar a reserva, levando assim a realizar a manutenção das unidades hidráulicas em períodos de reservatórios cheio.

Verificou-se também que a manutenção integrada em sistemas interligados se torna difícil, principalmente pelo efeito do carregamento demasiado de um sistema, isto é, pelo fato de existirem mais unidades com menor custo de produção em um sistema do que no outro. Além disso é considerado um intercâmbio livre, podendo assim haver dificuldades de transmissão dessa energia de intercâmbio.

Já a manutenção coordenada em sistemas interligados se mostrou satisfatória pois houve uma grande melhora no custo global do sistema; a confiabilidade global do sistema, isto é, a soma da duração esperada de demanda não atendida dos sistemas, também melhorou sem prejudicar o desempenho do sistema fornecedor através do controle do intercâmbio entre os sistemas.

Como sugestão para futuros trabalhos pode-se destacar :

- incorporar previsões de afluências, reservatórios em cascata e outras características pertinentes à análise das metas hidráulicas;
- realizar uma estudo para que nos períodos em que as metas hidráulicas não forem atendidas, essa energia que fica disponível seja aproveitada no período seguinte, lembrando que isto pode levar a geração de uma nova escala de manutenção, pois o custo de produção de

energia ou os índices de confiabilidade do período que recebe esta energia serão alterados, o que significa então realizar uma otimização dentro de uma otimização;

- no sentido de melhorar a análise do fluxo de intercâmbio entre os sistemas, pode ser incorporado uma análise de fluxo DC, ou fluxo em rede, sendo assim o método estendido para qualquer sistema interligado;

- resolver o processo de busca do intercâmbio ótimo via processamento paralelo, com o processamento de cada área sendo realizado paralelamente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] **W. R. Christiaanse and A. H. Palmer**, "*A Technique for the Automated Scheduling of the Maintenance of the Generating Facilities*", IEEE Transactions on PAS, Vol. Pas-91, No. 1, Jan-Feb 1972, pp. 137-144.
- [2] **B. J. Krajl and R. Petrovic**, "*Optimal Preventive Maintenance Scheduling of Thermal Generating Units in Power Systems - A Survey of Problem Formulations and Solution Methods*", European Journal of Operational Research - 35, (1988), pp. 1-15, North-Holland.
- [3] **F. A. El-Sheikhi and R. Billinton**, "*Generating Unit Maintenance Scheduling for Single and Two Interconnected Systems*", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-103, No. 5, May 1984, pp. 2057-2063.
- [4] **J. F. Dopazo and H. M. Merrill**, "*Optimal Generator Maintenance Scheduling Using Integer Programming*", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-94, No. 5, Sep-Oct 1975, pp. 1537-1545.
- [5] **Roberto de S. Salgado**, "*Soluções Ótimas de Escalas de Manutenção de Geradores Através de Programação Linear Inteira*", Dissertação de Mestrado - UFSC, Santa Catarina, Fevereiro de 1981.
- [6] **L. L. Garver**, "*Effective Load Carrying Capability of Generating Units*", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-85, No. 8, Aug 1966, pp. 910-919.

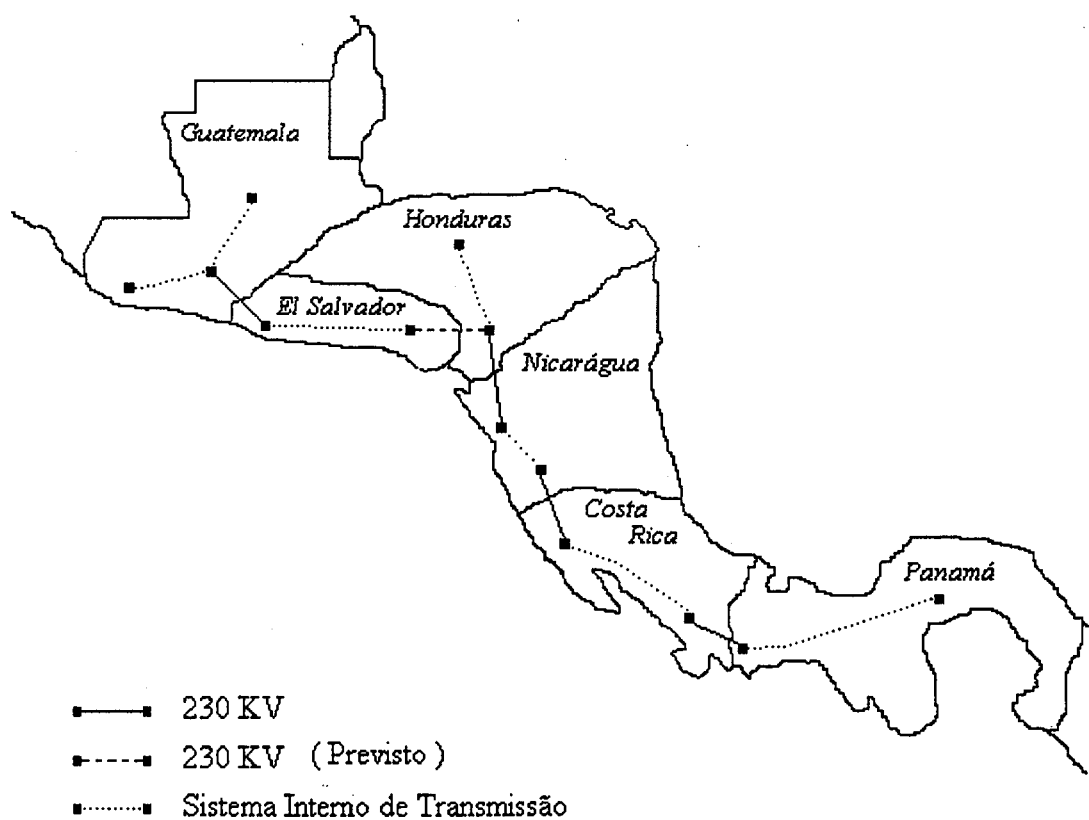
- [7] **G. C. D. Sousa**, "*Programação da Manutenção de Unidades Geradoras com Considerações de Aspectos Energéticos e uma Extensão a Sistemas Interligados*", Dissertação de Mestrado - UFSC, Santa Catarina, Agosto 1986.
- [8] **L. N. Chen and J. Toyoda**, "*Maintenance Scheduling Based on Two Level Hierarchical Structure to Equalize Incremental Risk*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 4, November 1990, pp. 1510-1516.
- [9] **Luonan Chen and Junichi Toyoda**, "*Optimal Generating Unit Maintenance Scheduling for Multi-Area System with Network Constraints*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 3, August 1991, pp. 1168-1174.
- [10] **Edson Luiz da Silva, M. Morozowski, L. G. S. Fonseca, G. C. Oliveira, A. C. G. Melo and J. C. O. Mello**, "*Transmission Constrained Maintenance Scheduling of Generating Units : A Stochastic Programming Approach*", 1994 Summer Meeting Power Engineering Society, San Francisco, California, July 24-28, paper 94 SM 569-4-PWRS.
- [11] **H. H. Zürn and V. H. Quintana**, "*Generator Maintenance Scheduling via Successive Approximations Dynamic Programming*", IEEE Transactions on Power Apparatus on Systems, Vol. PAS 94, no. 2, March-April, 1975, pp. 665-671.
- [12] **H. H. Zürn**, "*Dynamic Generator Maintenance Scheduling for Optimal Planned Power System Operation*", Ph.D. Thesis, University of Waterloo, Waterloo, Ontario, Canada, March 1976.
- [13] **K. J. Slater**, "*Stochastic System Model*", Ontario Hydro Report, 1972.
- [14] **C. C. de B. Camargo**, "*Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência*", LTC/FEESC, 1981.

- [15] **H. N. Coelho**, "*Avaliação da Confiabilidade e Custo de Geração de um Sistema de Potência com Imposição de Restrição de Potência e Energia*", Dissertação de Mestrado - UFSC, 1979.
- [16] **R. E. Larson**, "*State Increment Dynamic Programming*", American Elsevier Publishing Co., New York, N. Y., 1968.
- [17] **H. H. Zürn**, "*Generator Maintenance Scheduling - Computer Program Documentation*", University of Waterloo, Dep. of Electrical Engineering, Internal Report UWEE 76-1, March 1976.
- [18] **H. H. Zürn and V. H. Quintana**, "*Several Objective Criteria for Optimal Generator Preventive Maintenance Scheduling*", IEEE on PAS, Vol. PAS 96, no. 3, May-June 1977, pp. 984-992.
- [19] **J. Coelho e H. H. Zürn**, "*Influência do Plano de Manutenção da Geração Hidrotérmica na Otimização de Produção de Energia a Médio Prazo*", 5º CBA, 1984, pp. 225-229.

APÊNDICE 1

DADOS DOS SISTEMAS DA AMÉRICA CENTRAL

DISPOSIÇÃO GEOGRÁFICA



CURVA DE DISTRIBUIÇÃO DA DEMANDA

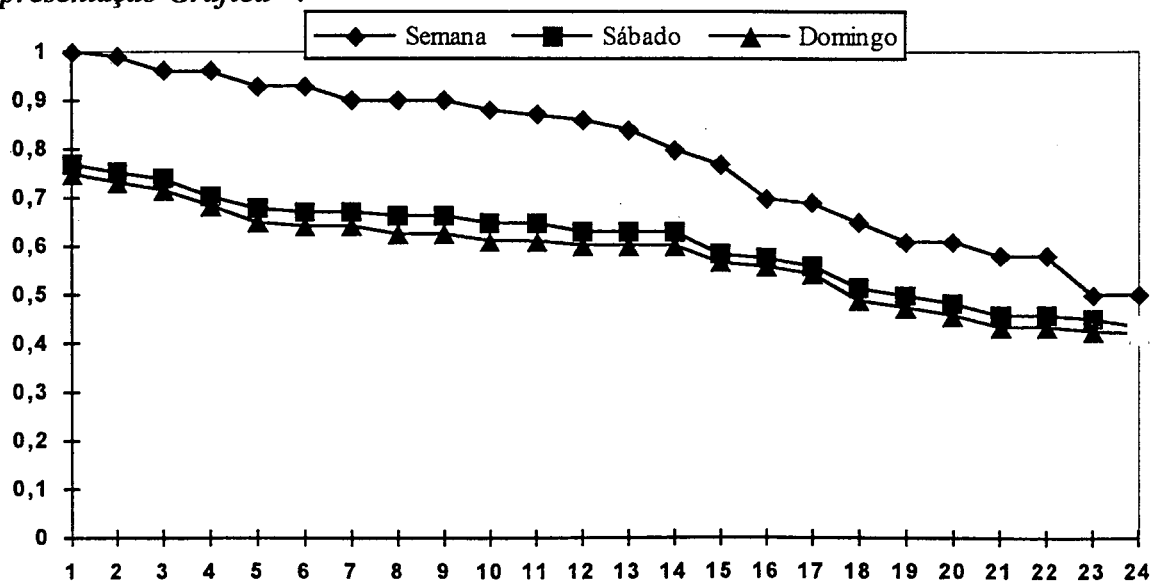
A curva de distribuição da demanda, por uma questão de simplicidade, é a mesma para todos os países componentes do sistema, uma vez que possuem as mesmas características. A demanda aqui representada está discretizada em 24 (vinte e quatro) valores normalizados.

semana											
1.0	0.99	0.96	0.96	0.93	0.93	0.9	0.9	0.9	0.88	0.87	0.86
0.84	0.8	0.77	0.7	0.69	0.65	0.61	0.61	0.58	0.58	0.5	0.5

sábado											
0.77	0.7523	0.7399	0.7038	0.6784	0.6707	0.6707	0.663	0.663	0.6476	0.6476	0.6299
0.6299	0.6299	0.5837	0.576	0.5606	0.5144	0.499	0.4936	0.4582	0.4582	0.4505	0.4328

domingo											
0.75	0.7325	0.7175	0.685	0.65	0.6425	0.6425	0.625	0.625	0.61	0.61	0.6025
0.6025	0.6025	0.5675	0.56	0.545	0.49	0.475	0.46	0.435	0.435	0.4255	0.42

Representação Gráfica :



GUATEMALA

DEMANDA :

Período	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
(MW)	520	514	526	506	500	491	499	523	531	544	556	558

GERAÇÃO :

USINA	POTÊNCIA (MW)	DISPONIBILIDADE	TIPO
Chixoy	5 x 55.3	0.9776	hidráulica
Aguacapa	3 x 37.5	0.9771	hidráulica
Jurún Marinalá	3 x 25	0.99	hidráulica
Los Esclavos	2 x 7.5	0.9806	hidráulica
El Salto	3.44	0.9514	hidráulica
	3.75	0.9781	hidráulica
Agrupado	22	0.9744	hidráulica
Escuintla	41.3	0.7375	térmica vapor
	53	0.75	térmica vapor
	2 x 17.6	0.7333	térmica gás
	2 x 28.3	0.7319	térmica gás
	46.5	0.742	térmica gás
	32	0.75	térmica gás
San Felipe	0.6	0.75	térmica
Laguna	2 x 3.5	0.75	térmica vapor
	2 x 13	0.75	térmica vapor
	10	0.75	térmica gás
	2 x 37.7	0.7441	térmica gás
	32	0.75	térmica gás
Barcazas	10 x 5	0.9	térmica diesel
	10 x 5	0.9	térmica diesel

EL SALVADOR

DEMANDA :

Período	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
(MW)	467	453	462	468	470	471	468	471	474	478	486	492

GERAÇÃO :

USINA	POTÊNCIA (MW)	DISPONIBILIDADE	TIPO
5 Noviembre	4 x 15	0.99	hidráulica
	21.42	0.99	hidráulica
Guajoio	15	0.968	hidráulica
Cerrón Grande	2 x 67.5	0.9828	hidráulica
15 Septiembre	2 x 78.3	0.9812	hidráulica
Ahuachapán	2 x 30	0.75	geotérmica
	35	0.75	geotérmica
Berlin	5	0.75	geotérmica
Acajutla	30	0.75	térmica bunker
	33	0.75	térmica bunker
	2 x 37.5	0.7401	térmica diesel
	70	0.75	térmica diesel
Miravalles	3 x 6.22	0.6664	térmica bunker
Soyapango	2 x 16.7	0.7368	térmica diesel
	20.5	0.7321	térmica diesel
San Miguel	25.28	0.7322	térmica diesel

HONDURAS

DEMANDA :

Período	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
(MW)	387	425	426	430	415	403	393	409	426	433	427	422

GERAÇÃO :

USINA	POTÊNCIA (MW)	DISPONIBILIDADE	TIPO
El Cajón	4 x 75	0.95	hidráulica
El Nispero	22.5	0.9774	hidráulica
Río Lindo	4 x 20	0.9897	hidráulica
Cañaveral	2 x 14.5	0.9921	hidráulica
Sulzer	4 x 7.5	0.7031	térmica
Alsthom	4 x 6.65	0.7125	térmica
Ceiba	4 x 6.65	0.7125	térmica

NICARÁGUA

DEMANDA :

Período	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
(MW)	270	287	287	283	293	272	255	264	259	268	295	303

GERAÇÃO :

USINA	POTÊNCIA (MW)	DISPONIBILIDADE	TIPO
Planta Centro América	2 x 25	0.9966	hidráulica
Planta Carlos Fonseca	2 x 26.5	0.9902	hidráulica
Planta Patricio Arguello Ryan	2 x 35	0.7961	geotérmica
Planta Nicarágua	2 x 53	0.8810	térmica vapor
Planta Manágua	2 x 15	0.5945	térmica vapor
	45	0.7810	térmica vapor

COSTA RICA

DEMANDA :

Período	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
(MW)	707	712	723	712	707	697	692	702	728	749	760	754

GERAÇÃO :

USINA	POTÊNCIA (MW)	DISPONIBILIDADE	TIPO
Corobici	3 x 60	0.99	hidráulica
Arenal	3 x 53.3	0.9855	hidráulica
Río Macho	2 x 15	0.99	hidráulica
	3 x 30	0.99	hidráulica
Cachí	2 x 32	0.99	hidráulica
	36	0.99	hidráulica
La Garita	2 x 15	0.99	hidráulica
	2 x 50	0.99	hidráulica
Echandi	4.6	0.98	hidráulica
Outras Menores	40	0.99	hidráulica
Moín	4 x 6	0.75	térmica diesel
	3 x 36	0.75	térmica gás
San Antonio	2 x 5	0.80	térmica vapor
	2 x 17.5	0.7771	térmica gás
Barranca	2 x 17.5	0.7771	térmica gás
Colima	4 x 2	0.75	térmica diesel
	2 x 3	0.75	térmica diesel

PANAMÁ

DEMANDA :

Período	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
(MW)	505	514	522	536	539	529	548	547	546	552	557	566

GERAÇÃO :

USINA	POTÊNCIA (MW)	DISPONIBILIDADE	TIPO
Bayano	2 x 75	0.99	hidráulica
Fortuna	3 x 100	0.99	hidráulica
La Estrella	2 x 21	0.99	hidráulica
La Yeguada	2 x 3.5	0.99	hidráulica
Los Valles	2 x 24	0.99	hidráulica
Outras Menores	4.8	0.99	hidráulica
Capira	2.5	0.80	térmica diesel
	2 x 1	0.80	térmica diesel
	4 x .55	0.80	térmica diesel
Chitre	2 x 2	0.80	térmica diesel
	3 x 2.5	0.80	térmica diesel
Las Minas	24	0.80	térmica vapor
	2 x 30	0.75	térmica gás
	3 x 40	0.75	térmica vapor
Morent Hope	18	0.80	térmica gás
Panamá	2 x 21.4	0.7782	térmica gás
Pielstick	4 x 7.5	0.75	térmica vapor
San Francisco	11.5	0.7667	térmica vapor

APÊNDICE 2

EXEMPLO DE REPRESENTAÇÃO DAS ESCALAS DE MANUTENÇÃO POR CÓDIGO DE BARRAS

1. SISTEMA DE PANAMÁ

O sistema de Panamá apresenta de um total de 44 unidades em seu parque gerador, 19 unidades escaladas para saídas programadas para manutenção preventiva, divididas em 15 grupos com 11 equipes de manutenção.

A seguir é apresentada a escala de manutenção por grupo, onde o símbolo * representa unidade em produção e os algarismos 1, 2 e 3 representam as saídas das respectivas unidades para manutenção.

grupo	equipe	escala de manutenção por grupo - períodos de 1 a 12 - unidades n°:											
1	1	2	*	*	*	*	*	*	*	1	*	*	*
2	2	*	*	*	*	*	*	*	1	*	*	*	*
3	3	*	*	*	*	*	*	1	*	*	*	*	*
4	4	*	1	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
5	5	1	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
6	5	*	*	*	*	*	1	*	*	*	*	*	*
7	6	*	1	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
8	6	*	*	*	*	*	*	1	*	*	*	*	*
9	7	1	1	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

10	7	*	*	*	*	*	2	*	*	*	*	*	1
11	7	*	*	*	*	*	*	2	1	*	3	3	*
12	8	*	*	*	*	*	*	*	*	*	1	*	*
13	9	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	1
14	10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	1	1	*
15	11	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	1	*

A seguir é apresentada outra forma de representação por código de barras, onde é mostrada a escala de manutenção por unidades, sendo que neste caso o símbolo * representa unidade em sua saída programada para manutenção e os algarismos de 1 a 5 representam os segmentos em operação da unidade (vide Capítulo 2 para maiores esclarecimentos sobre a operação dos segmentos das unidades).

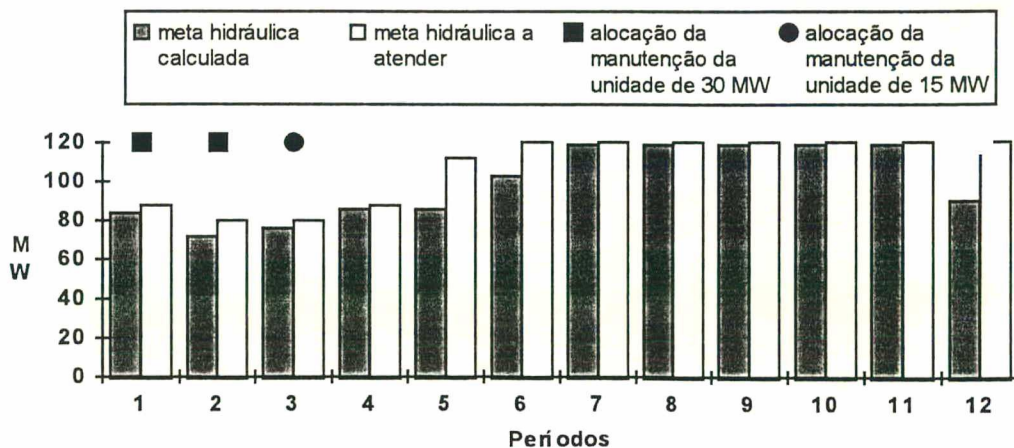
unidade	título	grupo	escala de manut. por unidades - períodos: 1 a 12 - segmentos em											
			operação:											
1	Bayano 1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	*	2	2	2
2	Bayano 2	2	2	*	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
3	Estrella 1	2	2	2	2	2	2	2	2	*	2	2	2	2
5	Valles 1	3	2	2	2	2	2	2	*	2	2	2	2	2
14	Yeguadal	4	2	*	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
18	Capira 1	5	*	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	Capira 2	6	1	1	1	1	1	*	1	1	1	1	1	1
28	Chitre 1	7	3	*	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
20	Chitre 4	8	3	3	2	3	3	3	*	3	3	3	3	3
31	Minas 1	9	*	*	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
32	Minas 2	10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	*
33	Minas 3	10	4	4	4	4	4	*	4	4	3	3	3	2
34	Minas 4	11	4	4	4	4	4	4	4	*	3	4	4	4
35	Minas 5	11	4	4	4	4	4	4	*	4	4	4	4	4
36	Minas 6	11	4	4	4	4	4	4	4	4	2	*	*	4
37	Morent H	12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	*	1	1
38	Panamá 1	13	5	5	5	5	5	5	3	3	3	3	5	*
40	Pielstick	14	2	2	2	2	2	2	2	2	2	*	*	2
44	San Fco.	15	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	*	2

APÊNDICE 3

RESULTADOS COMPLEMENTARES

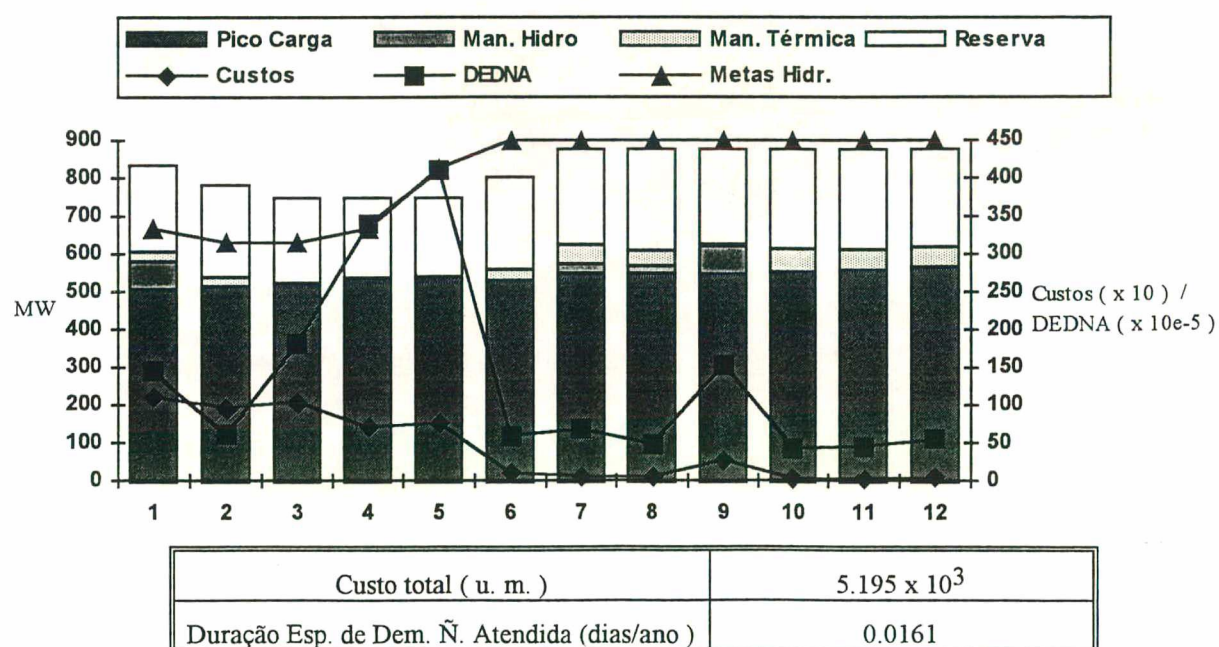
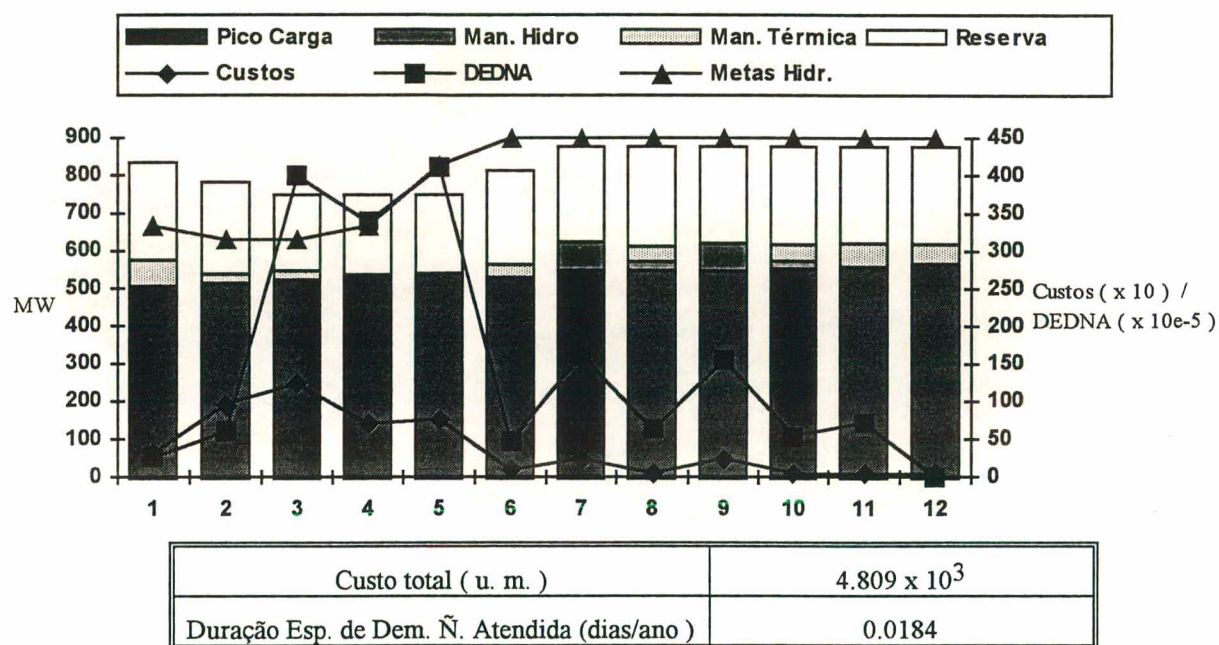
1. ATENDIMENTO DE METAS HIDRÁULICAS

Atendimento da metas hidráulicas do reservatório de Río Macho - Costa Rica (3 unidades de 30 MW e 2 unidades de 15 MW; saídas programadas para manutenção: 3 unidades de 30 MW e 1 unidade de 15 MW). Note que nos períodos 1,2 e 3 a meta hidráulica é atendida pois existem unidades suficientes para suprir a ausência da unidade em manutenção. No período 12, com a saída de uma unidade de 30 MW, o atendimento da meta hidráulica está abaixo do esperado, mesmo com as outras unidades operando à plena potência.

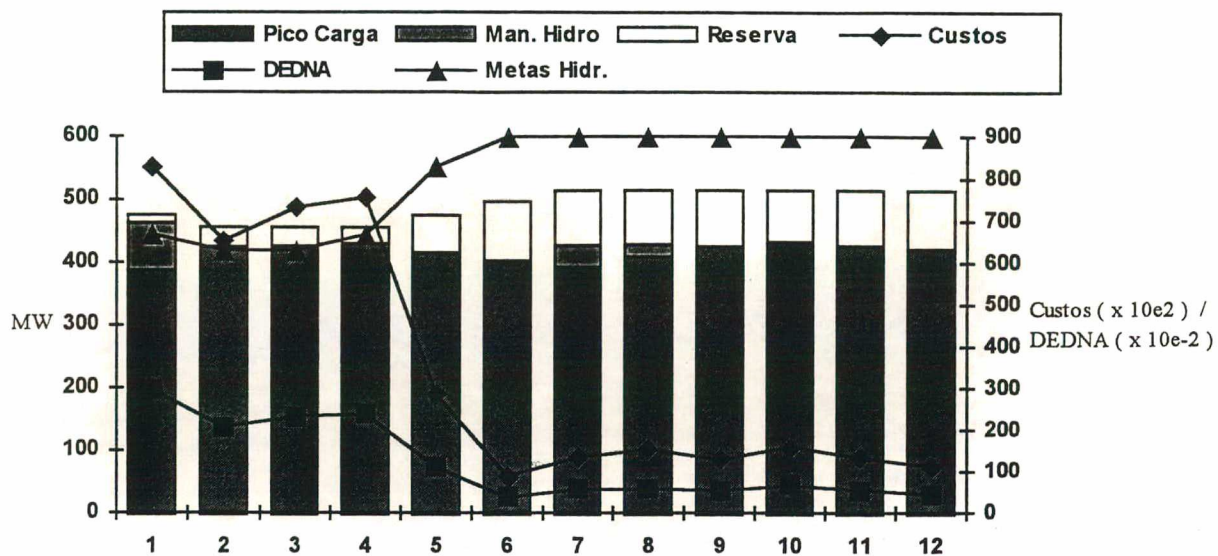


2. OUTROS CASOS DE MANUTENÇÃO INDEPENDENTE

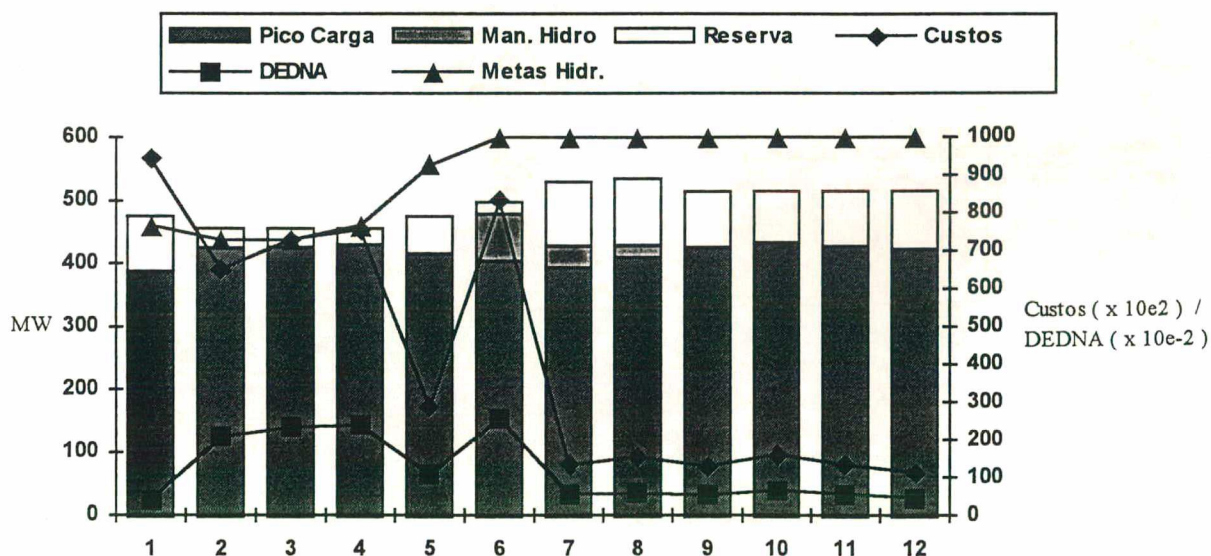
PANAMÁ: 44 unidades, 19 com saída programada para manutenção divididas em 15 grupos. Segue os resultados obtidos utilizando critério de custo e confiabilidade respectivamente.



HONDURAS: 23 unidades, 4 com saída programada para manutenção divididas em 3 grupos (as unidades térmicas possuem apenas manutenções preventivas de finais de semana). Segue os resultados obtidos utilizando critério de custo e confiabilidade respectivamente.



Custo total (u. m.)	4.17×10^5
Duração Esp. de Dem. Ñ. Atendida (dias/ano)	14.61



Custo total (u. m.)	4.18×10^5
Duração Esp. de Dem. Ñ. Atendida (dias/ano)	14.22

Intercâmbios finais do sistema Honduras - Nicarágua - Costa Rica - Panamá:

	Intercâmbios mensais (MW) - períodos de 1 a 12											
Honduras	27	51	42	43	15	26	50	30	21	30	24	20
Nicarágua	50	65	60	53	64	64	62	55	65	56	73	81
Costa Rica	36	23	30	26	37	43	36	53	36	52	41	39
Panamá	-113	-139	-132	-122	-116	-133	-148	-138	-122	-138	-138	-140

Neste sistema a convergência global (anual) foi obtida em 4 iterações, e a convergência período a período foi obtida na 10ª iteração, sendo a 11ª iteração apenas para confirmar ou melhorar a escala de manutenção (houve uma pequena melhora neste caso). Devido a este fato a figura onde mostra a evolução dos intercâmbios apresenta apenas o intercâmbio médio nas últimas 7 iterações.

O somatório dos custos de produção dos sistemas que sem intercâmbio era de 1,812,525 u.m. passou para 542,390 u.m., reduzindo em aproximadamente 3 vezes o custo global de produção de energia do sistema.

Por Panamá possuir geração hidráulica excedente, onde a maioria das usinas estão operando fora da base, esta área se apresenta como a principal fornecedora do intercâmbio para as outras áreas, onde Nicarágua é a principal área receptora.

APÊNDICE 4

EXEMPLO ILUSTRATIVO DE MANUTENÇÃO DE UNIDADES GERADORAS VIA PROGRAMAÇÃO DINÂMICA

O exemplo ilustrado na figura A4.1 mostra a busca da escala ótima de manutenção de uma usina com duas unidades, sendo que a unidade 1 possui os períodos 2, 3 e 4 permitidos para a saída planejada para a manutenção, na unidade 2, os períodos permitidos são: 3, 4 e 5.

No eixo horizontal está representado o intervalo de planejamento, no caso 6 períodos, no eixo vertical se representa o estado das unidades, isto é, zero (0) indica unidade operando e um (1) indica unidade em manutenção.

Parte-se das duas unidades operando e deseja-se chegar, ao final da análise, com as duas unidades em manutenção, seguindo para tanto apenas um caminho ótimo.

O processo de busca do caminho ótimo se desencadeia da seguinte forma:

- no 1º período nenhuma unidade pode sair para manutenção, portanto as duas unidades permanecerão operando até o 2º período;
- já no 2º período, pode ser realizada a manutenção da unidade 1, essa mesma unidade pode também continuar operando e ter sua saída para manutenção no 3º, ou ainda continuar operando e sair apenas no 4º período, fechando assim as possibilidades de saídas da unidade 1;
- a unidade 2, por sua vez, continuará operando até o 2º período, a partir de então, ela pode, ou sair para manutenção no 3º período, ou continuar operando e sair no 4º período, ou ainda continuar em operação e sair apenas no 5º período;

- com todas as possibilidades de saídas e operação das unidades, forma-se o grafo da programação dinâmica;
- a seguir, deve-se realizar as 'podas' (caminhos com X na figura A4.1) para todos os pontos em que convergem mais de um caminho, isto é, deve-se optar pelo caminho que oferece o menor custo acumulado, conseqüentemente excluindo o outro caminho;
- realizado este processo de 'podas', restará apenas um caminho que levará a solução ótima (na figura A4.1, o caminho que está com as barras mais grossas);
- através do caminho ótimo, as saídas para manutenção das unidades ficam: retirar a unidade 1 no 3º período e a unidade 2 no 5º período (na figura A4.1, os pontos circundados).

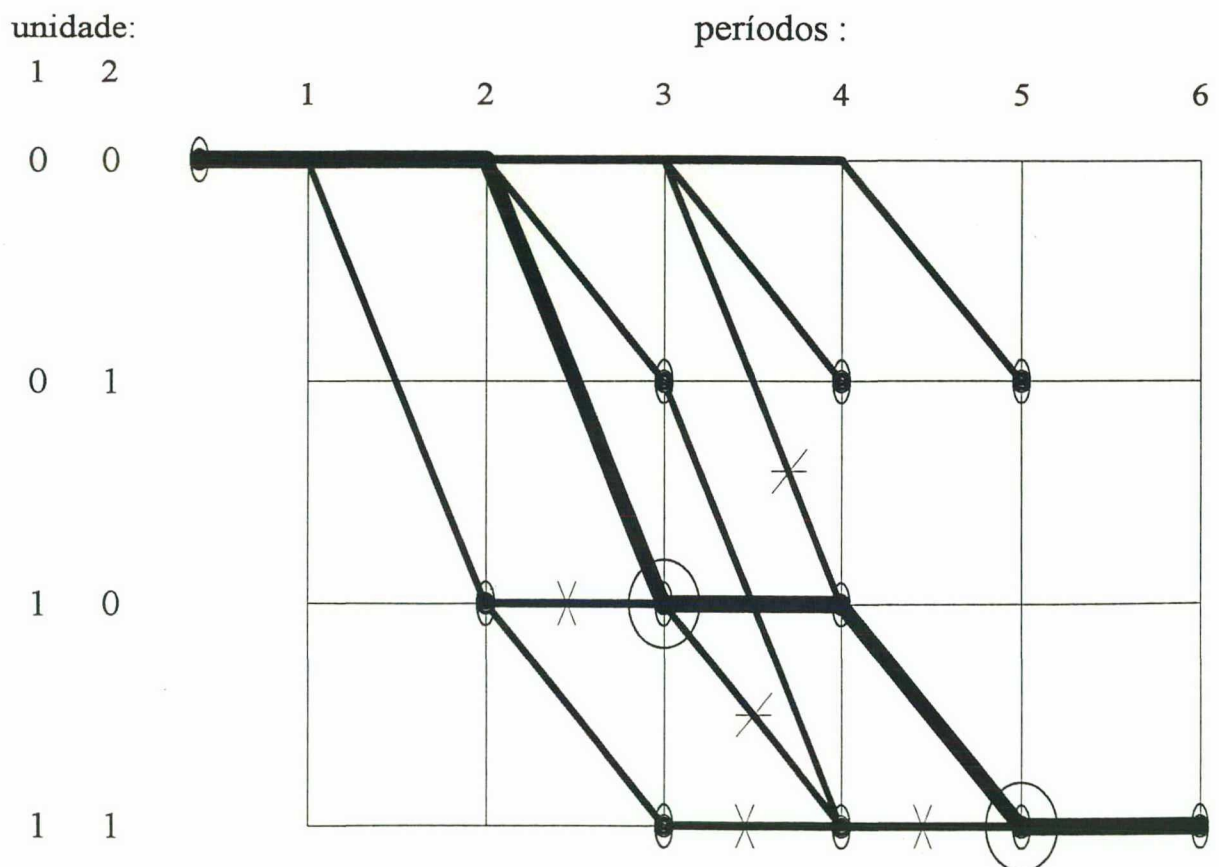


FIGURA A4.1 - Exemplo de Programação Dinâmica.