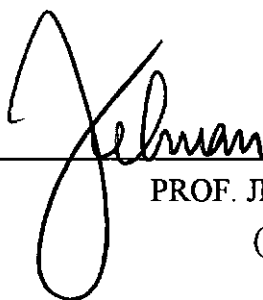


**MODELAGEM ANALÍTICA DA
OPERAÇÃO CRONOLÓGICA DE RESERVATÓRIOS NO
DESPACHO PROBABILÍSTICO DE GERAÇÃO**

MARIA ELVIRA PIÑEIRO MACEIRA

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

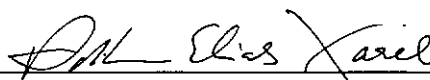
Aprovada por:



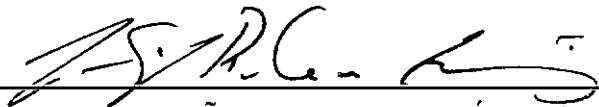
PROF. JERSON KELMAN, Ph.D.
(Presidente)



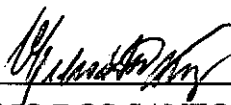
Dr. MARIO VEIGA FERRAZ PEREIRA, D.Sc.



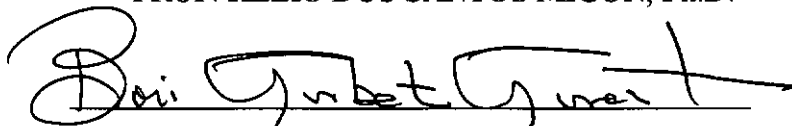
PROF. ADILSON ELIAS XAVIER, D.Sc.



PROF. JOÃO LIZARDO ARAÚJO, Ph.D.



PROF. HÉLIO DOS SANTOS MIGON, Ph.D.



Dr. BORIS GARBATI GORENSTIN, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
DEZEMBRO DE 1994

MACEIRA, MARIA ELVIRA PIÑEIRO

Modelagem Analítica da Operação Cronológica de Reservatórios no Despacho Probabilístico de Geração (Rio de Janeiro) 1994.

XI, 100 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, D.Sc. Engenharia Civil, 1994)

Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE.

1. Despacho Probabilístico de Geração

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

Aos meus pais, Joaquina e Bernardo (in memoriam)

AGRADECIMENTOS

Ao orientador e amigo Mário Veiga Ferraz Pereira pela dedicação e excelente orientação dispensadas durante o desenvolvimento desta tese, bem como pelos constantes desafios lançados ao longo de vários anos de trabalho.

Ao professor e amigo Jerson Kelman pela participação significativa na minha formação profissional, assim como, pelas valiosas críticas e sugestões a este trabalho.

Ao CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - nas pessoas de Leslie Afrânio Terry, Sergio Henrique Ferreira da Cunha, Boris Garbati Gorenstin e Gerson Couto de Oliveira, pelo apoio e incentivos prestados.

A Albert Cordeiro Geber de Melo, companheiro dos sucessos e insucessos, pelas valiosas discussões ao longo do desenvolvimento desta pesquisa.

Às amigas Claudia Maria Suanno e Fernanda da Serra Costa pelas palavras de incentivo.

A minha família, em especial a Juan Manuel, Sandra, Juliana e Diogo, pelo apoio e compreensão.

A minha mãe, pelo apoio, confiança e carinho depositados em todos os momentos de minha vida, assim como pelo exemplo de força de vontade em ampliar seus horizontes.

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

**MODELAGEM ANALÍTICA DA
OPERAÇÃO CRONOLÓGICA DE RESERVATÓRIOS NO
DESPACHO PROBABILÍSTICO DE GERAÇÃO**

MARIA ELVIRA PIÑEIRO MACEIRA

DEZEMBRO, 1994

Orientador: Jerson Kelman
Programa: Engenharia Civil

O despacho probabilístico de geração de um sistema de potência tem como objetivo avaliar os custos associados à utilização dos recursos de geração disponíveis a fim de atender a demanda do sistema. Este problema deve representar a operação do sistema de geração da forma mais realística possível e também estimar os custos de operação sob os mais diversos cenários. A avaliação das variáveis do problema sob cenários alternativos é uma forma de representar as incertezas inerentes a um sistema de geração, tais como saídas forçadas das unidades geradoras, aleatoriedade das afluências a um sistema hidrotérmico, etc.

Baleriaux et alii propuseram uma metodologia analítica para resolver este problema baseada na construção de curvas de permanência de carga equivalentes, isto é, distribuições de frequências acumuladas resultantes da combinação entre carga e capacidade (sujeita a falhas) das unidades geradoras, e obtidas por convolução discreta.

Uma grande limitação desta metodologia está relacionada com a perda de informação cronológica. No cálculo das convoluções analíticas, assume-se que os estados do sistema são independentes entre si, isto é, a operação do sistema é representada por pontos isolados. Esta representação é adequada para sistemas térmicos, onde o despacho econômico para uma determinada hora é independente da situação nas horas seguintes.

Entretanto, a operação das usinas hidroelétricas, que é essencialmente cronológica, não pode ser representada.

Vários pesquisadores têm proposto aproximações para avaliar a geração hidroelétrica diretamente na metodologia de Baleriaux. No entanto, estas aproximações acarretam em custos de operação subestimados. Uma alternativa de solução é a simulação Monte Carlo, que, neste caso, fornece uma representação mais fiel da operação de sistemas de geração hidrotérmicos, porém a um esforço computacional muito elevado.

Esta tese tem como objetivo propor uma extensão da metodologia analítica de Baleriaux capaz de representar com precisão os aspectos cronológicos da operação de reservatórios em sistemas hidrotérmicos. Demonstra-se que a metodologia de Baleriaux pode ser aplicada a problemas de otimização estocástica que podem ser representados por um modelo de fluxo em redes. Assim, a metodologia proposta consiste em decompor o problema de despacho de geração hidrotérmico em uma sequência de problemas cronológicos de avaliação da confiabilidade de suprimento de uma usina hidroelétrica. Por sua vez, cada problema de confiabilidade é resolvido por uma sequência de convoluções entre níveis de armazenamento do reservatório, demanda, aflúências e capacidade de geração térmica.

A metodologia proposta também é capaz de calcular os custos marginais de operação associados ao problema.

A aplicação da metodologia é ilustrada através de sistemas reais de geração de energia elétrica, provando ser bastante eficiente computacionalmente. Quando comparada com a solução obtida pelo método de simulação Monte-Carlo, a redução no tempo computacional foi de várias ordens de grandeza.

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

**ANALYTICAL MODELING OF
CHRONOLOGICAL RESERVOIR OPERATION IN
PROBABILISTIC PRODUCTION COSTING**

MARIA ELVIRA PIÑEIRO MACEIRA

DECEMBER, 1994

Thesis Supervisor: Jerson Kelman
Department: Engenharia Civil

Probabilistic production costing models evaluate the expected unit operating costs of dispatching generation resources to meet load requirements along the planning period. These models should describe in detail the actual operation of the generation system and should estimate costs under plausible alternative scenarios. The objective of evaluating the variables of the problem under alternative scenarios is to take into account uncertainties of the generation system, as equipment outages, load variation, inflow sequences, etc.

The probabilistic production costing problem can be efficiently solved by a method proposed by Baleriaux. The Baleriaux scheme decomposes the production costing problem into generation reliability evaluation subproblems. In turn, the reliability problems reduce to the comparison between the distribution of available capacity and system demand, which is carried out by discrete convolution.

One major limitation of the Baleriaux approach is related to the loss of chronological information. In order to carry out the analytical convolutions, it is assumed that the system states are independent of each other, i.e. system operation is represented as "snapshots". As a consequence, the operation of hydroelectric units, which is essentially chronological, has to be simplified. While this representation may be reasonably adequate for thermal-

dominated systems, it is less acceptable for systems with a large component of hydro generation.

The representation of hydro units in the Baleriaux scheme has been a topic of great interest. However, the approximations proposed until now has led to underestimated operating costs. One alternative is to use the Monte Carlo simulation method, which allows a better representation of hydrothermal systems. Unfortunately, the associated computational effort may be very high.

This thesis describes an extension of the Baleriaux methodology, able to handle the chronological aspects of reservoir operation. It is shown that Baleriaux's idea can be generalized for stochastic problems which can be represented as linear network flows. In this way, the problem is decomposed into a sequence of analytical convolutions of reservoir storage levels, demand, inflows and generation capacity at each stage.

The extended Baleriaux scheme can also produce marginal cost information.

The application of the methodology is illustrated in case studies with utility-derived systems. To verify the accuracy and efficiency of the proposed scheme, the same study was repeated with a Monte-Carlo simulation algorithm. Results were identical, but running times with the Monte-Carlo algorithm were higher by more than order of magnitude.

ÍNDICE

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO	1
I.1 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO.....	1
I.2 ESTRUTURA DA TESE.....	3
CAPÍTULO II - DESPACHO PROBABILÍSTICO DE GERAÇÃO	5
II.1 DESPACHO PROBABILÍSTICO DE GERAÇÃO EM SISTEMAS TÉRMICOS	5
II.1.1 Formulação do Problema	5
II.1.2 Solução Analítica do Problema de Despacho Probabilístico de Geração.....	8
II.1.3 Interpretação Geométrica da Solução do Despacho Probabilístico de Geração.....	11
II.2 DESPACHO PROBABILÍSTICO DE GERAÇÃO EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS.....	13
II.2.1 Formulação do Problema	13
II.2.2 Solução Analítica do Problema de Despacho de Geração em Sistemas com Limites de Energia	15
CAPÍTULO III - DESPACHO PROBABILÍSTICO DE GERAÇÃO CRONOLÓGICO	22
III.1 REPRESENTAÇÃO DO PROBLEMA COMO UM FLUXO DE CUSTO MÍNIMO EM UMA REDE.....	23
III.2 SOLUÇÃO ANALÍTICA PROPOSTA AO PROBLEMA	27

III.3 REPRESENTAÇÃO DE METAS DE ARMAZENAMENTO NO FINAL DO PERÍODO DE ESTUDO.....	31
III.4 CÁLCULO DE CUSTOS MARGINAIS	33
III.4.1 Custo Marginal de Demanda.....	33
III.4.2 Custo Marginal de Capacidade de Geração Térmica.....	35
III.4.3 Custos Marginais de Capacidade de Armazenamento e Turbinamento de uma Usina Hidroelétrica	36
CAPÍTULO IV - APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA.....	39
IV.1 DESCRIÇÃO SISTEMA HIDROTÉRMICO TESTE	39
IV.2 CÁLCULO DO VALOR ESPERADO DO CUSTO DE OPERAÇÃO PELO MÉTODO DE BALERIAUX ESTENDIDO PROPOSTO.....	43
IV.3 CÁLCULO DO VALOR ESPERADO DO CUSTO DE OPERAÇÃO PELO MÉTODO DE BALERIAUX EXISTENTE.....	45
IV.4 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS PELAS DUAS METODOLOGIAS.....	49
IV.5 CÁLCULO DO VALOR ESPERADO DOS CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO	49
IV.6 EFICIÊNCIA COMPUTACIONAL DA METODOLOGIA PROPOSTA.....	56
CAPÍTULO V - O PROBLEMA DE DESPACHO PROBABILÍSTICO DE GERAÇÃO APLICADO A SISTEMAS HIDROTÉRMICOS COM H USINAS HIDROELÉTRICAS.....	58

V.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	58
V.1.1 Usinas Hidroelétricas em Paralelo.....	60
V.1.2 Usinas Hidroelétricas em Cascata.....	60
V.2 METODOLOGIA DE BALERIAUX ESTENDIDA APLICADA A SISTEMAS HIDROTÉRMICOS COM H USINAS HIDROELÉTRICAS.....	65
V.3 O SIMULADOR A USINAS INDIVIDUALIZADAS.....	67
V.4 CÁLCULO DE CUSTOS MARGINAIS EM UM MODELO DE SIMULAÇÃO.....	70
V.4.1 Custo Marginal de Demanda.....	70
V.4.2 Custo Marginal de Capacidade de Geração Térmica.....	72
V.4.3 Custo Marginal de Capacidade de Armazenamento das Usinas Hidroelétricas.....	72
V.4.4 Custo Marginal de Capacidade de Turbinamento das Usinas Hidroelétricas.....	73
V.5 ESTUDO DE CASO.....	75
CAPÍTULO VI - CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....	92
VI.1 CONCLUSÕES.....	92
VI.2 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....	93
REFERÊNCIAS	95
APÊNDICE A - TÉCNICA DE CONVOLUÇÃO DISCRETA PADRONIZADA.....	98

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

I.1 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

O despacho probabilístico de geração de um sistema de potência tem como objetivo avaliar os custos associados à utilização dos recursos de geração disponíveis a fim de atender a demanda do sistema. Este problema deve representar a operação do sistema de geração da forma mais realística possível e também estimar os custos de operação sob os mais diversos cenários. A avaliação das variáveis do problema sob cenários alternativos é uma forma de representar as incertezas inerentes a um sistema de geração, tais como saídas forçadas das unidades geradoras, aleatoriedade das afluências a um sistema hidrotérmico, etc.

Conforme Stremel [1], até a década de 1940 os custos de operação das unidades geradoras do sistema eram avaliados carregando-se as unidades em ordem crescente de custo na curva de permanência de carga. Esta curva é construída ordenando-se as cargas horárias de um dado período de tempo em ordem decrescente de valor e expressando a dimensão do tempo em percentual do tempo total, obtendo-se assim uma distribuição de frequências acumulada. Neste caso, a energia a ser gerada pela primeira unidade a ser carregada corresponde à área sob a curva de permanência de carga, limitada no valor de sua capacidade. Entretanto, se uma unidade estava sujeita a falhas, este método previa uma geração de energia superior ao que realmente se verificava, subestimando portanto os custos de geração.

A partir de 1940 até a década de 1950 os modelos de despacho de geração passaram a introduzir, ainda de forma aproximada, a consideração de falhas aleatórias nas unidades geradoras. Por exemplo, se uma unidade possuía capacidade de 100 MW com taxa de indisponibilidade forçada de 20%, ela era modelada como possuindo capacidade de 80 MW e taxa de indisponibilidade forçada de 0%. A seguir, a unidade era carregada na curva de permanência de carga. A área sob esta curva, correspondente a esta unidade, era tomada como uma previsão da sua geração.

É fácil notar que esta metodologia ainda subestimava os custos de operação das unidades geradoras. A solução correta corresponde a enumerar todos os estados resultantes da combinação das falhas das unidades geradoras. Entretanto, o total de estados a analisar é explosivo. A necessidade de solução deste problema levou ao desenvolvimento, durante a

década de 1960, de modelos de simulação Monte Carlo que permitissem a representação das falhas aleatórias das unidades geradoras. Esta classe de modelos resultou em uma previsão mais realística dos custos de operação das unidades geradoras, porém o esforço computacional não tornou a metodologia uma ferramenta prática, Kahn [2].

No final da década de 1960, através de Baleriaux, Jamouille e Guertechin [3], e início da década de 1970, através de Booth [4], [5], foi proposta uma metodologia analítica baseada na construção de curvas de permanência de carga equivalentes, isto é, distribuições de frequências acumuladas resultantes da combinação entre carga e capacidade (sujeita a falhas) das unidades geradoras, e obtidas por convolução discreta.

A metodologia proposta provou ser equivalente a uma análise exaustiva do sistema, apresentando grande eficiência computacional.

Uma grande limitação da metodologia de Baleriaux et ali está relacionada com a perda de informação cronológica. No cálculo das convoluções analíticas, assume-se que os estados do sistema são independentes entre si, isto é, a operação do sistema é representada por pontos isolados. Esta representação é adequada para sistemas térmicos, onde o despacho econômico para uma determinada hora é independente da situação nas horas seguintes. Entretanto, a operação das usinas hidroelétricas, que é essencialmente cronológica, não pode ser representada. A partir da década de 1970, vários pesquisadores propuseram aproximações para avaliar a geração hidroelétrica diretamente na metodologia proposta por Baleriaux. A idéia básica é representar as usinas hidroelétricas como unidades térmicas fictícias, e variar sua posição na ordem de carregamento até que o valor esperado de sua geração corresponda a uma meta de energia pré-definida, Bloom e Charny [6], Manhire [7], Nordlund et alii. [8].

No entanto, esta representação acarreta em custos de operação subestimados. A simulação Monte Carlo, neste caso, fornece uma representação mais fiel da operação de sistemas de geração hidrotérmicos, porém a um esforço computacional muito elevado.

Esta tese tem como objetivo propor uma extensão da metodologia analítica de Baleriaux capaz de representar com precisão os aspectos cronológicos da operação de reservatórios em sistemas hidrotérmicos. A metodologia proposta também é capaz de calcular os custos marginais de operação associados ao problema.

I.2 ESTRUTURA DA TESE

Inicialmente, o capítulo II descreve o problema de despacho probabilístico de geração para sistemas puramente térmicos e apresenta a metodologia analítica de solução proposta por Baleriaux.

O problema de despacho probabilístico de geração em sistemas hidrotérmicos é então formulado, apresentando-se uma solução aproximada do problema, resultante de uma extensão do método de Baleriaux capaz de representar unidades com limitações de energia a ser gerada. Esta representação significou uma grande melhoria na representação de usinas hidroelétricas no problema de despacho de geração, porém ainda incapaz de representar o comportamento cronológico característico desse tipo de usina.

No capítulo III é demonstrado que o algoritmo de Baleriaux pode ser generalizado para problemas estocásticos que podem ser representados como fluxos de custo mínimo em uma rede. O despacho probabilístico de geração cronológico de sistemas hidrotérmicos é então representado como um problema de fluxo de custo mínimo em uma rede e desenvolvida uma metodologia capaz de representar os aspectos cronológicos da operação de uma usina hidroelétrica com reservatório.

Mostra-se como representar as metas de armazenamento e as funções de custo futuro no final do período de estudo no algoritmo proposto.

A metodologia proposta pode também produzir informações sobre custos marginais, isto é, a variação do custo esperado de operação do sistema em relação a variações incrementais na capacidade de geração, nível de carga e capacidade de armazenamento.

No capítulo IV é apresentado um estudo de caso de um sistema de geração real no qual são avaliados os valores esperados de geração das unidades geradoras que compõem o sistema, e o correspondente valor esperado do custo de operação, ao longo de um período de estudo. Essas estatísticas são estimadas pela metodologia proposta e pela metodologia de Baleriaux existente, discutindo-se as diferenças encontradas.

São calculados, ainda, o valor esperado dos custos marginais de operação e verificada a eficiência computacional da metodologia proposta.

A metodologia analítica apresentada no capítulo anterior foi desenvolvida para sistemas hidrotérmicos com apenas uma usina hidroelétrica. No capítulo V é mostrado que, sob

determinadas condições, a metodologia de Baleriaux estendida também pode ser aplicada para sistemas hidrotérmicos com mais de uma usina hidroelétrica, calculando-se, também, os custos marginais de operação em um estágio qualquer do período de estudo.

A metodologia é aplicada em um estudo de caso de um sistema de geração real, avaliando-se também a sua eficiência computacional.

O capítulo VI apresenta as conclusões desta tese e propostas para desenvolvimentos futuros.

CAPÍTULO II

DESPACHO PROBABILÍSTICO DE GERAÇÃO

II.1 DESPACHO PROBABILÍSTICO DE GERAÇÃO EM SISTEMAS TÉRMICOS

II.1.1 Formulação do Problema

Em muitos problemas de planejamento e operação de sistemas hidrotérmicos é necessário representar as incertezas das condições futuras de operação. O modelo de despacho probabilístico de geração ("probabilistic production costing") avalia os custos esperados de operação de cada unidade geradora do sistema, levando em consideração as falhas dos equipamentos, as variações da demanda e a estocasticidade das afluências.

O despacho probabilístico de geração de um sistema de geração puramente térmico é representado por um problema de programação linear estocástico:

$$z = \text{Min} \quad \sum_{i=1}^N c_i g_i \quad (\text{II.1a})$$

sujeito a

$$\sum_{i=1}^N g_i \geq d \quad (\text{II.1b})$$

$$g_i \leq \bar{g}_i \quad i = 1, \dots, N \quad (\text{II.1c})$$

onde

i indexa as unidades térmicas geradoras

N número de unidades térmicas geradoras

c_i custo unitário de operação da i -ésima unidade térmica geradora

g_i geração da i -ésima unidade térmica geradora

\bar{g}_i capacidade de geração máxima da i -ésima unidade térmica geradora

d demanda do sistema

A função objetivo do problema (II.1) é minimizar o custo total de geração térmica. A restrição (II.1b) representa o atendimento à demanda do sistema: a soma das gerações $\{g_i, i = 1, \dots, N\}$ deve atender à demanda d . As restrições (II.1c) representam o limite de geração em cada uma das unidades geradoras.

A capacidade de geração de cada unidade geradora, \bar{g}_i , é uma variável aleatória devido à saída forçada dos equipamentos. Esta variável aleatória é geralmente descrita por uma distribuição de probabilidades conhecida como distribuição de Bernoulli. Sendo TIF a probabilidade de encontrar uma unidade geradora fora de operação em um instante qualquer, a capacidade de geração de cada unidade térmica pode assumir um de dois valores:

= 0 indicando que a unidade está falhada com probabilidade igual à taxa de indisponibilidade forçada (TIF);

= \bar{g}_i indicando que a unidade térmica pode operar até a sua capacidade máxima, com probabilidade igual a $(1 - \text{TIF})$.

A variação da demanda total do sistema ao longo do tempo é também representada por uma variável aleatória. A Figura II.1 apresenta uma curva de carga cronológica de um sistema hipotético observado durante um período de tempo igual a T horas. Rearrumando-se as cargas cronológicas da Figura II.1 em ordem decrescente de magnitude, obtém-se uma outra curva de carga do sistema, denominada curva de permanência de carga ("load duration curve"), conforme ilustrado na Figura II.2.

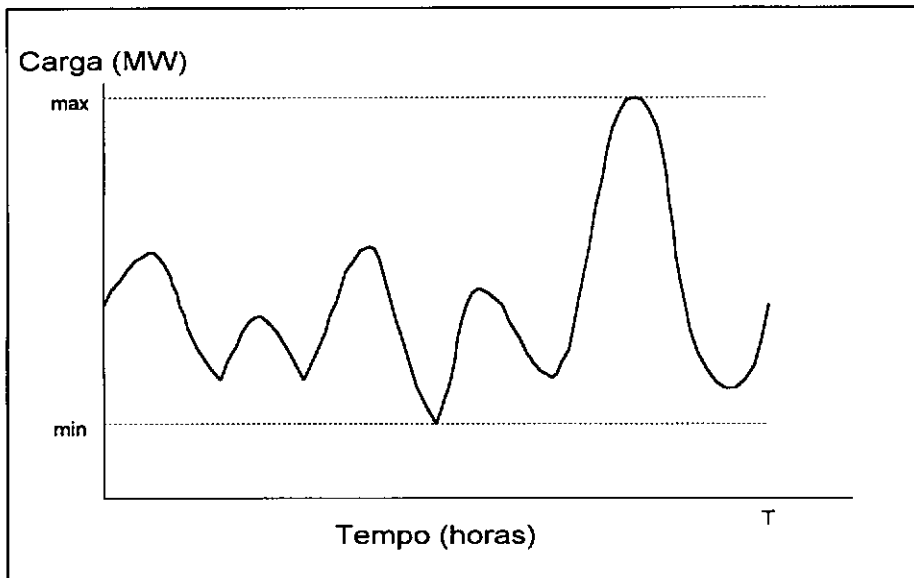


Figura II.1 - Curva de Carga do Sistema

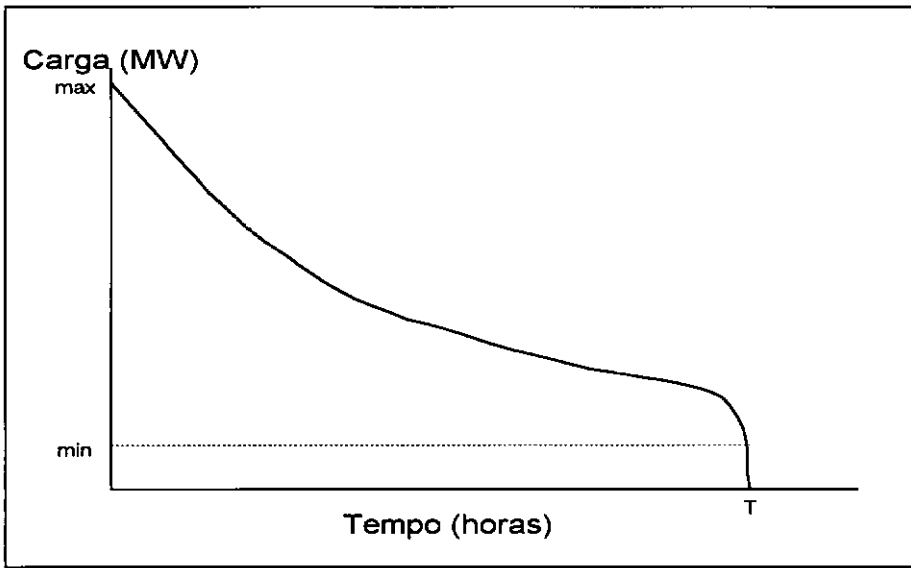


Figura II.2 - Curva de Permanência da Carga do Sistema

A área sob ambas as curvas representa a demanda total de energia do sistema que deve ser atendida no intervalo de tempo considerado. Trocando-se a ordenada pela abcissa, na Figura II.2, obtém-se uma curva chamada curva de permanência de carga invertida. Dividindo a ordenada pelo número total de horas do período considerado, obtém-se uma distribuição de probabilidades da carga do sistema, que descreve a probabilidade da carga ser maior ou igual a um determinado valor, como ilustrado na Figura II.3.

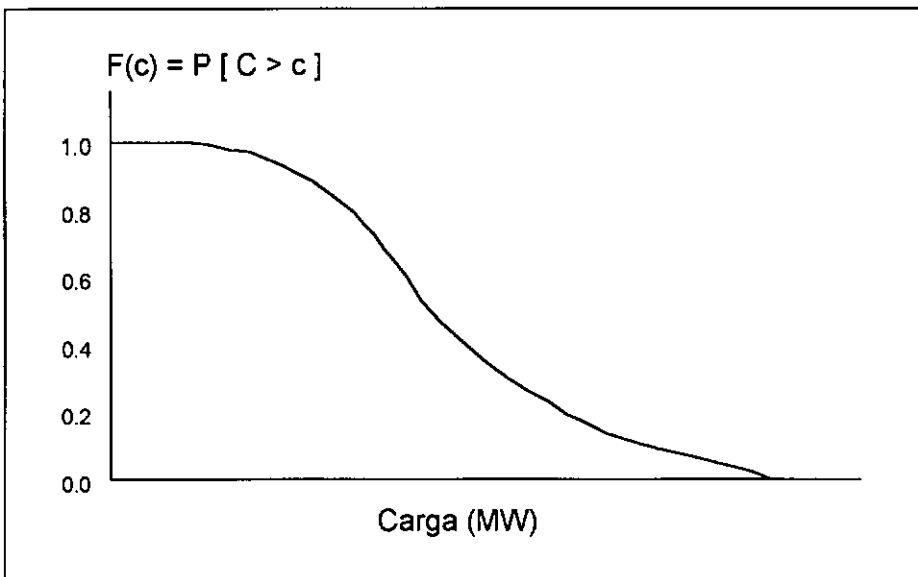


Figura II.3 - Distribuição de Probabilidades Acumulada da Carga do Sistema

O problema de despacho probabilístico de geração de um sistema térmico calcula, então, o valor esperado do custo de operação, $E[z]$, levando em consideração flutuações da demanda e falhas aleatórias dos equipamentos.

O problema de despacho de geração de um sistema puramente térmico (II.1), pode, também, ser interpretado, como um problema de programação linear, onde deseja-se minimizar o custo de operação sob diversos cenários, resultantes de combinações de saídas forçadas de equipamentos e níveis de carga:

$$z = \text{Min} \sum_{k=1}^S P(k) \sum_{i=1}^N c_i g_{ki} \quad (\text{II.2a})$$

sujeito a

$$\sum_{i=1}^N g_{ki} \geq d_k \quad k = 1, \dots, S \quad (\text{II.2b})$$

$$g_{ki} \leq \bar{g}_{ki} \quad i = 1, \dots, N \quad k = 1, \dots, S \quad (\text{II.2c})$$

onde

k indexa os cenários do sistema

S é o número de cenários do sistema

$P(k)$ probabilidade de ocorrência do cenário k

d_k demanda do sistema no cenário k

g_{ki} geração da unidade térmica i no cenário k

\bar{g}_{ki} capacidade da unidade térmica i no cenário k (a capacidade da unidade varia com o cenário devido às falhas nos equipamentos)

É fácil observar que este problema de programação linear de grande porte pode ser decomposto em S problemas de programação linear determinísticos, pois o despacho de geração ótimo de cada cenário é independente dos demais cenários.

II.1.2 Solução Analítica do Problema de Despacho Probabilístico de Geração

A solução de problemas de programação estocástica é, em geral, bastante complexa e em muitos casos computacionalmente inviável. Entretanto, o problema (II.1) pode ser resolvido de forma eficiente por um método proposto originariamente por Baleriaux [3], [4], [5]. O método de Baleriaux decompõe o problema de despacho de geração (II.1) em N subproblemas de avaliação da confiabilidade de geração, Billinton e Allan [9]. Por sua vez, os problemas de confiabilidade de geração se reduzem a comparar a distribuição de probabilidades da capacidade disponível com a distribuição de probabilidades da demanda do sistema.

O algoritmo de Baleriaux é descrito por:

1. Assumindo que as unidades geradoras estão ordenadas em ordem crescente de custo de operação, remova todas as unidades térmicas do problema de despacho (II.1). Resolva o seguinte problema de programação linear:

$$w_0 = \text{Min } s \quad (\text{II.3a})$$

sujeito a

$$s \geq d \quad (\text{II.3b})$$

onde s é uma variável escalar que representa o corte de carga no sistema devido a limitações na capacidade de geração. O problema (II.3) corresponde a um problema de avaliação da confiabilidade de geração, cuja função objetivo é minimizar a energia não suprida no sistema. A solução deste problema é trivial e é dada por: $w_0 = d$, isto é, toda a carga do sistema é cortada.

O valor esperado de w_0 é, portanto, igual ao valor esperado da demanda:

$$E[w_0] = E[d] \quad (\text{II.4})$$

2. Adicione ao problema (II.3) a unidade térmica de menor custo unitário de operação. O problema de avaliação da confiabilidade de geração passa a ser descrito por:

$$w_1 = \text{Min } s \quad (\text{II.5a})$$

sujeito a

$$s + g_1 \geq d \quad (\text{II.5b})$$

$$g_1 \leq \bar{g}_1 \quad (\text{II.5c})$$

Observe que no problema (II.5), o custo unitário da unidade térmica 1, c_1 , não faz parte da função objetivo, que continua sendo a minimização do corte de carga. A solução deste problema também é bastante simples:

$$w_1 = \text{Max } \{0, d - \bar{g}_1\} \quad (\text{II.6})$$

Esta solução indica que a geração térmica é utilizada na máxima capacidade, a menos que exceda a demanda. O valor esperado de w_1 pode ser obtido de forma eficiente pela

convolução das distribuições de probabilidades das variáveis aleatórias d e \bar{g}_1 (maiores detalhes no Apêndice I).

3. Como a unidade térmica g_1 procura evitar o corte de carga s sempre que possível, seu valor esperado de geração é igual à diferença entre os valores esperados das variáveis aleatórias w_1 e w_0 :

$$\Delta_1 = E[w_0] - E[w_1] \quad (\text{II.7})$$

Logo, Δ_1 representa o valor esperado da geração da unidade térmica 1 no problema de avaliação da confiabilidade de geração (II.5).

O método proposto por Baleriaux baseia-se no fato de que Δ_1 também é o valor esperado da geração da unidade térmica 1 no problema original de despacho probabilístico de geração (II.1). A razão intuitiva é que a unidade térmica 1, por ser a de menor custo unitário, seria utilizada ao máximo no atendimento à demanda do problema (II.1), antes que unidades térmicas de custo unitário mais elevado fossem utilizadas.

4. As etapas 2 e 3 são repetidas para cada uma das unidades térmicas do sistema. O problema de confiabilidade de geração após a adição da j -ésima unidade térmica é descrito por:

$$w_j = \text{Min } s \quad (\text{II.8a})$$

sujeito a

$$s + \sum_{i=1}^j g_i \leq d \quad (\text{II.8b})$$

$$g_i \leq \bar{g}_i \quad i = 1, \dots, j \quad (\text{II.8c})$$

A solução do problema (II.8) é análoga à do problema (II.5):

$$w_j = \text{Max } \{0, d - \sum_{i=1}^j \bar{g}_i\} \quad (\text{II.9})$$

Assim como na expressão (II.6), o valor esperado de w_j , $E[w_j]$, é obtido analiticamente pela convolução da distribuição de probabilidades da demanda d e das j distribuições de probabilidades das capacidades de geração $\{\bar{g}_i, i = 1, \dots, j\}$. Observa-se que o valor

esperado de w_j pode ser obtido recursivamente a partir das convoluções feitas para w_{j-1} , adicionando-se a j -ésima usina térmica, o que reduz o esforço computacional.

Um raciocínio análogo ao da primeira unidade térmica mostra que a diferença entre $E[w_{j-1}]$ e $E[w_j]$ representa o valor esperado da geração da j -ésima unidade térmica no problema de despacho probabilístico de geração (II.1):

$$\Delta_j = E[w_{j-1}] - E[w_j] \quad (\text{II.10})$$

5. O valor esperado do custo total de geração no problema de despacho probabilístico de geração (II.1) é dado por:

$$E[z] = \sum_{i=1}^N c_i \Delta_i \quad (\text{II.11})$$

Em resumo, o método proposto por Baleriaux decompõe o problema de despacho probabilístico de geração (problema de programação linear estocástico) em N subproblemas de cálculo do valor esperado da energia não suprida, que podem ser facilmente resolvidos por métodos analíticos.

II.1.3 Interpretação Geométrica da Solução do Despacho Probabilístico de Geração

Geometricamente, o problema de despacho probabilístico de geração consiste em dispor as unidades térmicas, em ordem crescente de custo, ao longo da distribuição acumulada da carga e calcular a área correspondente (Figura II.4), levando-se em conta que cada unidade térmica está sujeita a falhas, Bloom e Charny [6], Manhire [7].

Isto pode ser calculado notando-se que o valor esperado de geração da unidade térmica 1 é:

$$\Delta_1 = (1 - \text{TIF}_1) \text{ (área sob a curva } F(c) \text{ entre os pontos } 0 \text{ e } \bar{g}_1) \quad (\text{II.12})$$

O valor esperado de geração da unidade térmica 2 é obtido de forma análoga, porém a função $F(c)$ deve ser modificada a fim de refletir os efeitos das saídas forçadas da unidade térmica 1. A Figura II.5 ilustra o problema.

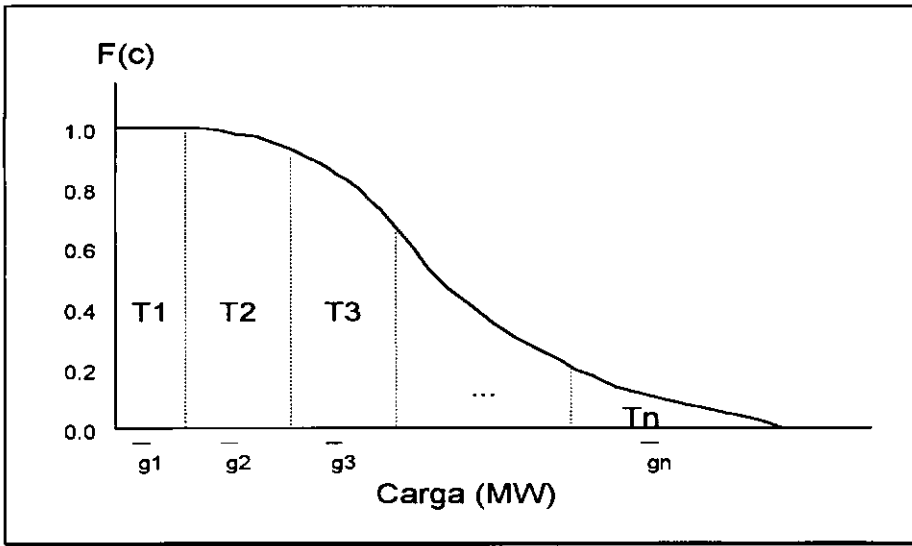


Figura II.4 - Alocação das Unidades Térmicas na Distribuição Acumulada da Carga do Sistema

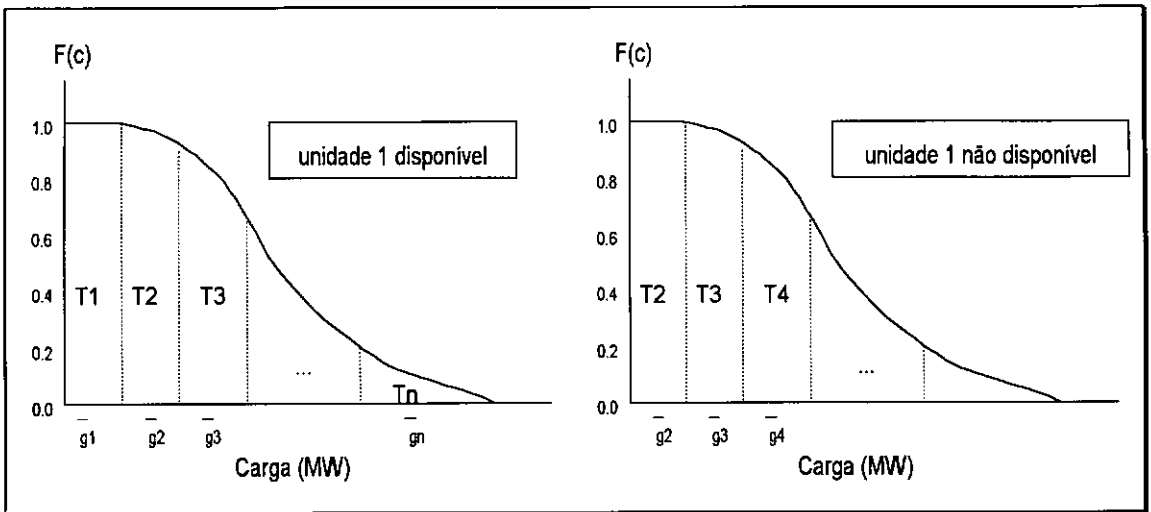


Figura II.5 - Cálculo de $E[g_2]$ Considerando-se que a Unidade 1 Pode Falhar

A curva de permanência de carga resultante é dada por:

$$F_1(c) = (1 - TIF_1) F(c) + TIF_1 F(c - \bar{g}_1) \quad (\bar{g}_1 \leq c \leq \bar{g}_1 + \bar{g}_2) \quad (II.13)$$

Logo, o valor esperado de geração da unidade térmica 2 é dado por:

$$\Delta_2 = (1 - TIF_2) (\text{área sob a curva } F_1(c) \text{ entre os pontos } \bar{g}_1 \text{ e } (\bar{g}_1 + \bar{g}_2)) \quad (II.14)$$

Para a j -ésima unidade térmica, temos:

$$\Delta_j = (1 - \text{TIF}_j) \text{ (área sob a curva } F_{j-1}(c) \text{ entre os pontos } \sum_{i=1}^{j-1} \bar{g}_i \text{ e } \sum_{i=1}^j \bar{g}_i) \quad (\text{II.15})$$

onde:

$$F_{j-1}(c) = (1 - \text{TIF}_{j-1}) F_{j-2}(c) + \text{TIF}_{j-1} F_{j-2}(c - \bar{g}_{j-1}) \left(\sum_{i=1}^{j-1} \bar{g}_i \leq c \leq \sum_{i=1}^j \bar{g}_i \right) \quad (\text{II.16})$$

II.2 DESPACHO PROBABILÍSTICO DE GERAÇÃO EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

II.2.1 Formulação do Problema

O objetivo do despacho de geração hidrotérmico é minimizar o custo de operação de um sistema composto de N unidades termoelétricas e uma usina hidroelétrica, ao longo do período de estudo:

$$z = \text{Mín} \quad \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N c_i g_{ti} \quad (\text{II.17a})$$

sujeito a

$$v_{t+1} = v_t + a_t - u_t \quad (\text{II.17b})$$

$$v_{t+1} \leq \bar{v} \quad (\text{II.17c})$$

$$u_t \leq \bar{u}_t \quad (\text{II.17d})$$

$$v_1 = \hat{v}_1 \quad (\text{II.17e})$$

$$g_{ti} \leq \bar{g}_{ti} \quad (\text{II.17f})$$

$$\rho u_t + \sum_{i=1}^N g_{ti} \geq d_t \quad (\text{II.17g})$$

$$i = 1, \dots, N \quad t = 1, \dots, T$$

onde:

t indexa os estágios

T número de estágios

c_i custo de geração da térmica i

g_{ti} geração da unidade térmica i no estágio t

\bar{g}_{ti} capacidade de geração da unidade térmica i (variável aleatória)

v_t volume armazenado na usina hidroelétrica no início do estágio t

- \bar{v} máxima capacidade de armazenamento da usina hidroelétrica
- a_t volume afluente durante o estágio t (variável aleatória)
- u_t volume turbinado durante o estágio t
- \bar{u}_t máxima capacidade de turbinamento da usina hidroelétrica (variável aleatória)
- ρ coeficiente de produtibilidade hidráulica
- ρu_t energia gerada pela usina hidroelétrica no estágio t
- d_t demanda de energia no estágio t (variável aleatória)
- \hat{v}_1 volume armazenado no início do primeiro estágio

As variáveis aleatórias deste problema são as cargas $\{d_t\}$, as afluências $\{a_t\}$, as capacidades de geração térmica $\{\bar{g}_{ti}\}$ e as capacidades das turbinas $\{\bar{u}_t\}$. Assume-se que estas variáveis são estatisticamente independentes em cada estágio.

A função objetivo do problema (II.17) é minimizar o custo total de geração térmica ao longo do período de estudo. A restrição (II.17b) representa o balanço hídrico no reservatório no estágio t . As restrições (II.17c) e (II.17d) representam limites máximos de armazenamento e turbinamento na usina hidroelétrica, respectivamente. O estado de armazenamento da usina hidroelétrica no início do período de estudo é descrito pela restrição (II.17e). As restrições (II.17f) representam o limite de geração em cada uma das unidades térmicas geradoras, e a restrição (II.17g) representa o atendimento à demanda do sistema no estágio t : a soma das gerações $\{g_i, i = 1, \dots, N\}$ mais a energia gerada pela usina hidroelétrica deve atender à demanda d_t .

Neste problema, a simulação da operação da usina hidroelétrica envolve dois pontos importantes:

1. a geração da usina hidroelétrica pode estar limitada porque não há água suficiente no reservatório;
2. a energia hidroelétrica armazenada no reservatório pode ser transferida de um estágio para o outro, ou seja, a cronologia da operação hidrotérmica deve ser levada em consideração.

O método de Baleriaux descrito anteriormente representa adequadamente limitações na capacidade das unidades geradoras do sistema devidas, por exemplo, à saídas forçadas. Entretanto, não representa limites na energia gerada ao longo do período de estudo, nem tampouco a característica cronológica da operação de usinas hidroelétricas.

II.2.2 Solução Analítica do Problema de Despacho de Geração em Sistemas com Limites de Energia

Será descrita a seguir uma extensão do método de Baleriaux capaz de representar unidades com limitações na energia a ser gerada (*ponto 1*). Esta representação é muito importante para sistemas em que a geração hidroelétrica é predominante, como no caso dos sistemas brasileiros, ou com restrições ambientais.

O problema de despacho de geração de um sistema hidrotérmico (II.17), interpretado como um problema de programação linear, onde deseja-se minimizar o custo de operação sob diversos cenários, resultantes de combinações de quebras de equipamentos, níveis de carga e vazões afluentes a usina hidroelétrica, tem a seguinte forma:

$$z = \text{Min} \quad \sum_{k=1}^S P(k) \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N c_i g_{ti}^k \quad (\text{II.18a})$$

sujeito a

$$v_{t+1}^k = v_t^k + a_t^k - u_t^k \quad (\text{II.18b})$$

$$v_{t+1}^k \leq \bar{v} \quad (\text{II.18c})$$

$$u_t^k \leq \bar{u}_t^k \quad (\text{II.18d})$$

$$\sum_{i=1}^N g_{ti}^k + \rho u_t^k \geq d_t^k \quad (\text{II.18e})$$

$$g_{ti}^k \leq \bar{g}_{ti}^k \quad (\text{II.18f})$$

$$t = 1, \dots, T \quad k = 1, \dots, S \quad i = 1, \dots, N$$

Uma das dificuldades de solução do problema de despacho de geração do sistema hidrotérmico (II.18), deve-se à dificuldade de representação das equações de balanço hídrico, responsáveis pelo caráter cronológico do problema. Para que o método de Baleriaux pudesse ser estendido a este problema foram realizadas algumas simplificações. A primeira delas foi desprezar as equações de balanço hídrico. Assim, o problema de despacho de geração hidrotérmico (II.18) pode ser reescrito da seguinte forma:

$$z = \text{Min} \quad \sum_{k=1}^S P(k) \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N c_i g_{ti}^k \quad (\text{II.19a})$$

sujeito a

$$\sum_{i=1}^N g_{ti}^k + h_t^k \geq d_t^k \quad (\text{II.19b})$$

$$g_{ti}^k \leq \bar{g}_{ti}^k \quad (\text{II.19c})$$

$$h_t^k \leq \bar{h}_t^k \quad (\text{II.19d})$$

$$t = 1, \dots, T$$

$$\sum_{t=1}^T h_t^k \leq E_h \quad (\text{II.19e})$$

$$i = 1, \dots, N \quad k = 1, \dots, S$$

onde

h_t^k geração da unidade hidroelétrica no cenário k durante o estágio t

\bar{h}_t^k capacidade de turbinamento da usina hidroelétrica no cenário k durante o estágio t

E_h limite na geração de energia hidroelétrica

A segunda simplificação assumida foi substituir as equações (II.19e), que indicam que a geração hidroelétrica em cada um dos cenários não deve ser exceder o limite de energia no cenário correspondente, representado por E_h , por uma única equação do tipo:

$$\sum_{k=1}^S P(k) \sum_{t=1}^T h_t^k \leq E_h \quad (\text{II.20})$$

Esta simplificação significa que o valor esperado da geração de energia hidroelétrica ao longo de todos os cenários não deve exceder o limite de energia representado por E_h . Com isso, é possível que em alguns cenários a geração hidroelétrica exceda a meta de energia e em outros cenários ela fique abaixo deste valor, porém o valor esperado desta geração respeita a meta de energia E_h .

O problema (II.19) é um problema de programação linear de grande porte, onde os S problemas de despacho de geração são independentes entre si, a menos da restrição de limite de energia. Essa restrição pode, então, ser retirada por relaxação Lagrangeana: um custo fictício de geração, λ (multiplicador de Lagrange associado à restrição de acoplamento dos cenários), é associado à usina hidroelétrica e a restrição (II.20) passa a ser representada na função objetivo ponderada pelo multiplicador de Lagrange, resultando no seguinte problema:

$$z = \text{Min} \quad \sum_{k=1}^S P(k) \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N c_i g_{ti}^k + \lambda \left(\sum_{k=1}^S P(k) \sum_{t=1}^T h_t^k - E_h \right) \quad (\text{II.21a})$$

sujeito a

$$\sum_{i=1}^N g_{ti}^k + h_t^k \geq d_t^k \quad (\text{II.21b})$$

$$g_{ti}^k \leq \bar{g}_{ti}^k \quad (\text{II.21c})$$

$$h_t^k \leq \bar{h}_t^k \quad (\text{II.21d})$$

$$t = 1, \dots, T \quad i = 1, \dots, N \quad k = 1, \dots, S$$

Isto significa que a usina hidroelétrica será tratada como uma unidade térmica de custo unitário fictício, dado por λ .

Com estas simplificações, o método proposto por Baleriaux foi estendido para obter-se a solução deste problema, Bloom e Charny [6], Manhire [7], Nordlund et alii. [8]. O algoritmo pode ser descrito nas seguintes etapas:

1. Resolva o problema (II.1) com a usina hidroelétrica na última posição da ordem de carregamento: $\{T_1, T_2, \dots, T_N, H\}$, como ilustrado na Figura II.6. Calcule o valor esperado da energia gerada pela usina hidroelétrica e pelas unidades térmicas e o valor esperado do custo de operação do sistema correspondente.

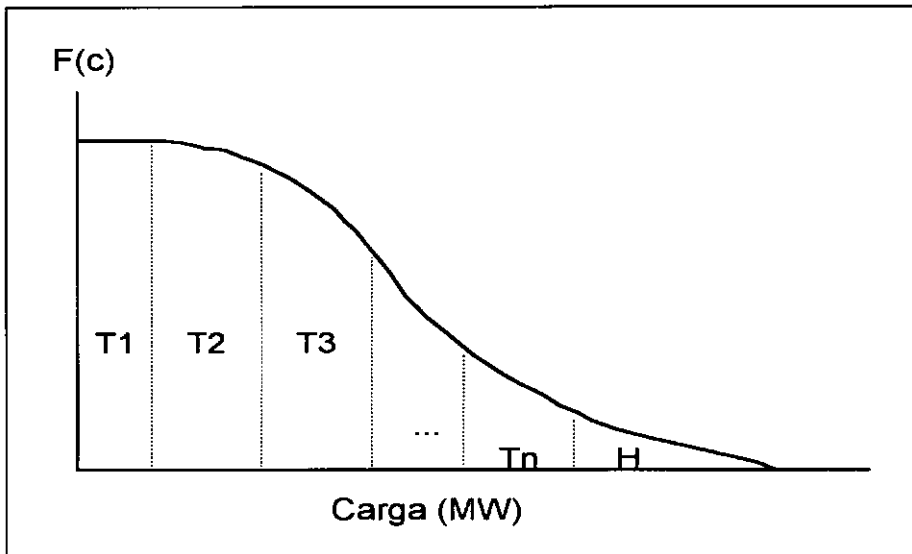


Figura II.6 - Usina Hidroelétrica na Última Posição da Ordem de Carregamento

2. Resolva o problema (II.1) com a usina hidroelétrica na primeira posição da ordem de carregamento: $\{H, T_1, T_2, \dots, T_N\}$, como ilustrado na Figura II.7. Calcule o valor esperado da energia gerada pela usina hidroelétrica e pelas unidades térmicas e o valor esperado do custo de operação do sistema correspondente.

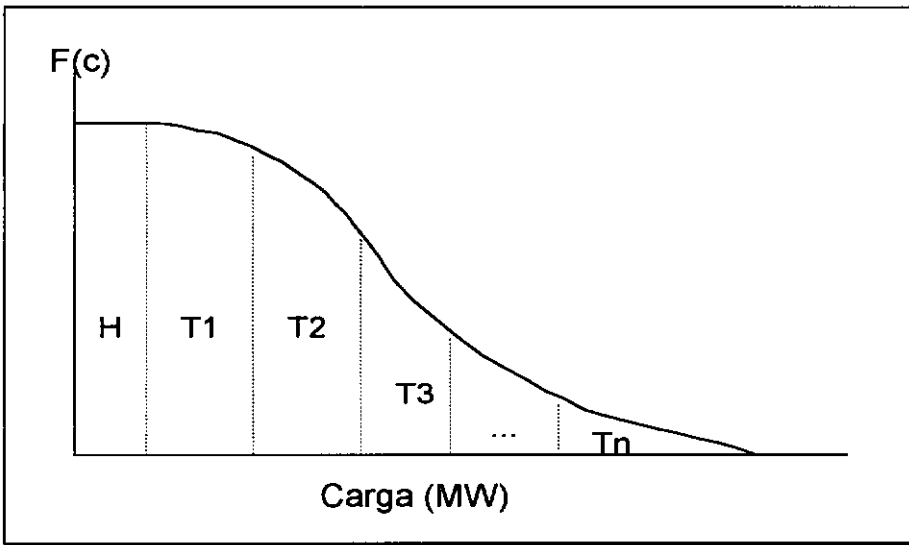


Figura II.7 - Usina Hidroelétrica na Primeira Posição da Ordem de Carregamento

3. Calcule o valor esperado de geração da usina hidroelétrica e o valor esperado do custo de operação do sistema associado a cada posição intermediária da usina hidroelétrica na ordem de carregamento: $\{T_1, \dots, T_j, H, T_{j+1}, \dots, T_N\}$.

Nesta etapa não é necessário resolver o problema (II.1) para cada diferente posição da usina hidroelétrica na ordem de carregamento, pois a solução pode ser obtida a partir dos resultados das etapas 1 e 2, Nordlund et alii. [8]. Por exemplo, quando a usina hidroelétrica assume a segunda posição na ordem de carregamento, $\{T_1, H, T_2, \dots, T_N\}$, o valor esperado da geração da unidade térmica 1, T_1 , resulta do problema da etapa (1), em que a usina hidroelétrica assumiu a última posição da ordem de carregamento. A razão é que o valor esperado de geração de uma unidade qualquer j não depende das unidades que estão depois dela na ordem de carregamento.

Por sua vez, o valor esperado de geração de cada uma das unidades remanescentes $\{T_2, T_3, \dots, T_N\}$ é obtido do problema da etapa (2). A razão é que o valor esperado de geração de uma unidade j não depende da ordem de carregamento das unidades anteriores.

O valor esperado de geração da unidade hidroelétrica é então calculado como a diferença entre o valor esperado da demanda e a parcela que representa o valor esperado do total de geração das unidades térmicas mais o valor esperado do corte de carga. A Figura II.8 ilustra o procedimento.

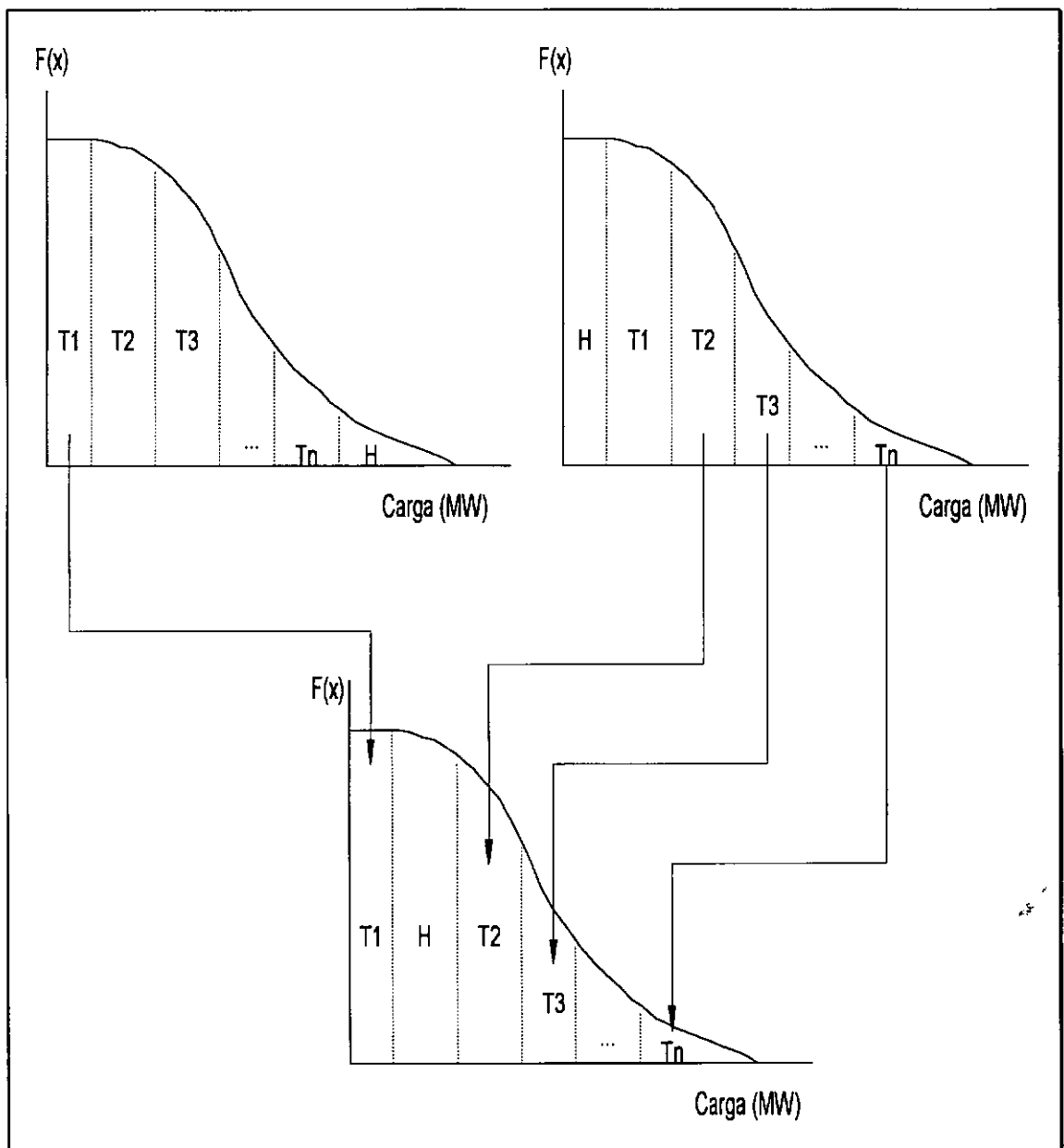


Figura II.8 - Cálculo dos Pontos Intermediários da Curva Custo de Operação do Sistema X Valor Esperado de Geração Hidroelétrica

4. Construa o gráfico Custo Esperado de Operação do Sistema versus Valor Esperado de Geração Hidroelétrica, como na Figura II.9. O valor obtido na etapa (1) corresponde à usina hidroelétrica na última posição da ordem de carregamento e conseqüentemente ao primeiro ponto desta curva (H_{N+1}). O valor obtido na etapa (2) corresponde à usina hidroelétrica na primeira posição da ordem de carregamento e conseqüentemente ao último ponto desta curva (H_1). Os valores intermediários são obtidos da etapa (3).

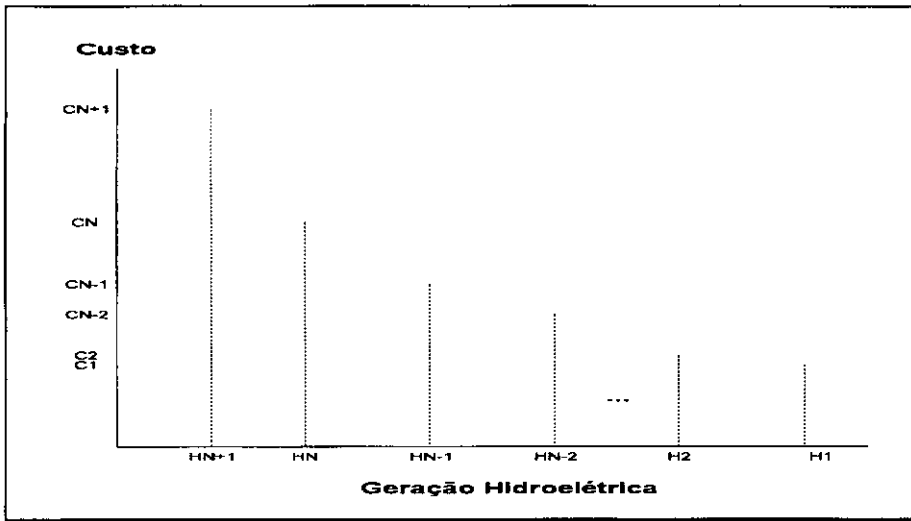


Figura II.9 - Custo Esperado de Operação do Sistema com a Usina Hidrelétrica em Posições Intermediárias na Ordem de Carregamento

Uma posição intermediária aos pontos gerados, por exemplo entre H_1 e H_2 , significa que a usina hidrelétrica está parte do tempo de análise sendo carregada na primeira posição da ordem de carregamento e no restante do tempo de análise está sendo carregada após a unidade térmica de menor custo unitário. O custo de operação associado a esta nova posição é obtido através de uma combinação linear entre os custos de operação associados a carregar a usina hidrelétrica na primeira posição da ordem de carregamento e a carregar a usina hidrelétrica na segunda posição da ordem de carregamento. Logo, os custos de operação associados a posições intermediárias aos pontos calculados anteriormente podem ser obtidos ligando-se os pontos existentes por segmentos lineares, como ilustrado na Figura II.10.

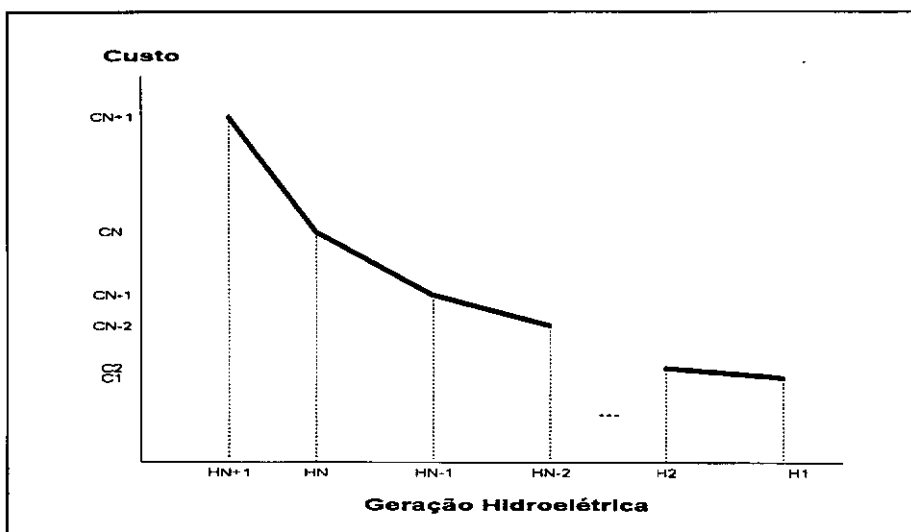


Figura II.10 - Custo Esperado de Operação do Sistema X Valor Esperado de Geração Hidroelétrica

A curva resultante permite determinar o valor esperado do custo de operação associado a uma meta de energia E_h , qualquer, levando-se em conta falhas nos equipamentos e variações na carga do sistema.

CAPÍTULO III

DESPACHO PROBABILÍSTICO DE GERAÇÃO CRONOLÓGICO

Analisando-se a extensão da metodologia de Baleriaux para sistemas de geração com presença de usinas hidroelétricas, apresentada no capítulo anterior, pode-se tecer algumas críticas:

1. O atendimento da meta de geração hidroelétrica por um valor esperado de geração ao longo de todos os cenários subestima os custos de operação do sistema, pois ao substituírmos a expressão II.19e pela expressão II.20 criamos uma versão relaxada do problema original II.19. Em outras palavras, no cálculo do valor esperado de geração podem estar incluídos cenários em que a geração hidroelétrica foi superior à sua meta (por exemplo no caso em que as unidades térmicas de menor custo unitário não estavam em operação porque estavam falhadas). Como o modelo de Baleriaux tradicional "pensa" que pode contar com mais energia hidroelétrica do que efetivamente dispõe, esta energia hidroelétrica substitui a geração de unidades térmicas de custo elevado. A geração hidroelétrica acima da disponibilidade em alguns cenários é compensada por uma geração hidroelétrica inferior à sua meta em outros cenários. Nestes cenários a geração hidroelétrica é substituída por unidades térmicas de baixo custo unitário de operação.
2. O algoritmo despreza a cronologia da operação de uma usina hidroelétrica, isto é, as equações de balanço hídrico e os limites de armazenamento. Isto significa que vertimentos devidos ao limite na capacidade de armazenamento do reservatório não são representados, e também, que a usina hidroelétrica pode turbinar um volume de água que só estará disponível em estágios futuros. Essa simplificação também subestima o valor esperado dos custos de operação do sistema. A Figura III.1 mostra duas séries temporais de aflúências, de médias de longo termo idênticas, que podem levar a operações distintas.

Na próxima seção será demonstrado que a metodologia de Baleriaux pode ser estendida para problemas de fluxos em redes, capazes de representar os aspectos cronológicos da operação de uma usina hidroelétrica, no cálculo do despacho de geração de sistemas hidrotérmicos.

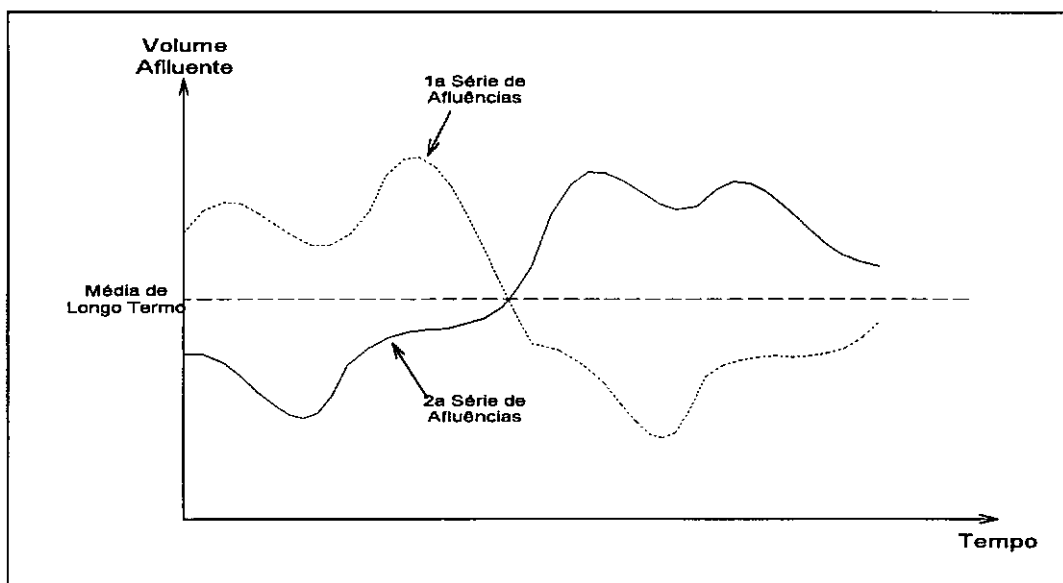


Figura III.1 - Séries Temporais de Aflúências

III.1 REPRESENTAÇÃO DO PROBLEMA COMO UM FLUXO DE CUSTO MÍNIMO EM UMA REDE

Na metodologia de Baleriaux, para cada cenário e unidade térmica adicionada ao sistema, otimiza-se um problema de despacho de geração, i.e., minimiza-se o corte de carga no sistema. A hipótese básica assumida neste procedimento é que a adição de uma unidade térmica de custo unitário mais elevado ao sistema não altera a geração das unidades térmicas já em operação em cada cenário.

Será demonstrado a seguir que problemas estocásticos que podem ser representados como uma determinada classe de *fluxo de custo mínimo em uma rede*, atendem a hipótese básica do algoritmo de Baleriaux.

Um problema de fluxo em redes é composto de um conjunto de *nós* e um conjunto de *arcos*, que interligam dois nós. Há dois tipos de restrições no problema de fluxos em redes:

- conservação de fluxo em cada nó
- limites na capacidade de transporte em cada arco

A Figura III.2 ilustra um grafo com três nós e três arcos.

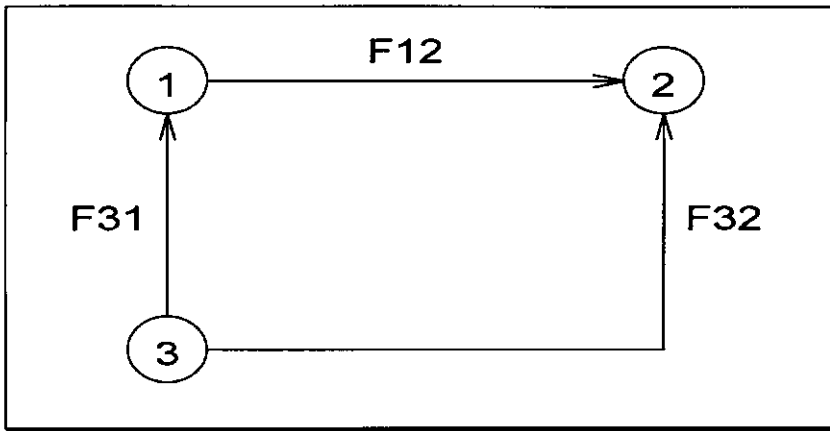


Figura III.2 - Modelo de Fluxo em Redes

Um problema de fluxo máximo em uma rede é um problema de fluxo em redes em que identificado um nó fonte e um nó sumidouro, o objetivo é maximizar o fluxo que passa do nó fonte ao nó sumidouro.

O método de "labeling", Ford e Fulkerson [10], é um algoritmo de solução para problemas de fluxo máximo em uma rede, baseado no teorema de fluxo máximo/corte mínimo: o fluxo máximo através do grafo tem valor igual ao corte de mínima capacidade.

Neste método, é escolhido, sequencialmente, um caminho do nó fonte (s) ao nó sumidouro (t), procurando-se então o maior fluxo que pode passar por este caminho. Em cada sequência, esta busca é realizada através de um processo de rotulação dos nós. Uma vez que um nó foi rotulado e saturado (nenhum acréscimo de fluxo do nó fonte para o nó sumidouro pode passar por ele), ele é ignorado até o fim do processo. Isto significa que pelo menos um arco do caminho atingiu seu limite de capacidade. Este arco comporá o corte de mínima capacidade. A escolha da sequência de caminhos é arbitrária. O processo termina quando não é mais possível rotular nós, e o nó sumidouro não está rotulado, ou seja, não é mais possível encontrar um caminho de (s) para (t).

Em um problema de fluxo de custo mínimo em que os únicos arcos que têm custo são aqueles que saem do nó fonte, o fluxo máximo que minimiza os custos é o que se obtém saturando os caminhos em ordem de custo.

Dessa forma, pode-se fazer uma associação entre a metodologia de Baleriaux e o método de "labeling". Cada problema de minimização do corte de carga na metodologia de Baleriaux é também um problema de maximização do atendimento a demanda, e sua solução corresponde à rotulação e saturação de um nó no método de "labeling". Por exemplo, na rotulação e saturação de um primeiro nó, a sequência de caminhos escolhida neste processo

envolve, dos arcos que saem do nó fonte, aquele que possui menor custo e corresponde portanto à primeira unidade térmica a ser carregada. A partir daí este nó será ignorado do processo, garantindo que a parcela da demanda que já foi atendida, e conseqüentemente gerada pela unidade térmica mais barata não sofrerá alteração quando da rotulação e saturação de um segundo nó no método de "labeling". Este processo vale para todas as unidades térmicas a serem carregadas.

Reproduzindo o problema de despacho de geração de um sistema composto por uma usina hidroelétrica e N unidades térmicas, (II.17):

$$z = \text{Min} \quad \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N c_i g_{ti} \quad (\text{III.1a})$$

sujeito a

$$v_{t+1} = v_t + a_t - u_t \quad (\text{III.1b})$$

$$v_{t+1} \leq \bar{v} \quad (\text{III.1c})$$

$$u_t \leq \bar{u}_t \quad (\text{III.1d})$$

$$v_1 = \hat{v}_1 \quad (\text{III.1e})$$

$$g_{ti} \leq \bar{g}_{ti} \quad (\text{III.1f})$$

$$\rho u_t + \sum_{i=1}^N g_{ti} \geq d_t \quad (\text{III.1g})$$

$$i = 1, \dots, N$$

Observa-se que este problema pode ser modelado por um *fluxo em redes*: os *nós* estão associados com as equações de balanço hídrico e atendimento da demanda, e os *arcos*, com o volume de armazenamento, vazão turbinada, geração térmica, e demanda atendida em cada estágio. A Figura III.3 ilustra o problema de despacho de geração hidrotérmico em três estágios, com uma unidade térmica e uma usina hidroelétrica de produtividade, ρ , igual a 1.

O problema de despacho de geração hidrotérmico pode, então, ser representado por um problema de fluxo de custo mínimo em que os únicos arcos que tem custo são os de geração térmica (e saem do nó fonte). Assim, pode-se aplicar o método de "labeling" saturando os caminhos em ordem de custo. O primeiro caminho a ser saturado é aquele que contém o arco de geração da unidade térmica de menor custo unitário.

sujeito a (III.3)

$$v_{t+1} = v_t + a_t - u_t$$

$$v_{t+1} \leq \bar{v}$$

$$u_t \leq \bar{u}$$

$$v_1 = \hat{v}_1$$

$$g_{t1} \leq \bar{g}_{t1}$$

$$\rho u_t + g_{t1} + s_t \geq d_t$$

O problema (III.3) é equivalente ao problema (III.2), pois o corte de carga s_t é exatamente a diferença entre a demanda em cada estágio e a demanda atendida.

Logo, podemos concluir que a metodologia de Baleriaux pode ser estendida para problemas de fluxo de custo mínimo, em que os únicos arcos que têm custo são aqueles que saem do nó fonte.

Na próxima seção será apresentado o algoritmo de Baleriaux estendido para problemas de despacho probabilístico de geração de sistemas hidrotérmicos.

III.2 SOLUÇÃO ANALÍTICA PROPOSTA AO PROBLEMA

No método de Baleriaux estendido, a geração hidráulica é adicionada em primeiro lugar na ordem de carregamento por não ter custo direto. O problema de avaliação da confiabilidade de geração quando apenas a usina hidroelétrica está disponível é descrito por, Maceira e Pereira [11] [12]:

$$w_h = \text{Min} \quad \sum_{t=1}^T s_t$$

sujeito a (III.4)

$$v_{t+1} = v_t + a_t - u_t$$
$$v_{t+1} \leq \bar{v}$$
$$u_t \leq \bar{u}$$
$$v_1 = \hat{v}_1$$
$$\rho u_t + s_t \geq d_t$$

A solução deste problema é o valor esperado do corte de carga, $E(s_t)$, em cada estágio t . O valor esperado da energia não suprida total é a soma dos valores esperados dos cortes de carga ao longo dos estágios:

$$E(w_h) = \sum_{t=1}^T E(s_t) \quad (\text{III.5})$$

De forma análoga ao despacho probabilístico de geração puramente térmico, a diferença entre $E(d)$ e $E(w_h)$ corresponde à geração média da usina hidroelétrica no problema de despacho hidrotérmico.

$$\Delta_h = E(d) - E(w_h) \quad (\text{III.6})$$

As próximas etapas do algoritmo referem-se à acrescentar ao problema de avaliação da confiabilidade de geração de um sistema hidrotérmico as unidades térmicas em ordem crescente de custo. Por exemplo, o problema de confiabilidade depois da adição da j -ésima unidade térmica de menor custo unitário, é formulado da seguinte forma:

$$w_j = \text{Min} \quad \sum_{t=1}^T s_t$$

sujeito a

$$v_{t+1} = v_t + a_t - u_t$$

$$v_{t+1} \leq \bar{v}$$

$$u_t \leq \bar{u}$$

$$v_1 = \hat{v}_1$$

$$g_{ti} \leq \bar{g}_{ti} \quad i = 1, \dots, j$$

$$\rho u_t + \sum_{i=1}^j g_{ti} + s_t \geq d_t$$

(III.7)

Após a adição de todas as unidades térmicas do sistema, pode-se calcular o custo médio de operação no problema hidrotérmico (III.1), de forma semelhante ao problema de despacho probabilístico de geração puramente térmico:

$$E(z) = \sum_{i=1}^N c_i \Delta_i \quad (\text{III.8})$$

O algoritmo de solução de cada um dos $(N+1)$ problemas do tipo (III.4) ou (III.7) é descrito nos seguintes passos:

1. Assumindo que as j unidades térmicas mais baratas tenham sido adicionadas, calcule a distribuição de probabilidades da *energia disponível*, Ψ_1 , no primeiro estágio:

$$\Psi_1 = \hat{v}_1 \rho + a_1 \rho + \text{Min}\{0, \sum_{i=1}^j \bar{g}_{1i} - d_1\} \quad (\text{III.9})$$

2. A distribuição de probabilidades de Ψ_1 pode ser obtida pela convolução das variáveis aleatórias em (III.9). Valores negativos indicam *corte de carga*. Valores positivos indicam *excesso de energia*, que pode ser transferida para o próximo estágio.

O valor esperado do corte de carga no primeiro estágio é dado por:

$$E(s_1) = -E(\Psi_1 | \Psi_1 < 0) P(\Psi_1 < 0) \quad (\text{III.10})$$

3. A energia disponível para o próximo estágio é dada por:

$$\bar{\Psi}_1 = \text{Min} [\bar{v} \rho, \text{Max} \{ 0, \Psi_1 \}] \quad (\text{III.11})$$

$\bar{\Psi}_1$ é obtida truncando-se Ψ_1 em zero, indicando que o reservatório está vazio, e não há energia disponível para o próximo estágio, e em $\bar{v} \rho$, indicando que o reservatório está cheio, e a energia em excesso está sendo vertida. A distribuição de probabilidades de $\bar{\Psi}_1$ é trivialmente derivada da distribuição de probabilidades de Ψ_1 .

4. Um procedimento análogo é aplicado sequencialmente a cada estágio:

(a) A energia disponível no estágio t é dada por:

$$\Psi_t = \bar{\Psi}_{t-1} + a_t \rho + \text{Min}\{0, \sum_{i=1}^j \bar{g}_{ti} - d_t\} \quad (\text{III.12})$$

(b) O valor esperado do corte de carga no estágio t é dada por:

$$E(s_t) = -E(\Psi_t | \Psi_t < 0) P(\Psi_t < 0) \quad (\text{III.13})$$

(c) A energia disponível a ser transferida para o próximo estágio é:

$$\bar{\Psi}_t = \text{Min} [\bar{v} \rho, \text{Max} \{ 0, \Psi_t \}] \quad (\text{III.14})$$

A Figura III.4 ilustra os passos (1) a (4) assumindo que apenas a unidade térmica de custo unitário mais baixo tenha sido adicionada ao sistema.

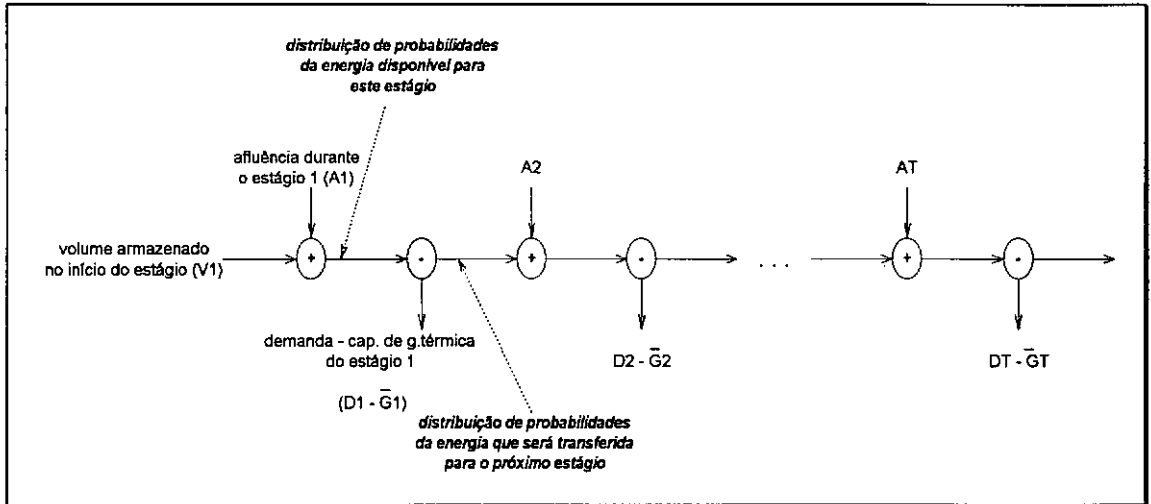


Figura III.4 - Cálculo do Valor Esperado da Energia Não Suprida após a Adição da Primeira Unidade Térmica

5. O valor esperado da energia não suprida total é a soma dos valores esperados dos cortes de carga ao longo de todos os estágios:

$$E(w_j) = \sum_{t=1}^T E(s_t) \quad (\text{III.15})$$

6. De forma análoga ao despacho probabilístico de geração puramente térmico, a diferença entre $E(w_j)$ e $E(w_{j-1})$ corresponde à geração média da j -ésima unidade no problema de despacho hidrotérmico:

$$\Delta_j = E(w_{j-1}) - E(w_j) \quad (\text{III.16})$$

Podemos concluir que a metodologia de Baleriaux estendida para representar os aspectos cronológicos da operação de usinas hidroelétricas transforma o problema de otimização hidrotérmica estocástico em $T \times (N+1)$ problemas de convoluções de variáveis aleatórias.

III.3 REPRESENTAÇÃO DE METAS DE ARMAZENAMENTO NO FINAL DO PERÍODO DE ESTUDO

O algoritmo de Baleriaux estendido permite a representação de metas de armazenamento no final do período de estudo. Deve-se acrescentar um estágio adicional ao problema com uma demanda fictícia igual ao volume meta. Essa demanda fictícia pode ser suprida ou pelo volume remanescente na usina hidroelétrica no último estágio, ou por uma unidade térmica também fictícia com custo unitário de operação de mais alto valor. A Figura III.5 ilustra a solução do problema.

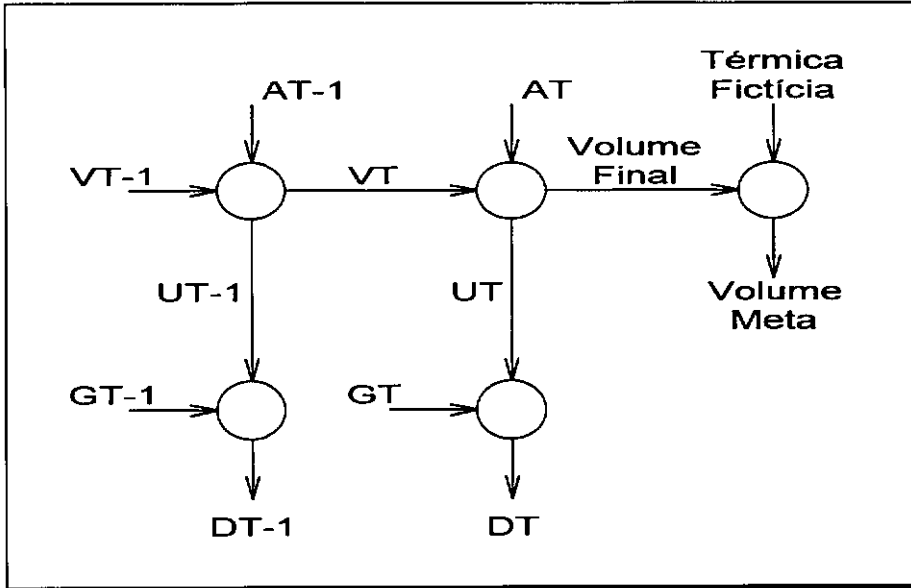


Figura III.5 - Representação de Metas de Armazenamento

Um procedimento similar pode ser usado para representar funções de custo futuro no final do período de estudo. Por exemplo, seja a função de custo futuro associada ao último estágio do período de estudo, representada por uma função linear por partes, conforme ilustrado na Figura III.6.

Neste caso, deve-se acrescentar ao problema três estágios adicionais no final do período de estudo. Cada estágio adicional representa uma parte da função de custo futuro. O custo unitário da unidade térmica fictícia associada ao estágio também fictício, é dado pela derivada do custo futuro de operação correspondente em relação a uma variação da energia armazenada. A Figura III.7 ilustra a solução do problema.

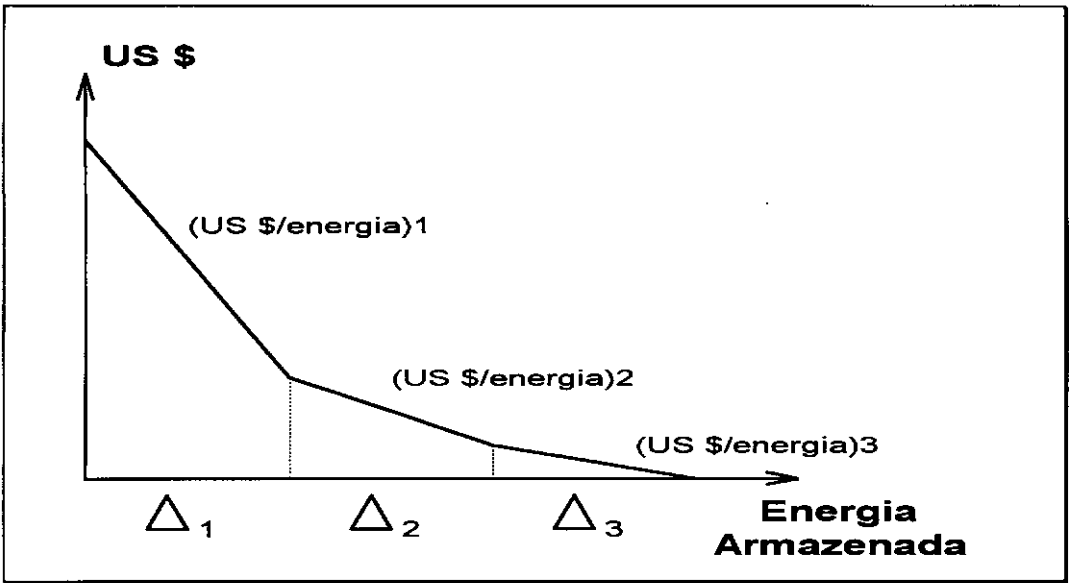


Figura III.6 - Função de Custo Futuro em Três Patamares

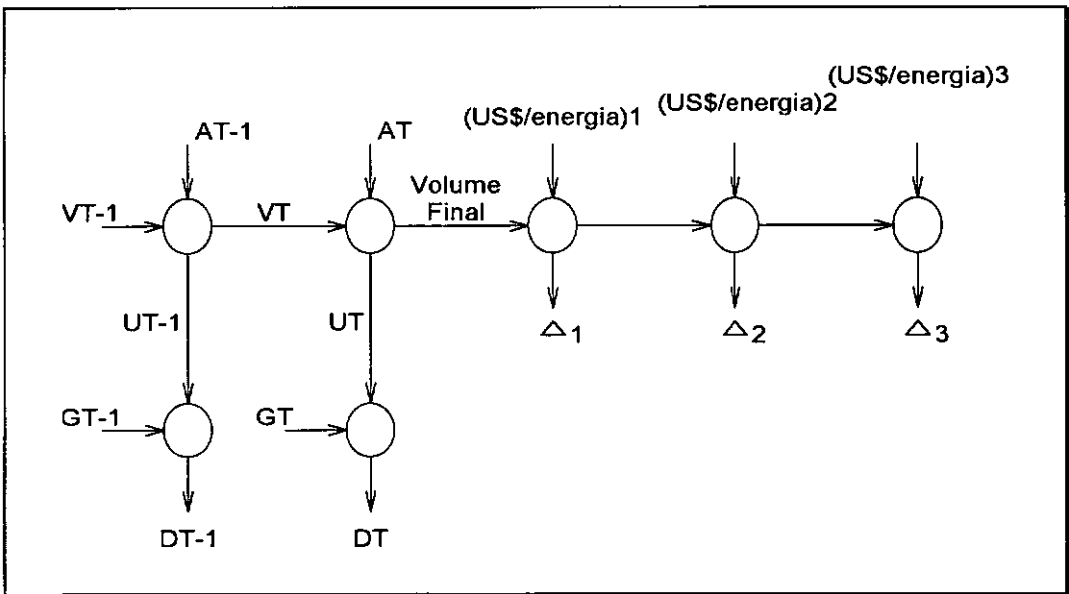


Figura III.7 - Representação de Função de Custo Futuro

III.4 CÁLCULO DE CUSTOS MARGINAIS

A metodologia de Baleriaux estendida proposta pode também produzir informações sobre *custos marginais*, isto é, a variação do custo esperado de operação do sistema em relação a variações incrementais na capacidade de geração e nível de carga. Esta informação é útil para tomada de decisões, e pode, por exemplo, ser empregada como parte de um procedimento automático nos estudos de planejamento da expansão de sistemas de potência, Gorenstin et alii [13], baseados na técnica de decomposição de Benders, Benders [14]. Nestes modelos, informações sobre as consequências de um plano de investimento no valor esperado do custo de operação são dadas pelos custos marginais.

Para cada cenário, o problema (III.1) corresponde a um problema de programação linear e, portanto, as variações do custo de operação do sistema em relação a variações incrementais no nível de carga, na capacidade de geração e na capacidade de armazenamento são as variáveis duais associadas às restrições do problema. O custo marginal de demanda é a variável dual associada à restrição de atendimento a demanda (III.1g). Os custos marginais de capacidade de geração térmica são as variáveis duais associadas às restrições de limite de capacidade térmica (III.1f). Os custos marginais de capacidade de armazenamento e turbinamento na usina hidroelétrica são as variáveis duais associadas às restrições de limite de capacidade de armazenamento (III.1c) e turbinamento (III.1d) respectivamente.

A seguir será derivado o cálculo dos custos marginais de operação na metodologia proposta.

III.4.1 Custo Marginal de Demanda

O custo *total* de operação do sistema hidrotérmico no problema (III.1) é dado por:

$$E(z) = \sum_{i=1}^N c_i \Delta_i + c_d E(w_N) \quad (\text{III.17})$$

onde c_d é o custo da energia não suprida.

Substituindo a equação (III.16) na equação (III.17), obtém-se:

$$E(z) = c_1 (E(w_h) - E(w_1)) + \sum_{i=2}^N c_i (E(w_{i-1}) - E(w_i)) + c_d E(w_N) \quad (\text{III.18})$$

Rearrmando os termos da equação acima, produz-se:

$$E(z) = c_1 E(w_h) + \sum_{i=2}^N (c_i - c_{i-1}) E(w_{i-1}) + (c_d - c_N) E(w_N) \quad (\text{III.19})$$

Derivando-se a expressão (III.19) em relação à demanda d em um estágio t qualquer do período de estudo, obtém-se a variação do valor esperado do custo de operação se houver um aumento de uma unidade da demanda d no estágio t , isto é, obtém-se o custo marginal da demanda no estágio t :

$$\pi_d(t) = \frac{\partial E(z)}{\partial d(t)} = c_1 R_h(t) + \sum_{i=2}^N (c_i - c_{i-1}) R_{i-1}(t) + (c_d - c_N) R_N(t) \quad (\text{III.20})$$

onde $R_h(t)$ e $R_i(t)$ são os riscos de déficit em um estágio qualquer, a partir do estágio t , depois da adição da usina hidroelétrica e da i -ésima unidade térmica respectivamente.

O risco de deficit em um estágio qualquer corresponde à probabilidade de se ter uma disponibilidade de energia negativa neste estágio. No cálculo do índice $R_i(t)$ ($i = h, 1, \dots, N$), é necessário analisar a distribuição de probabilidades da energia disponível em cada estágio a partir do estágio t até o final do período de estudo.

Parcelas desta distribuição que representam energia disponível negativa (deficit) em um estágio qualquer (a partir do estágio t), após contribuir para o risco de deficit associado no cálculo de $R_i(t)$, não são transferidas para o próximo estágio no cálculo da convolução, a fim de evitar dupla contagem.

Parcelas desta distribuição que representam vertimentos em algum estágio futuro (a partir do estágio t), também não são transferidas para o próximo estágio. Isto se deve ao fato de que caso a demanda seja acrescida de uma unidade no estágio t , o volume vertido no futuro diminuirá de uma unidade, mas não implicará em deficit de energia.

Note também, que a nova função não é mais uma distribuição de probabilidades pois a soma das suas parcelas pode não resultar na unidade. A Figura III.8 ilustra o procedimento de cálculo.

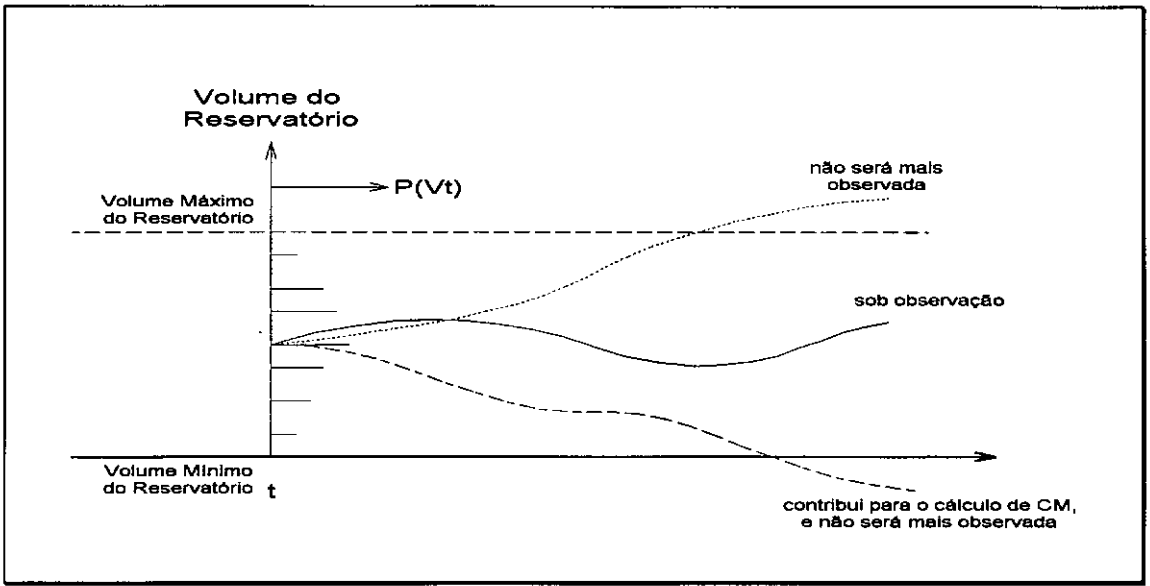


Figura III.8 - Possíveis Trajetórias da Energia Disponível a Partir do Estágio t

III.4.2 Custo Marginal de Capacidade de Geração Térmica

Através de um raciocínio semelhante, pode-se calcular os custos marginais das capacidades de geração térmica. Observa-se que o acréscimo de uma unidade à capacidade de geração da unidade térmica de custo unitário mais elevado só afetará a operação da última simulação, ou seja, após a adição desta unidade térmica ao sistema. Logo, derivando-se a expressão (III.19) em relação à capacidade de geração da N -ésima unidade térmica em um estágio t qualquer do período de estudo, temos:

$$\pi_{\bar{g}_N}(t) = \frac{\partial E(z)}{\partial \bar{g}_N(t)} = -(c_d - c_N) R_N(t)$$

Da mesma forma, o acréscimo de uma unidade à capacidade de geração da unidade térmica de penúltimo custo unitário mais elevado afetará a operação das duas últimas simulações, ou seja, após a adição da penúltima unidade térmica ao sistema. Derivando-se a expressão (III.19) em relação à capacidade de geração da $(N-1)$ -ésima unidade térmica em um estágio t qualquer do período de estudo, leva a:

$$\pi_{\bar{g}_{N-1}}(t) = \frac{\partial E(z)}{\partial \bar{g}_{N-1}(t)} = -(c_N - c_{N-1}) R_{N-1}(t) - (c_d - c_N) R_N(t)$$

Em uma forma geral, derivando-se a expressão (III.19) em relação a capacidade de geração da j -ésima unidade térmica em um estágio t qualquer do período de estudo, obtem-se:

$$\pi_{\bar{g}_j}(t) = \frac{\partial E(z)}{\partial \bar{g}_j(t)} = - \sum_{i=j+1}^N (c_i - c_{i-1}) R_{i-1}(t) - (c_d - c_N) R_N(t) \quad j = 1, \dots, N \quad (\text{III.21})$$

No cálculo dos custos marginais de capacidade de geração térmica, o risco de deficit em um estágio qualquer a partir do estágio t corresponde, também, à probabilidade de ter uma disponibilidade de energia negativa no estágio. Dessa forma, valem as considerações construídas para o caso de custo marginal da demanda.

III.4.3 Custos Marginais de Capacidade de Armazenamento e Turbinamento de uma Usina Hidroelétrica

É interessante, também, obter informações sobre custos marginais associados à usina hidroelétrica, como por exemplo, custo marginal da capacidade de turbinamento, π_T , e custo marginal da capacidade de armazenamento, π_V , em qualquer instante t do período de estudo.

O custo marginal da capacidade de armazenamento da usina hidroelétrica no estágio t representa a variação do valor esperado do custo de operação em relação ao acréscimo de uma unidade na capacidade de armazenamento no estágio t . Derivando-se a expressão (III.19) em relação a esta variável em um estágio t qualquer do período de estudo, obtém-se:

$$\pi_V(t) = \frac{\partial E(z)}{\partial V(t)} = - c_1 R_h^V(t) - \sum_{i=2}^N (c_i - c_{i-1}) R_{i-1}^V(t) - (c_d - c_N) R_N^V(t) \quad (\text{III.22})$$

Na expressão acima, $R_h^V(t)$ e $R_i^V(t)$ se referem aos riscos de déficit em um estágio qualquer, a partir do estágio t , depois da adição da usina hidroelétrica e da i -ésima unidade térmica respectivamente. Porém, neste caso, esses índices provêm apenas da parcela da distribuição de probabilidades da energia disponível que excedeu o volume máximo da usina hidroelétrica. As probabilidades desta parcela serão usadas para formar uma nova função associada ao estado capacidade de armazenamento máximo. A Figura III.9 ilustra o procedimento.

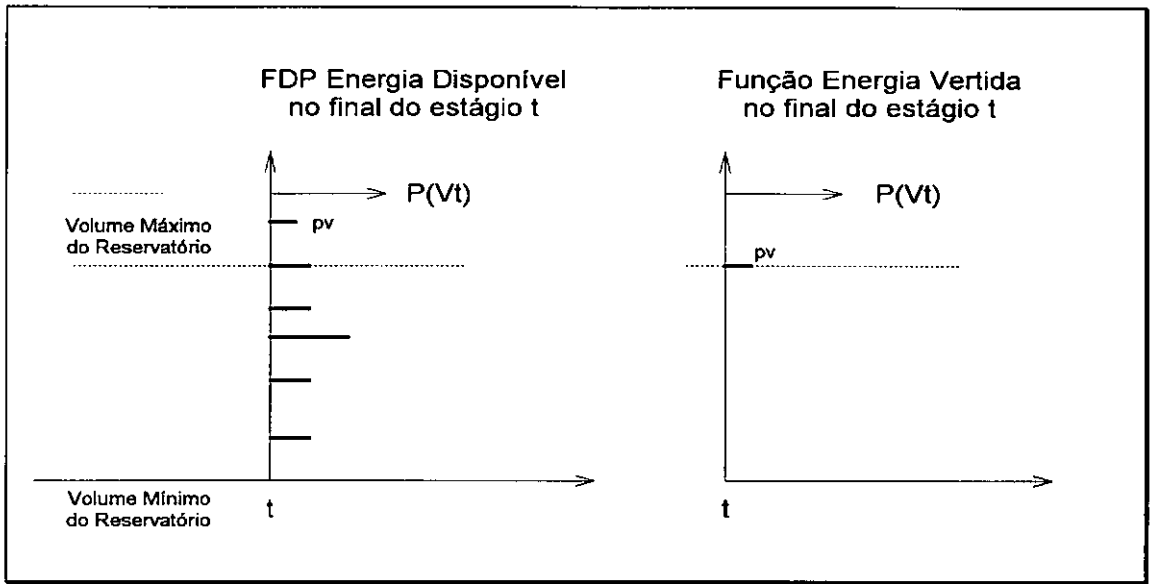


Figura III.9 - Probabilidade de Vertimento na Usina Hidroelétrica no Final do Estágio t

Esta nova função é então analisada ao longo dos estágios futuros para cálculo do índice risco de déficit. Valem aqui as mesmas considerações do cálculo do risco de deficit no custo marginal de demanda. A Figura III.10 ilustra o cálculo.

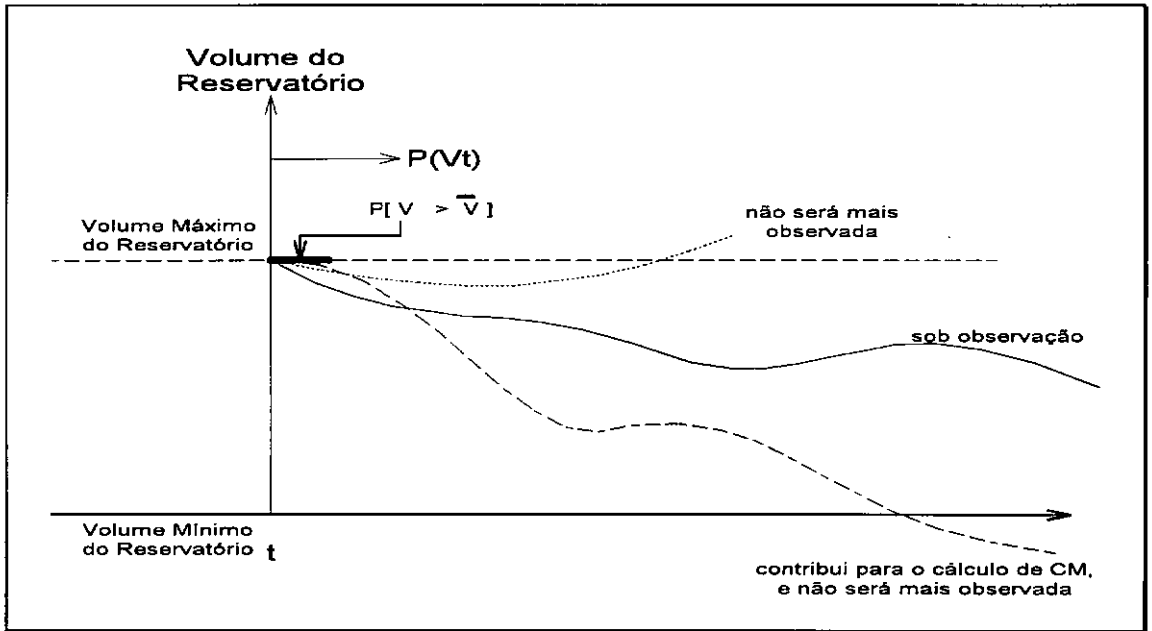


Figura III.10 - Possíveis Trajetórias de Energia Disponível Vertida pela Usina Hidroelétrica

Assim temos que o índice $R_1^V(t)$, obtido na simulação após a adição da i -ésima unidade térmica ou após a adição da usina hidroelétrica ($i = h$), é calculado da seguinte forma:

$$R_i^V(t) = P[V > \bar{V}] P[\text{deficit, a partir da função "energia vertida no estágio } t"] \quad (\text{III.23})$$

O custo marginal da capacidade de turbinamento da usina hidroelétrica no estágio t , representa a variação do valor esperado do custo de operação em relação ao acréscimo de uma unidade na capacidade de turbinamento no estágio t .

Em especial, este custo marginal pode ser obtido em função do custo marginal da demanda. Basta notar que haverá uma variação positiva do custo esperado de operação quando no instante t houver a possibilidade de um valor de carga maior que a capacidade de turbinamento concomitantemente com uma disponibilidade de energia também superior a este valor (com probabilidade $T(t)$) e este evento não resultar em um deficit de energia futuro [com probabilidade $(1 - R_i(t))$, $i = h, 1, \dots, N$].

Assim, o custo marginal da capacidade de turbinamento de uma usina hidroelétrica é dado por:

$$\pi_T(t) = \frac{\partial E(z)}{\partial T(t)} = -c_1 (1 - R_h(t)) T_h(t) - \sum_{i=2}^N (c_i - c_{i-1}) (1 - R_{i-1}(t)) T_{i-1}(t) - (c_d - c_N) (1 - R_N(t)) T_N(t) \quad (\text{III.24})$$

CAPÍTULO IV

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

No estudo de caso que será apresentado a seguir serão avaliados os valores esperados de geração da usina hidroelétrica e das unidades térmicas que compõem o sistema, e o correspondente valor esperado do custo de operação, ao longo de um ano de período de estudo com discretização mensal. Essas estatísticas serão estimadas pela metodologia de Baleriaux estendida proposta e pela metodologia de Baleriaux existente.

De posse dos resultados, pode-se estimar o efeito da não representação dos limites de armazenamento na usina hidroelétrica, assim como o efeito do atendimento da meta de geração hidroelétrica em termos de valor esperado.

Será ilustrado também o cálculo do valor esperado dos custos marginais de capacidade de armazenamento e turbinamento da usina hidroelétrica e de capacidade de geração das unidades térmicas.

A eficiência computacional da metodologia proposta será verificada através da resolução do problema pelo método de simulação Monte-Carlo.

IV.1 DESCRIÇÃO SISTEMA HIDROTÉRMICO TESTE

A aplicação da metodologia será ilustrada através de um sistema de geração de energia elétrica do Equador, composto por uma usina hidroelétrica com 600,00 MW de potência instalada e por quinze unidades térmicas totalizando 584,00 MW de potência instalada. A Figura IV.1 ilustra o sistema e suas interrelações em um mês t qualquer do período de estudo.

A usina hidroelétrica fica caracterizada pela capacidade de armazenamento, coeficiente de produção hidráulica e capacidade de turbinamento, cujos valores estão enumerados na Tabela IV.1.

A sequência de vazões afluentes à usina hidroelétrica está listada na Tabela IV.2.

A Tabela IV.3 apresenta os dados das unidades térmicas: número da usina, capacidade instalada, probabilidade de falha e custo unitário de operação.

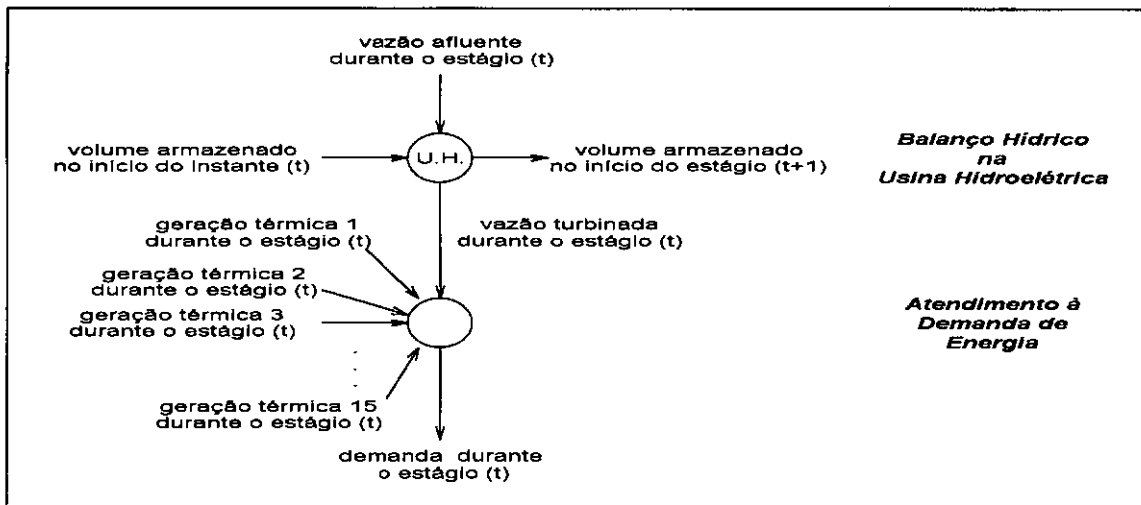


Figura IV.1 - Componentes do Sistema Teste

Tabela IV.1 - Dados da Usina Hidroelétrica

Características	Valor
volume máximo	100,00 Hm ³
coeficiente de produção hidráulica	5,00 MW/m ³ /s
vazão máxima turbinável	120,00 m ³ /s

Tabela IV.2 - Vazões Mensais Afluentes à Usina Hidroelétrica

Mês	Vazão (m³/s)
1	65,00
2	73,00
3	188,00
4	97,00
5	151,00
6	146,00
7	121,00
8	141,00
9	109,00
10	169,00
11	68,00
12	65,00

Tabela IV.3 - Dados das Usinas Térmicas

Unidade Térmica	Capacidade de Geração (MW)	Taxa de Indisponibilidade Forçada	Custo de Operação (US\$/MWh)
1	60,00	0,10	5,00
2	10,00	0,09	5,00
3	4,00	0,08	5,00
4	10,00	0,07	5,00
5	10,00	0,06	5,00
6	15,00	0,05	5,00
7	32,00	0,04	5,00
8	130,00	0,10	24,50
9	125,00	0,09	24,50
10	60,00	0,08	24,50
11	11,00	0,10	27,60
12	12,00	0,09	27,60
13	24,00	0,10	28,70
14	30,00	0,10	32,00
15	51,00	0,10	41,20

Cada etapa de convolução do método de Baleriaux pode ser aplicada a cada unidade térmica separadamente ou a um grupo de unidades térmicas de mesmo custo unitário de operação. Sendo assim, as unidades térmicas foram agregadas em seis classes de custo, apresentadas na Tabela IV.4.

Tabela IV.4 - Classes de Custo Térmico

Classe	Custo de Operação (US\$/MWh)	Capacidade Instalada (MW)
1	5,00	141,00
2	24,50	315,00
3	27,60	23,00
4	28,70	24,00
5	32,00	30,00
6	41,20	51,00

A distribuição de probabilidades da capacidade de geração de cada unidade térmica foi assumida como sendo a distribuição de Bernoulli. Dessa forma, a capacidade de geração de uma unidade térmica pode assumir um de dois valores: 0 , se a unidade estiver falhada com probabilidade igual à taxa de indisponibilidade forçada (TIF); ou \bar{g}_n , indicando que a unidade térmica pode operar até a sua capacidade máxima, com probabilidade igual a $(1 - \text{TIF})$. A distribuição de probabilidades da capacidade de geração de cada classe térmica foi, então, calculada por convolução discreta das distribuições de probabilidade das unidades térmicas que compõem a classe térmica.

A demanda de energia em cada mês do período de estudo foi representada por três níveis de carga cronológicos de mesma duração, ilustrados na Tabela IV.5. Dessa forma, pode-se considerar que o período de estudo é composto por 36 estágios, cada um associado a um nível de carga.

Tabela IV.5 - Curva de Carga

Mês	Nível # 1 (MW)	Nível # 2 (MW)	Nível # 3 (MW)
1	592,00	830,00	901,00
2	592,00	826,00	897,00
3	592,00	830,00	901,00
4	605,00	842,00	917,00
5	605,00	847,00	917,00
6	600,00	838,00	913,00
7	592,00	830,00	905,00
8	588,00	821,00	892,00
9	592,00	826,00	897,00
10	609,00	851,00	926,00
11	617,00	863,00	938,00
12	638,00	892,00	972,00

O custo associado ao não atendimento da demanda de energia foi 1000,00 US\$/MWh.

As distribuições de probabilidade foram padronizadas com um passo de 10,00 MWhês.

IV.2 CÁLCULO DO VALOR ESPERADO DO CUSTO DE OPERAÇÃO PELO MÉTODO DE BALERIAUX ESTENDIDO PROPOSTO

O método de Baleriaux estendido proposto aplicado a este estudo de caso é composto de sete iterações. Na primeira iteração a demanda de energia do sistema em cada estágio do período de estudo é atendida apenas pela geração hidroelétrica. Em cada estágio, a distribuição de probabilidades da energia disponível na usina hidroelétrica (volume remanescente do estágio anterior mais a vazão afluyente durante o estágio) é convoluída com a distribuição de probabilidades da demanda de energia. Da distribuição resultante calcula-se o valor esperado da energia não suprida no estágio, e também a distribuição de probabilidades da energia disponível no reservatório que será transferida para o próximo estágio. O valor esperado da energia não suprida ao longo de todo o período de estudo é dado pela soma dos valores esperados das energias não supridas em cada estágio. O valor esperado do total de demanda de energia subtraído deste valor resulta no valor esperado de geração da usina hidroelétrica ao longo do período de estudo. A Figura IV.2 exemplifica o procedimento.

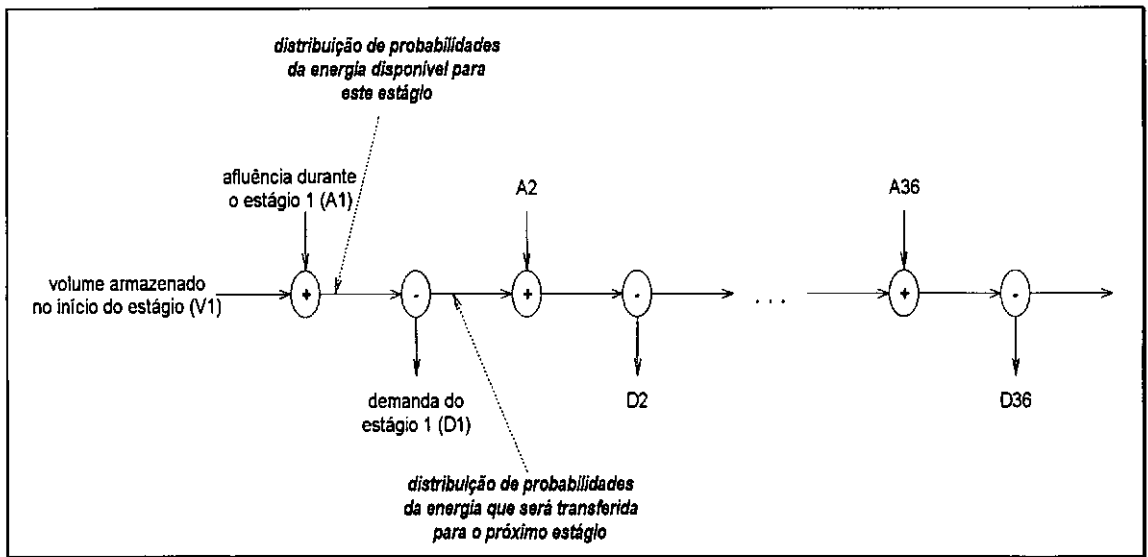


Figura IV.2 - Cálculo do Valor Esperado da Energia Não Suprida com apenas a Usina Hidroelétrica Disponível

Na segunda iteração a classe térmica de menor custo unitário é adicionada ao sistema, podendo a demanda de energia em cada estágio ser atendida pela geração hidroelétrica e pela única geração térmica disponível. Inicialmente, em cada estágio, da demanda de energia é subtraída a disponibilidade térmica (convolução das distribuições de probabilidade da demanda de energia e capacidade de geração térmica). A seguir, a distribuição de probabilidades da demanda remanescente é convoluída com a distribuição de probabilidades da energia disponível na usina hidroelétrica. Analogamente à primeira iteração, da

distribuição resultante calcula-se o valor esperado da energia não suprida no estágio, e também a distribuição de probabilidades da energia disponível no reservatório que será transferida para o próximo estágio. O valor esperado do total de energia não suprida é dado pela soma dos valores esperados de energia não suprida em cada estágio. A Figura IV.3 ilustra o procedimento.

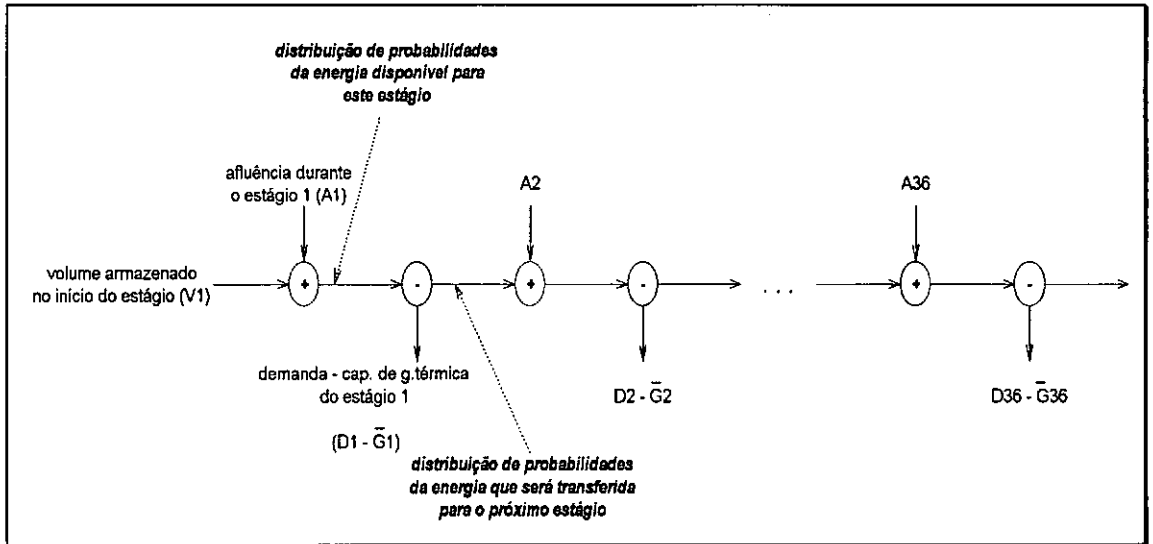


Figura IV.3 - Cálculo do Valor Esperado da Energia Não Suprida após a Adição da Primeira Unidade Térmica

O valor esperado de geração da classe térmica de custo unitário mais baixo é dado pela diferença entre o valor esperado do total de energia não suprida calculado nesta etapa e o correspondente calculado na etapa anterior. O custo esperado de operação é obtido pelo produto do custo do combustível pela geração esperada.

Na iteração três estão disponíveis, além da usina hidroelétrica, a primeira e a segunda classe térmica (em ordem crescente de custo unitário de operação). O valor esperado de geração da segunda classe térmica e o correspondente valor esperado do custo de operação é obtido a partir de procedimento análogo ao da primeira classe térmica. Convém ressaltar que, nesta nova etapa, a distribuição de probabilidades da capacidade de geração da segunda classe térmica é convoluída com a distribuição de probabilidades da demanda reduzida obtida na etapa anterior (demanda - capacidade de geração da primeira classe térmica).

Repetindo-se este procedimento para cada uma das classes térmicas restantes, em ordem crescente de custo, obtém-se o valor esperado de geração ao longo do período de estudo para cada uma delas e o correspondente valor esperado do custo de operação. A Tabela IV.6 apresenta os resultados obtidos.

O valor esperado do custo total de operação foi US\$ 36,50 milhões.

Tabela IV.6 - Resultados da Metodologia de Baleriaux Estendida

Iteração #	Unidade Geradora	Valor Esperado do Corte de Energia (GWh)	Valor Esperado de Geração (GWh)	Valor Esperado do Custo de Operação (10 ⁶ US\$)
-	-	6884,87	-	-
1	H	2192,43	4692,44	0,0
2	CT1	1299,01	893,42	4,5
3	CT2	22,77	1276,24	31,3
4	CT3	11,27	11,50	0,3
5	CT4	5,45	5,82	0,2
6	CT5	2,57	2,88	0,1
7	CT6	0,75	1,82	0,1

IV.3 CÁLCULO DO VALOR ESPERADO DO CUSTO DE OPERAÇÃO PELO MÉTODO DE BALERIAUX EXISTENTE

Como este método não leva em consideração a cronologia da operação de uma usina hidroelétrica, é válido representar as curvas de carga mensais por uma única curva de carga representativa do período de estudo. A Tabela IV.7 enumera os valores obtidos.

Integrando-se a curva de carga resultante, obtemos para o valor esperado da demanda de energia o valor 573,74 GWh.

Na primeira iteração da metodologia, colocou-se a usina hidroelétrica na primeira posição na ordem de carregamento. O valor esperado de geração de cada unidade do sistema resultante desta simulação e o correspondente valor esperado do custo de operação foram calculados segundo as equações II.3 a II.11 e estão listados na Tabela IV.8.

O valor esperado da demanda de energia não atendida foi 0,06 GWh e o custo total de operação foi US\$ 2,09 milhões. Ao longo do período de estudo o custo esperado de operação atingiu US\$ 25,06 milhões e a geração esperada da usina hidroelétrica foi 5242,67 GWh.

Tabela IV.7 - Curva de Carga Representativa do Sistema

Nível	Carga (MW)	P[Carga ≥ Carga]	Nível	Carga (MW)	P[Carga ≥ Carga]
1	588,00	1,0000	13	847,00	0,4444
2	592,00	0,9722	14	851,00	0,4167
3	600,00	0,8333	15	863,00	0,3889
4	605,00	0,8056	16	892,00	0,3611
5	609,00	0,7500	17	897,00	0,3056
6	617,00	0,7222	18	901,00	0,2500
7	638,00	0,6944	19	905,00	0,1944
8	821,00	0,6667	20	913,00	0,1667
9	826,00	0,6389	21	917,00	0,1389
10	830,00	0,5833	22	926,00	0,0833
11	838,00	0,5000	23	938,00	0,0556
12	842,00	0,4722	24	972,00	0,0278

Tabela IV.8 - Resultados da Simulação com a Usina Hidroelétrica na 1º Posição da Ordem de Carregamento

Classe Geradora	E [Geração] (GWh)	E [Custo de Geração] (10 ⁴ US\$)
u. hidroelétrica	436,89	0,00
1	65,04	32,52
2	70,76	173,37
3	0,39	1,08
4	0,27	0,78
5	0,18	0,57
6	0,14	0,58

Na segunda iteração da metodologia, colocou-se a usina hidroelétrica na última posição na ordem de carregamento. O valor esperado de geração de cada unidade do sistema resultante desta simulação e o correspondente valor esperado do custo de operação estão listados na Tabela IV.9.

Como esperado, o valor esperado da demanda de energia não atendida foi 0,06 GWh e o custo total de operação resultante foi US\$ 8,47 milhões. Ao longo do período de estudo o

custo esperado de operação representa US\$ 101,67 milhões e a geração hidroelétrica esperada 2226,24 GWh.

Tabela IV.9 - Resultados da Simulação com a Usina Hidroelétrica na Última Posição da Ordem de Carregamento

Classe	E [Geração] (GWh)	E [Custo de Geração] (10 ⁶ US\$)
1	95,23	0,48
2	208,74	5,11
3	15,20	0,42
4	15,77	0,45
5	19,71	0,63
6	33,51	1,38
u. hidroelétrica	185,52	0,00

Os valores esperados de geração da usina hidroelétrica e do custo total de operação correspondente, para a usina hidroelétrica na segunda posição da ordem de carregamento foram obtidos da seguinte forma:

$$\begin{array}{lll}
 E [g_1] = 95,23 \text{ GWh} & E [\text{C.Operação de } g_1] = \text{US\$ } 0,48 \times 10^6 & (2^{\text{a}} \text{ simulação}) \\
 E [g_2] = 70,76 \text{ GWh} & E [\text{C.Operação de } g_2] = \text{US\$ } 1,73 \times 10^6 & (1^{\text{a}} \text{ simulação}) \\
 E [g_3] = 0,39 \text{ GWh} & E [\text{C.Operação de } g_3] = \text{US\$ } 0,01 \times 10^6 & (1^{\text{a}} \text{ simulação}) \\
 E [g_4] = 0,27 \text{ GWh} & E [\text{C.Operação de } g_4] = \text{US\$ } 0,01 \times 10^6 & (1^{\text{a}} \text{ simulação}) \\
 E [g_5] = 0,18 \text{ GWh} & E [\text{C.Operação de } g_5] = \text{US\$ } 0,01 \times 10^6 & (1^{\text{a}} \text{ simulação}) \\
 E [g_6] = 0,14 \text{ GWh} & E [\text{C.Operação de } g_6] = \text{US\$ } 0,01 \times 10^6 & (1^{\text{a}} \text{ simulação}) \\
 \text{Total} = 166,97 \text{ GWh} & \text{Total} = \text{US\$ } 2,24 \times 10^6 &
 \end{array}$$

Logo, o valor esperado de geração da usina hidroelétrica foi obtida fazendo-se:

$$E [g_H] = \text{demanda média} - \text{geração térmica média total} - \text{energia não suprida média}$$

$$E [g_H] = (573,74 - 166,97 - 0,06) = 406,71 \text{ GWh}$$

Repetindo-se este procedimento, obteve-se o valor esperado de geração da usina hidroelétrica e o correspondente valor esperado do custo de operação para cada posição da usina hidroelétrica na ordem de carregamento. A Tabela IV.10 e a Figura IV.4 ilustram os resultados obtidos:

Tabela IV.10 - Resultados da Simulação para Diferentes Posições da Usina Hidroelétrica na Ordem de Carregamento

Ordem Carregamento	Geração Esperada da Hidro (GWh)	C. Esperado de Operação (10 ⁶ US\$)
1	436,89	2,09
2	406,71	2,24
3	268,72	5,62
4	253,91	6,03
5	238,42	6,47
6	218,88	7,10
7	185,52	8,47

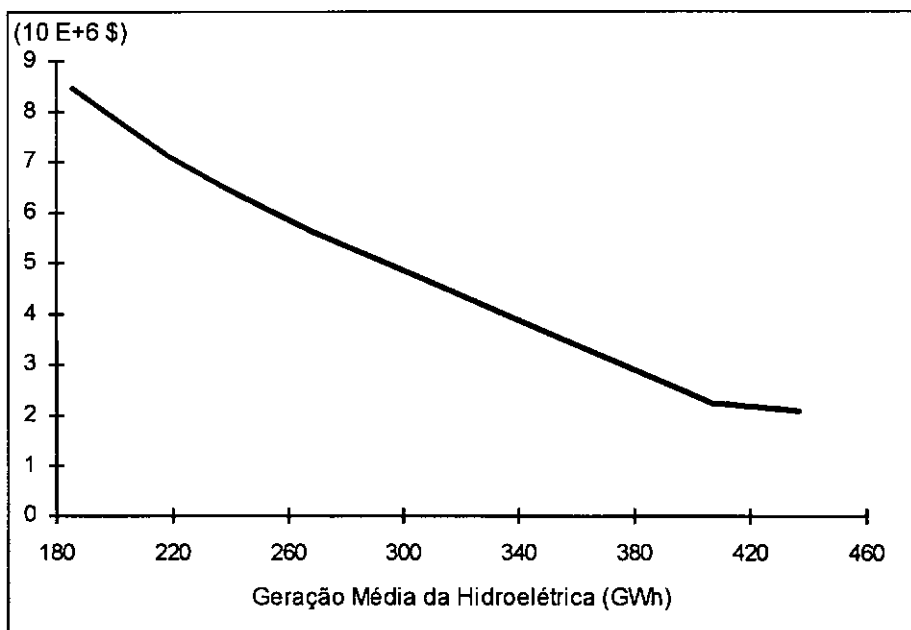


Figura IV.4 - Custo Médio de Operação versus Valor Esperado de Geração Hidroelétrica

A meta de energia hidráulica, correspondente à energia armazenada na usina hidroelétrica no início do período de estudo mais os volumes afluentes à usina hidroelétrica durante o período de estudo foi igual a 5153,04 GWh (429,42 GWh por mês). Entrando-se com este valor na curva da Figura IV.4, obtém-se que o valor esperado do custo de operação corresponde à US\$ 25,51 milhões ao longo do período de estudo.

IV.4 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS PELAS DUAS METODOLOGIAS

O valor esperado do custo de operação obtido pela metodologia de Baleriaux estendida e existente representou US\$ 25,51 milhões, cerca de 30% abaixo do "verdadeiro" valor obtido pela metodologia de Baleriaux estendida proposta nesta tese (US\$ 36,50 milhões). Esta diferença deve-se às hipóteses simplificadoras da metodologia existente, que não representa os limites de armazenamento da usina hidroelétrica e atende a meta de geração hidroelétrica pelo valor esperado da sua geração.

Por exemplo, o valor esperado de geração hidroelétrica no modelo proposto representou somente 4692,44 GWh, enquanto 5153,04 GWh estavam disponíveis. Neste caso, a diferença deve-se a vertimentos devido ao limite na capacidade de armazenamento da usina hidroelétrica. Esses efeitos podem ser compensados usando-se como meta de geração hidroelétrica o valor 4692,44 GWh. O valor esperado do custo de operação passa, então, a US\$ 31,49 milhões.

Este valor é ainda 13,5% inferior ao "verdadeiro" valor. Esta diferença deve-se ao atendimento da meta de geração hidroelétrica por um valor esperado de geração.

IV.5 CÁLCULO DO VALOR ESPERADO DOS CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO

A metodologia de Baleriaux estendida proposta nesta tese é capaz de fornecer os custos marginais de operação, conforme metodologia apresentada na seção III.4.

As Tabelas IV.11 a IV.22 apresentam os valores esperados dos custos marginais de demanda (π_d), de capacidade de turbinamento e armazenamento da usina hidroelétrica (π_t e π_v) e de capacidade de geração de cada uma das classes térmicas (π_{ct1} , π_{ct2} , π_{ct3} , π_{ct4} , π_{ct5} e π_{ct6}), para cada um dos estágios de cada mês do período de estudo.

**Tabela IV.11 - Valor Esperado dos Custos Marginais Correspondentes ao
1º Mês de Estudo (US\$/MWh)**

Período	π_d	π_t	π_v	π_{ct1}	π_{ct2}	π_{ct3}	π_{ct4}	π_{ct5}	π_{ct6}
1	27,56	0,00	-0,88	-22,56	-3,06	-2,55	-2,43	-2,28	-2,10
2	28,37	-0,71	-1,02	-23,37	-3,87	-3,35	-3,24	-3,08	-2,91
3	29,76	-4,42	0,00	-24,76	-5,26	-4,76	-4,65	-4,50	-4,32

**Tabela IV.12 - Valor Esperado dos Custos Marginais Correspondentes ao
2º Mês de Estudo (US\$/MWh)**

Período	π_d	π_f	π_v	π_{ct1}	π_{ct2}	π_{ct3}	π_{ct4}	π_{ct5}	π_{ct6}
1	25,07	0,00	-1,42	-20,07	-0,57	-0,24	-0,20	-0,15	-0,12
2	26,53	-0,71	-2,63	-21,53	-2,03	-1,70	-1,66	-1,59	-1,52
3	29,20	-4,44	0,00	-24,20	-4,70	-4,40	-4,36	-4,27	-4,13

**Tabela IV.13 - Valor Esperado dos Custos Marginais Correspondentes ao
3º Mês de Estudo (US\$/MWh)**

Período	π_d	π_f	π_v	π_{ct1}	π_{ct2}	π_{ct3}	π_{ct4}	π_{ct5}	π_{ct6}
1	24,50	0,00	-0,72	-19,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	25,22	-0,72	-29,04	-20,22	-0,72	-0,68	-0,67	-0,66	-0,65
3	29,04	-4,51	-16,45	-24,04	-4,54	-4,40	-4,34	-4,26	-4,13

**Tabela IV.14 - Valor Esperado dos Custos Marginais Correspondentes ao
4º Mês de Estudo (US\$/MWh)**

Período	π_d	π_f	π_v	π_{ct1}	π_{ct2}	π_{ct3}	π_{ct4}	π_{ct5}	π_{ct6}
1	16,45	0,00	-14,70	-11,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	25,58	-0,75	-8,94	-20,58	-1,08	-0,99	-0,96	-0,93	-0,89
3	33,81	-9,20	0,00	-28,81	-9,31	-9,03	-8,97	-8,89	-8,76

**Tabela IV.15 - Valor Esperado dos Custos Marginais Correspondentes ao
5º Mês de Estudo (US\$/MWh)**

Período	π_d	π_f	π_v	π_{ct1}	π_{ct2}	π_{ct3}	π_{ct4}	π_{ct5}	π_{ct6}
1	9,82	0,00	-16,64	-4,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	25,28	-0,78	-28,81	-20,28	-0,78	-0,72	-0,71	-0,68	-0,65
3	33,81	-9,20	0,00	-28,81	-9,31	-9,03	-8,97	-8,89	-8,76

**Tabela IV.16 - Valor Esperado dos Custos Marginais Correspondentes ao
6º Mês de Estudo (US\$/MWh)**

Período	π_d	π_f	π_v	π_{ct1}	π_{ct2}	π_{ct3}	π_{ct4}	π_{ct5}	π_{ct6}
1	0,00	0,00	-25,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	25,25	-0,75	-29,18	-20,25	-0,75	-0,71	-0,70	-0,68	-0,65
3	29,18	-4,63	0,00	-24,18	-4,68	-4,40	-4,34	-4,26	-4,13

**Tabela IV.17 - Valor Esperado dos Custos Marginais Correspondentes ao
7º Mês de Estudo (US\$/MWh)**

Período	π_d	π_f	π_v	π_{ct1}	π_{ct2}	π_{ct3}	π_{ct4}	π_{ct5}	π_{ct6}
1	0,00	0,00	-25,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	25,22	-0,72	-29,04	-20,22	-0,72	-0,68	-0,67	-0,66	-0,65
3	29,04	-4,51	0,00	-24,04	-4,54	-4,40	-4,34	-4,26	-4,13

**Tabela IV.18 - Valor Esperado dos Custos Marginais Correspondentes ao
8º Mês de Estudo (US\$/MWh)**

Período	π_d	π_f	π_v	π_{ct1}	π_{ct2}	π_{ct3}	π_{ct4}	π_{ct5}	π_{ct6}
1	0,00	0,00	-24,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	24,77	-0,27	-28,91	-19,77	-0,27	-0,24	-0,23	-0,22	-0,21
3	28,91	-4,38	-5,34	-23,91	-4,41	-4,27	-4,24	-4,20	-4,13

**Tabela IV.19 - Valor Esperado dos Custos Marginais Correspondentes ao
9º Mês de Estudo (US\$/MWh)**

Período	π_d	π_f	π_v	π_{ct1}	π_{ct2}	π_{ct3}	π_{ct4}	π_{ct5}	π_{ct6}
1	5,34	0,00	-20,18	-0,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	25,24	-0,72	-4,48	-20,24	-0,74	-0,70	-0,69	-0,68	-0,67
3	29,01	-4,48	0,00	-24,01	-4,51	-4,37	-4,34	-4,26	-4,13

**Tabela IV.20 - Valor Esperado dos Custos Marginais Correspondentes ao
10º Mês de Estudo (US\$/MWh)**

Período	π_d	π_t	π_v	π_{ct1}	π_{ct2}	π_{ct3}	π_{ct4}	π_{ct5}	π_{ct6}
1	5,00	0,00	-25,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	25,28	-0,78	-34,02	-20,28	-0,78	-0,72	-0,71	-0,68	-0,65
3	34,02	-9,40	-24,70	-29,02	-9,52	-9,24	-9,19	-9,01	-8,76

**Tabela IV.21 - Valor Esperado dos Custos Marginais Correspondentes ao
11º Mês de Estudo (US\$/MWh)**

Período	π_d	π_t	π_v	π_{ct1}	π_{ct2}	π_{ct3}	π_{ct4}	π_{ct5}	π_{ct6}
1	24,70	0,00	-10,65	-19,70	-0,20	-0,08	-0,07	-0,05	-0,04
2	35,49	-1,91	-5,01	-30,49	-10,99	-9,26	-8,87	-8,32	-7,72
3	39,15	-9,37	0,00	-34,15	-14,65	-12,92	-12,54	-12,02	-11,47

**Tabela IV.22 - Valor Esperado dos Custos Marginais Correspondentes ao
12º Mês de Estudo (US\$/MWh)**

Período	π_d	π_t	π_v	π_{ct1}	π_{ct2}	π_{ct3}	π_{ct4}	π_{ct5}	π_{ct6}
1	30,00	0,00	-15,97	-25,00	-5,50	-3,95	-3,62	-3,23	-2,91
2	45,05	-4,23	-0,85	-40,05	-20,55	-19,00	-18,66	-18,16	-17,50
3	44,75	-17,56	0,00	-39,75	-20,25	-18,70	-18,37	-17,89	-17,29

As Figuras IV.6 a IV.14 ilustram a evolução ao longo do período de estudo de cada um dos custos marginais de operação calculados.

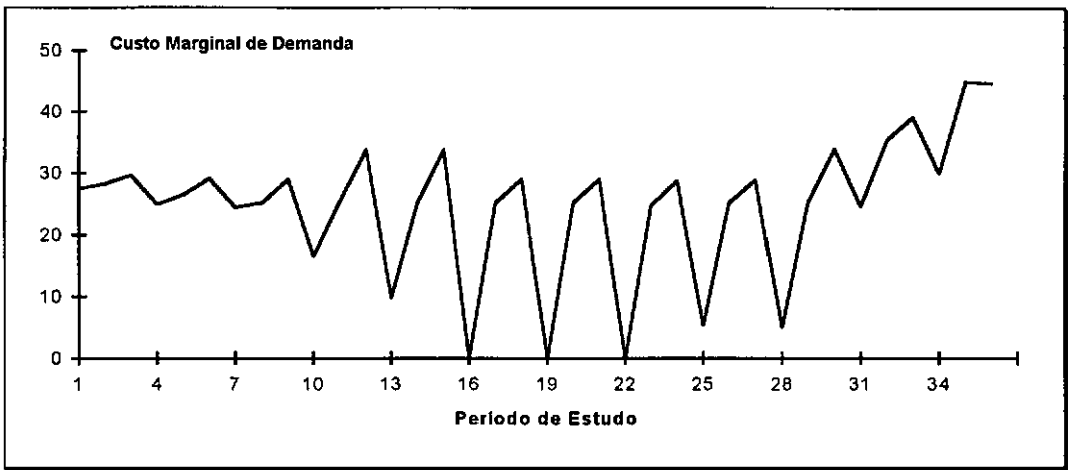


Figura IV.6 - Evolução do Custo Marginal de Demanda ao longo do Período de Estudo

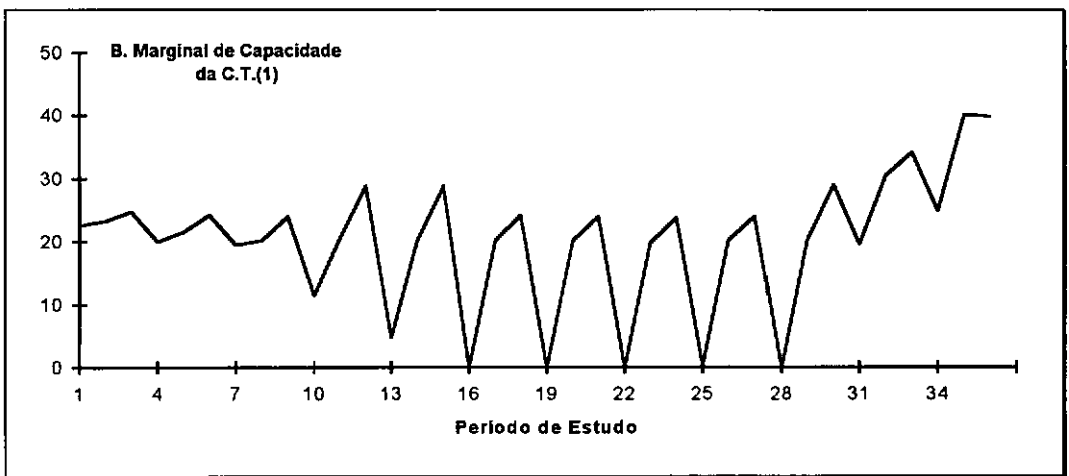


Figura IV.7 - Evolução do Benefício Marginal de Capacidade da Classe Térmica 1 ao longo do Período de Estudo

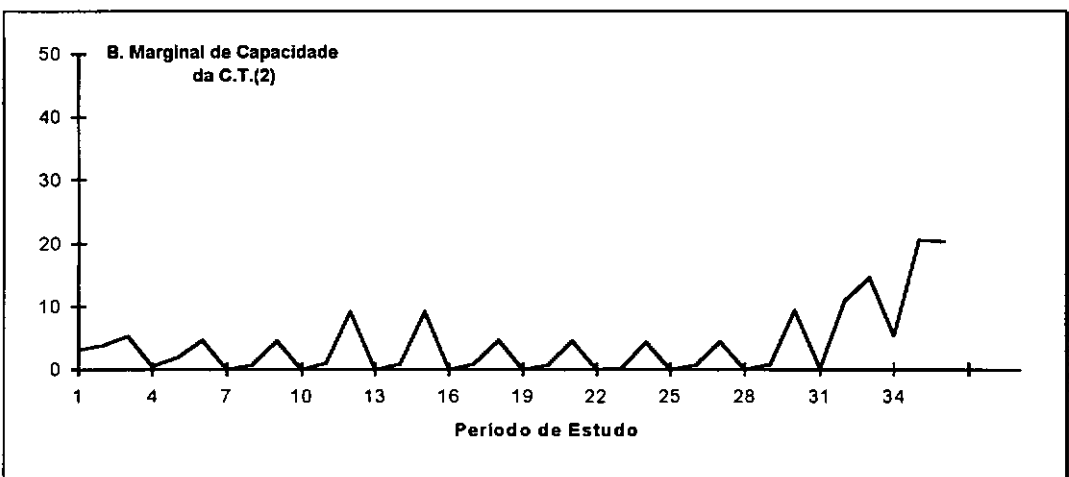


Figura IV.8 - Evolução do Benefício Marginal de Capacidade da Classe Térmica 2 ao longo do Período de Estudo

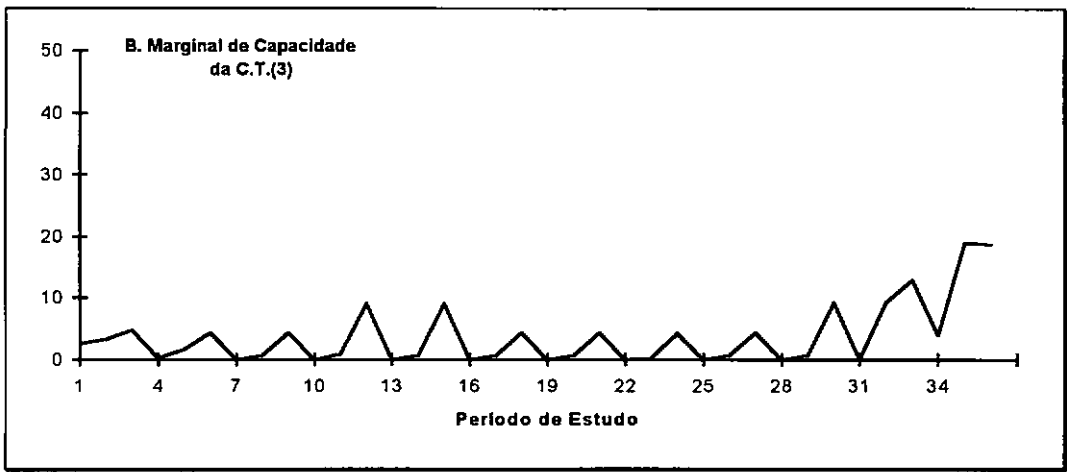


Figura IV.9 - Evolução do Benefício Marginal de Capacidade da Classe Térmica 3 ao longo do Período de Estudo

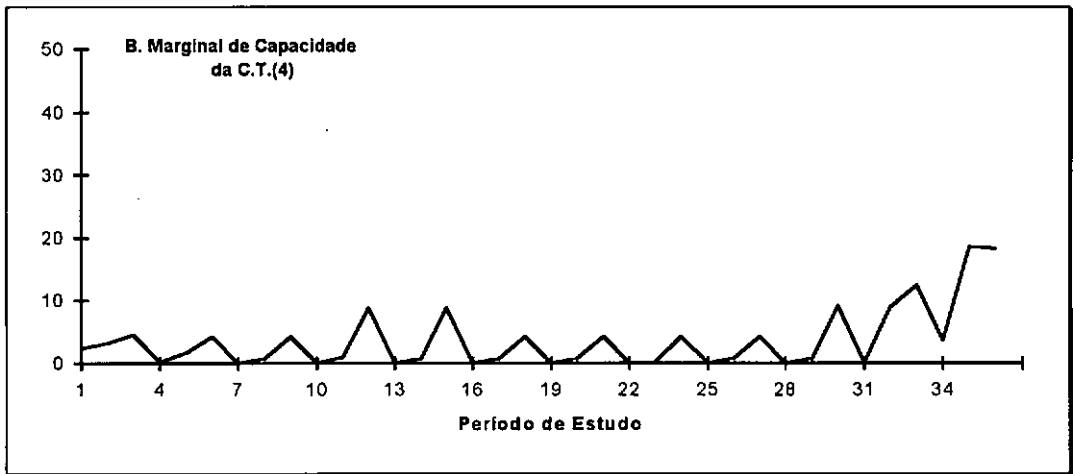


Figura IV.10 - Evolução do Benefício Marginal de Capacidade da Classe Térmica 4 ao longo do Período de Estudo

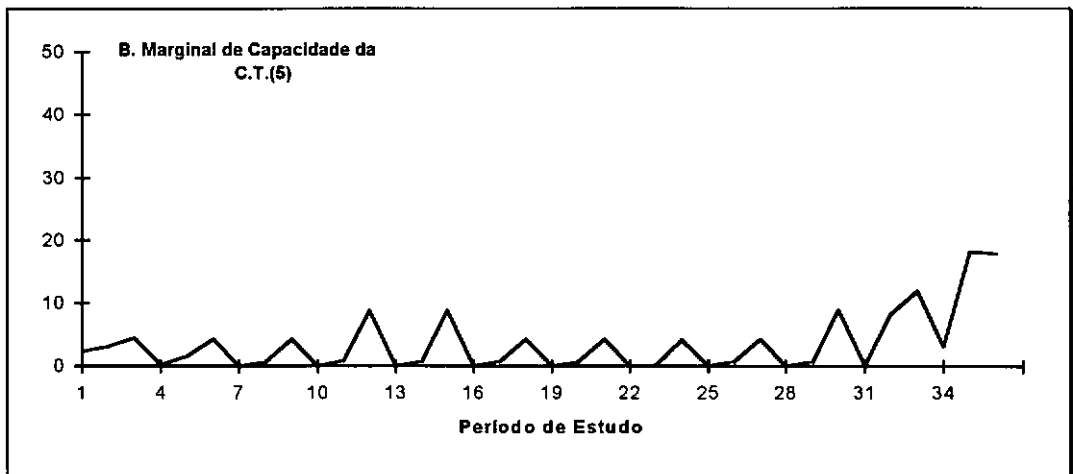


Figura IV.11 - Evolução do Benefício Marginal de Capacidade da Classe Térmica 5 ao longo do Período de Estudo

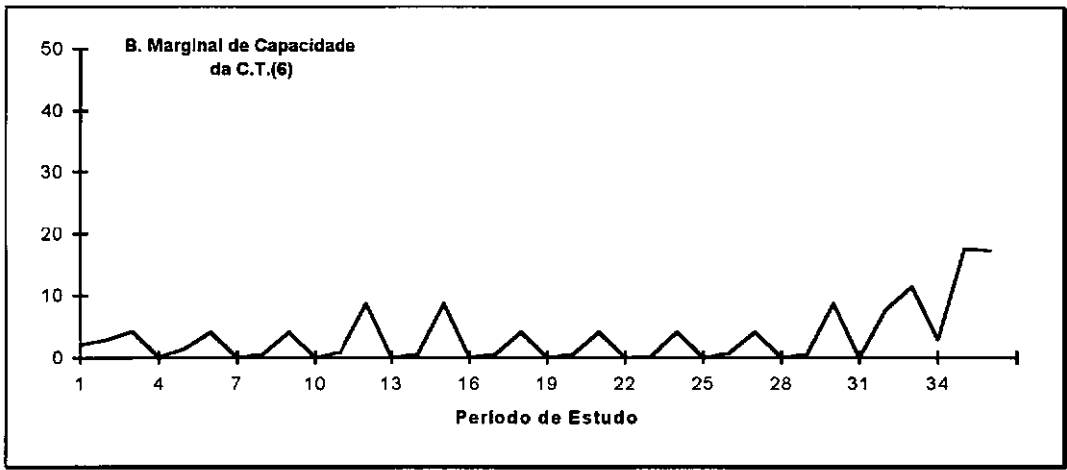


Figura IV.12 - Evolução do Benefício Marginal de Capacidade da Classe Térmica 6 ao longo do Período de Estudo

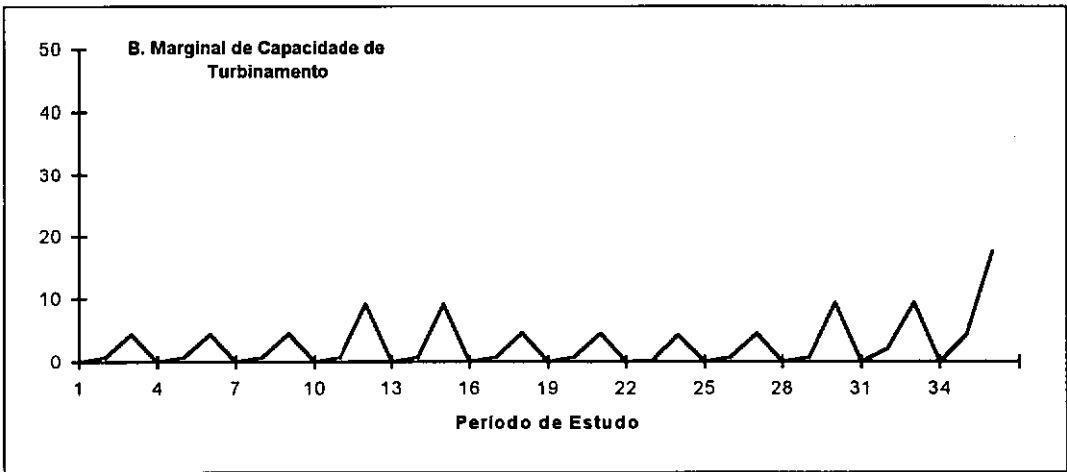


Figura IV.13 - Evolução do Benefício Marginal de Capacidade de Turbinamento ao longo do Período de Estudo

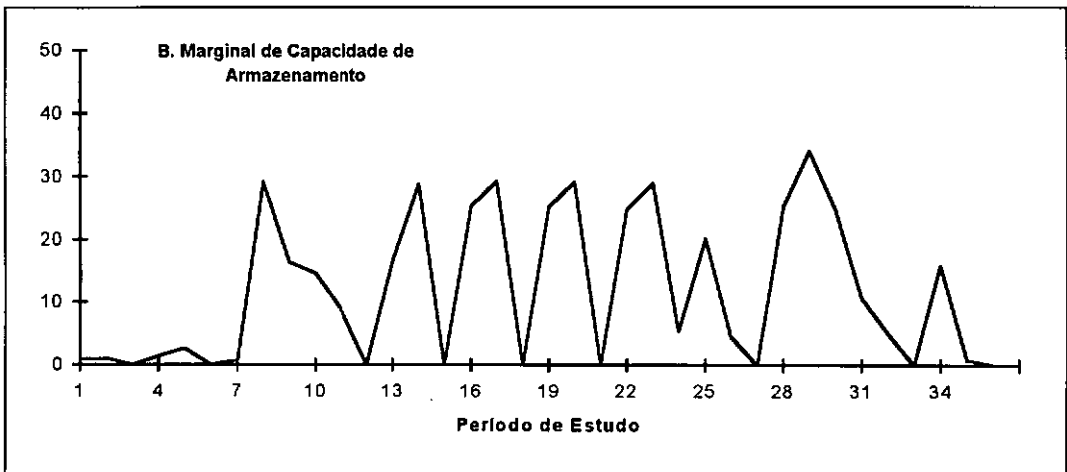


Figura IV.14 - Evolução do Benefício Marginal de Capacidade de Armazenamento ao longo do Período de Estudo

IV.6 EFICIÊNCIA COMPUTACIONAL DA METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia de Baleriaux estendida proposta nesta tese, aplicada ao caso-exemplo das seções anteriores apresentou um tempo de processamento de 4,23 segundos em um microcomputador 486, 33 MHz. Este tempo de processamento reduz-se a 0,80 segundos quando não é realizado o cálculo de custos marginais.

Este caso-exemplo pode ser resolvido por simulação Monte-Carlo, Kleijnen [15]. Em cada estágio do período de estudo sorteou-se uma capacidade de geração para cada unidade térmica, criando-se assim um cenário de 36 estágios. O problema foi então analisado como um conjunto de 10000 cenários. Cada cenário de capacidades de geração térmica corresponde a um problema de programação linear hidrotérmico, e sua solução foi obtida a partir de um pacote de programação linear denominado XMP, XMP Software Inc. [16]. O valor esperado da energia produzida por cada unidade geradora é obtido pela média da energia produzida por cada unidade geradora ao longo dos 10000 cenários.

A Tabela IV.23 apresenta os valores esperados de geração da usina hidroelétrica e de cada classe térmica. Como a geração esperada de cada unidade foi obtida através do somatório da geração correspondente em cada um dos 10000 sorteios ao longo dos 36 estágios, pode-se assumir que a geração esperada de cada unidade é uma variável aleatória com distribuição Normal, e construir um intervalo definido, por exemplo, a um nível de confiança de 5%. Os intervalos obtidos para a geração esperada de cada variável e a geração esperada correspondente obtida pela metodologia proposta estão na Tabela IV.23.

Tabela IV.23 - Comparação entre os Resultados da Metodologia Proposta e da Simulação Monte-Carlo

Variável	Geração Esperada (GWh) (Monte Carlo)	Intervalo de Confiança	Geração Esperada (GWh) (m.proposta)
U. Hidroelétrica	4692,44	4692,44 - 4692,44	4692,44
Classe Térmica 1	893,23	892,72 - 893,74	893,42
Classe Térmica 2	1276,48	1275,83 - 1277,13	1276,24
Classe Térmica 3	11,40	11,17 - 11,64	11,50
Classe Térmica 4	5,71	5,55 - 5,87	5,82
Classe Térmica 5	2,79	2,67 - 2,91	2,88
Classe Térmica 6	1,83	1,75 - 1,91	1,82
EENS	0,80	0,66 - 0,94	0,75

O tempo de processamento foi aproximadamente 47 minutos.

Como era de se esperar, os resultados da metodologia proposta estão dentro do intervalo de confiança definido, e obtidos com uma redução no tempo computacional da ordem de 670 vezes.

CAPÍTULO V

O PROBLEMA DE DESPACHO PROBABILÍSTICO DE GERAÇÃO APLICADO A SISTEMAS HIDROTÉRMICOS COM H USINAS HIDROELÉTRICAS

A metodologia analítica apresentada no capítulo anterior foi desenvolvida para sistemas hidrotérmicos com apenas uma usina hidroelétrica. Neste capítulo será mostrado que a metodologia de Baleriaux estendida também é válida para sistemas hidrotérmicos com H usinas hidroelétricas.

V.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O problema de despacho probabilístico de geração de um sistema composto por N unidades térmicas e H usinas hidroelétricas é avaliar os custos esperados de operação de cada unidade térmica geradora do sistema ao longo do período de planejamento, sob S cenários resultantes de combinações de falhas de equipamentos, níveis de carga e afluições às usinas hidroelétricas. A formulação do problema para um cenário é:

$$z = \text{Min} \quad \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N c_i g_{ti}^k \quad (\text{V.1a})$$

sujeito a

$$v_{t+1}^k(j) = v_t^k(j) + a_t^k(j) - (u_t^k(j) + q_t^k(j)) + \sum_{l \in M_j} (u_t^k(l) + q_t^k(l)) \quad (\text{V.1b})$$

$$\underline{v}(j) \leq v_{t+1}^k(j) \leq \bar{v}(j) \quad (\text{V.1c})$$

$$u_t^k(j) \leq \bar{u}_t^k(j) \quad (\text{V.1d})$$

$$v_1^k(j) = \hat{v}_1(j) \quad (\text{V.1e})$$

$$j = 1, \dots, H$$

$$g_{ti}^k \leq \bar{g}_{ti}^k \quad i = 1, \dots, N \quad (\text{V.1f})$$

$$\sum_{j=1}^H \rho_j u_t^k(j) + \sum_{i=1}^N g_{ti}^k = D_t^k \quad (\text{V.1g})$$

onde:

v_t^k	é o vetor de níveis de armazenamento nos reservatórios no início do estágio t e no cenário k
α_t^k	é o vetor de afluições incrementais durante o estágio t e cenário k
u_t^k	é o vetor de vazões turbinadas nos reservatórios durante o estágio t e no cenário k
q_t^k	é o vetor de vazões defluídas dos vertedores durante o estágio t e no cenário k
g_{ti}^k	geração da i -ésima usina térmica no estágio t e no cenário k
v, \bar{v}	representam limites nas capacidades mínima e máxima de armazenamento
\bar{u}_t^k	representa limites máximos de turbinamento no estágio t e no cenário k
\bar{g}_{ji}^k	limite de capacidade máxima da j -ésima usina térmica no estágio t e no cenário k
M_j	é o conjunto de usinas hidroelétricas imediatamente a montante da usina hidroelétrica j
c_i	custo de geração da i -ésima usina térmica
D_t^k	demanda de energia no estágio t e no cenário k
N	número total de usinas térmicas
H	número total de usinas hidroelétricas
T	horizonte de planejamento
S	número total de cenários

A função objetivo do problema (V.1) é minimizar o custo total de geração térmica ao longo do período de planejamento. As restrições (V.1.b) representam o balanço hídrico em cada usina hidroelétrica. Note que a afluição a uma usina hidroelétrica depende da decisão de turbinamento e vertimento das usinas hidroelétricas imediatamente a montante. As restrições (V.1.c), (V.1.d) e (V.1.f), representam limites de armazenamento em cada uma das usinas hidroelétricas e limites de geração em cada uma das unidades geradoras. As restrições (V.1.e) indicam o armazenamento inicial em cada reservatório. A restrição (V.1.g) representa o atendimento à demanda de energia.

O objetivo do problema global, é então, determinar o valor esperado de Z sob todos os cenários:

$$E(z) = \sum_{k=1}^S z(k) P(k) \quad (V.2)$$

onde $P(k)$ é a probabilidade de ocorrência do cenário k .

V.1.1 Usinas Hidroelétricas em Paralelo

Quando as usinas hidroelétricas componentes do sistema apresentam uma estrutura em paralelo, isto é, nenhuma usina hidroelétrica está a montante de qualquer outra, o problema de despacho de geração hidrotérmico pode ser representado como um problema de fluxo em redes. A Figura V.1 ilustra o conceito.

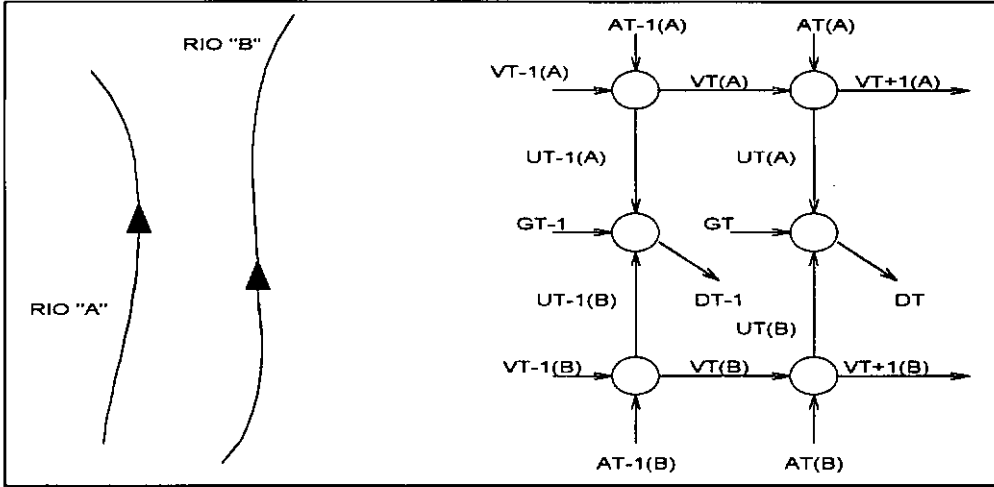


Figura V.1 - Sistema de Usinas Hidroelétricas em Paralelo e a Representação do Problema como Fluxo em Redes

Como demonstrado no capítulo III, o algoritmo de Baleriaux estendido é válido se o problema pode ser representado como um problema de fluxo em redes. Logo, neste caso, a metodologia de Baleriaux estendida pode ser aplicada.

V.1.2 Usinas Hidroelétricas em Cascata

Em geral, os rios componentes de uma bacia hidrográfica apresentam uma "estrutura em árvore", como ilustrado na Figura V.2. Isto significa que o problema não pode mais ser representado como um problema de fluxo em redes, pois neste caso, o arco que representa a energia turbinada por uma usina hidroelétrica à montante faz parte da equação de atendimento à demanda de energia (nó de atendimento à demanda) e da equação de balanço hídrico da usina hidroelétrica imediatamente à jusante (nó de balanço hídrico).

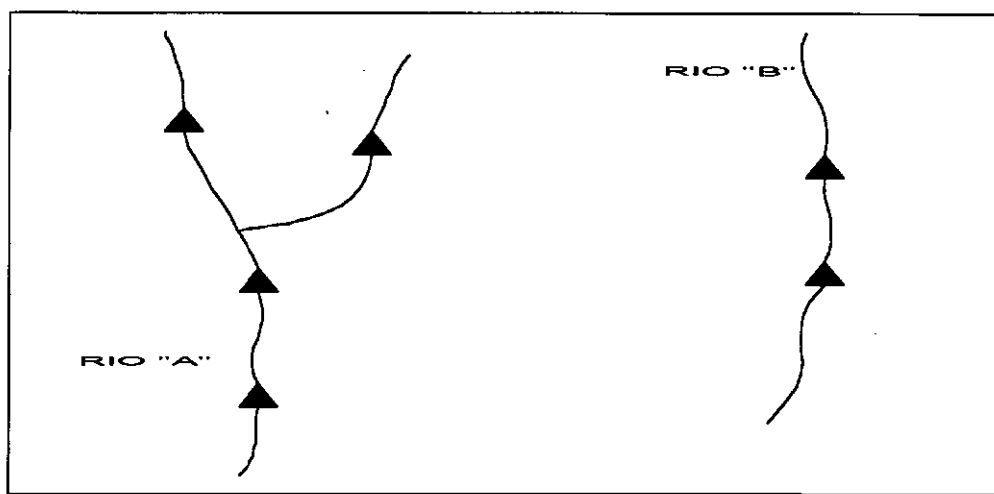


Figura V.2 - Sistema de Usinas Hidroelétricas em Cascata

Porém, do capítulo III, concluímos que a metodologia de Baleriaux baseia-se na hipótese de que o valor esperado de geração do sistema hidroelétrico ou de uma unidade térmica já em operação não se altera com a entrada em operação de uma unidade térmica de custo mais elevado.

Vamos, imaginar, por exemplo, que a geração hidráulica já foi adicionada ao problema, isto é, que a geração total das usinas hidroelétricas já foi calculada. Suponha agora que a adição da unidade térmica mais barata ao problema altere a geração total das usinas hidroelétricas. Duas situações poderiam ter acontecido:

1. A geração das usinas hidroelétricas em um cenário qualquer *umenta* após a adição da unidade térmica mais barata:

Esta nova solução também é uma solução viável para o primeiro problema (quando somente a geração hidroelétrica estava disponível). Logo, a solução encontrada anteriormente é uma solução que leva a mais ocorrências de deficits, o que é uma contradição. Podemos concluir, então, que a geração das usinas hidroelétricas, em um cenário qualquer, não pode aumentar.

2. A geração das usinas hidroelétricas em um cenário qualquer *diminui* após a adição da unidade térmica mais barata:

Como para cada iteração do algoritmo de Baleriaux estendido, o mercado "líquido" de energia em cada estágio (demanda - somatório das capacidades de geração térmica) é atendido pelo conjunto de usinas hidroelétricas, pode-se construir uma representação

agregada do conjunto de reservatórios componentes do sistema, dada por um único reservatório de energia. A capacidade máxima de armazenamento do reservatório resultante é dada pelo somatório das capacidades de armazenamento de cada reservatório componente do sistema. Maiores detalhes encontram-se em Terry [17].

Observando-se a evolução do armazenamento do reservatório de energia, um *período crítico* tem seu início definido pelo último estágio em que o sistema agregado apresentou vertimento, e tem seu fim definido pela última vez em que este mesmo sistema encontra-se vazio (ocorrência de deficit), sem atingir o armazenamento máximo em algum estágio intermediário. A Figura V.3 ilustra o conceito.

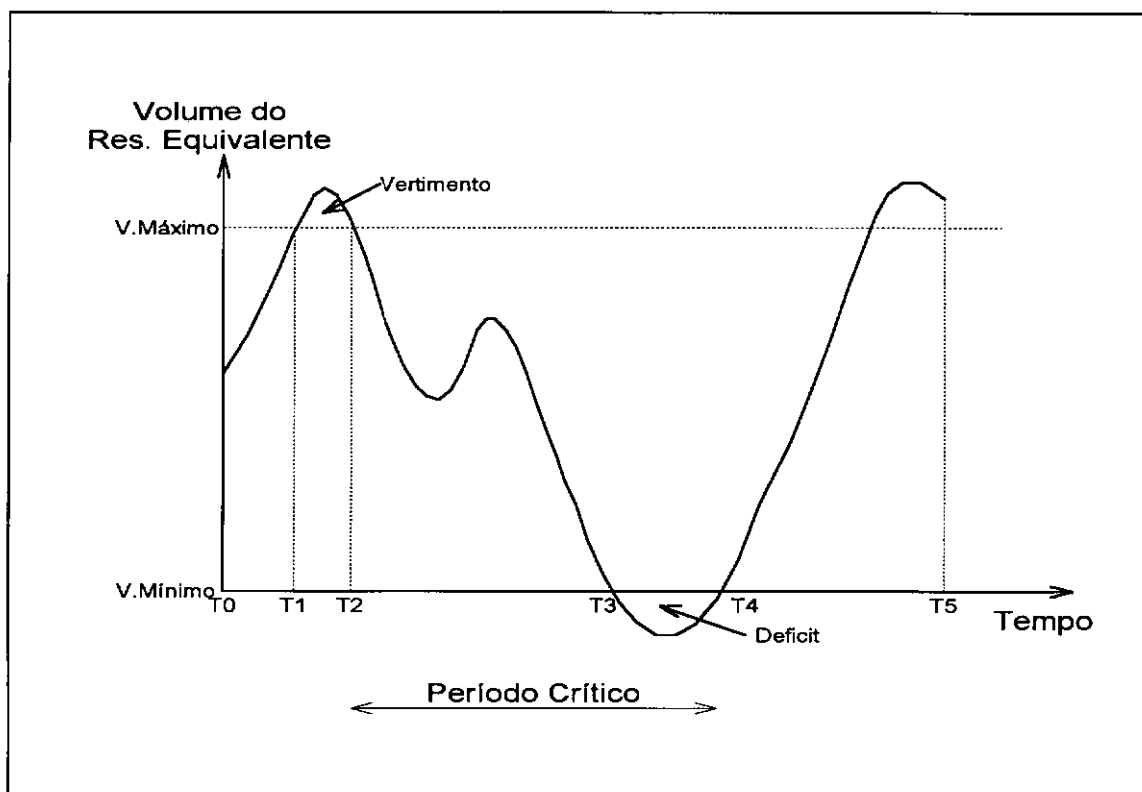


Figura V.3 - Evolução do Armazenamento do Sistema Agregado no Tempo

A partir dessa definição, vemos que a unidade térmica agora disponível só será usada ao longo dos períodos críticos (por exemplo, no período T_2 a T_4 da Figura V.3). Tomando, por hipótese, que a produtividade das usinas hidroelétricas é constante com a altura de queda, a sua geração só pode diminuir se o vertimento nestas usinas aumentar. Entretanto, não há vertimento durante o período crítico e, portanto, a geração hidráulica não pode diminuir.

A análise das situações acima levaria aparentemente a concluir que o algoritmo de Baleriaux estendido é válido também para sistemas hidroelétricos em cascata. Porém, é possível descrever situações em que a hipótese de Baleriaux não se aplica.

Seja um sistema com duas usinas hidroelétricas em cascata. A mais a montante é uma usina com reservatório cujo coeficiente de produção (ρ) é igual a $0,8 \text{ MW/m}^3/\text{s}$ e o limite de turbinamento é igual a $10,00 \text{ m}^3/\text{s}$. A usina de jusante é uma usina fio d'água com coeficiente de produção igual a $0,2 \text{ MW/m}^3/\text{s}$ e limite de turbinamento igual a $5,00 \text{ m}^3/\text{s}$. Observa-se que o limite de turbinamento na usina fio d'água é inferior ao mesmo limite na usina de montante.

A operação do sistema será analisada ao longo de dois estágios, para um único cenário de vazões. No primeiro estágio, a demanda é igual a $15,00 \text{ MWh}$, enquanto que no segundo estágio a demanda é igual a $50,00 \text{ MWh}$. As afluências durante o primeiro e o segundo estágio são nulas. A Figura V.4 ilustra o sistema.

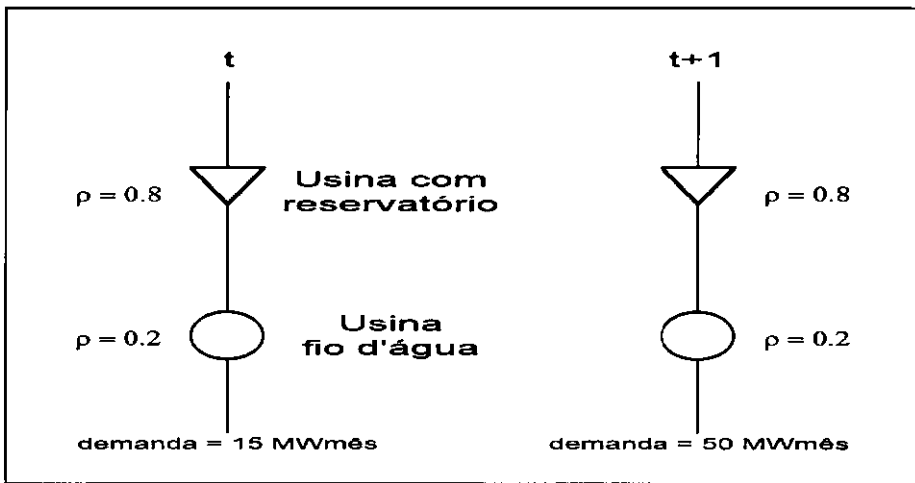


Figura V.4 - Descrição de um Sistema Hipotético

Suponha, também, que este sistema seja composto por uma única unidade térmica com disponibilidade de geração de $0,00 \text{ MW}$ durante o primeiro estágio e $50,00 \text{ MW}$ durante o segundo estágio. A disponibilidade de água inicial no reservatório corresponde à $10,00 \text{ m}^3/\text{s}$.

Neste exemplo simples, a solução ótima do problema pode ser obtida por inspeção: turbinar $10,00 \text{ m}^3/\text{s}$ na usina hidroelétrica a montante, turbinar $5,00 \text{ m}^3/\text{s}$ e verter $5,00 \text{ m}^3/\text{s}$ na usina hidroelétrica a jusante, durante o primeiro estágio. Ao longo de um mês a energia produzida é $(0,8 \times 10,00 + 0,2 \times 5,00) \times 1 \text{ mês} = 9,00 \text{ MWh}$. Durante o segundo estágio a demanda de energia é totalmente atendida pela geração térmica. Desta forma, a geração

térmica é responsável por uma geração de 50,00 MW e o valor da energia não suprida no período de estudo é 6,00 MWmês.

Aplica-se agora o algoritmo de Baleriaux estendido. Na primeira iteração apenas o parque hidroelétrico está disponível. No primeiro estágio, a decisão é turbinar 5,00 m³/s em ambas as usinas hidroelétricas, devido ao limite de turbinamento na usina fio d'água, produzindo uma energia no valor de 5,00 MWmês. No segundo estágio, a decisão é turbinar os 5,00 m³/s restantes na usina a montante, resultando em uma produção de energia no valor de 5,00 MWmês. A energia não suprida resultante desta iteração é 55,00 MWmês, correspondendo a uma geração hidroelétrica total de 10,00 MWmês. Esta solução é a que minimiza a energia não suprida ao longo dos dois estágios.

Na segunda iteração do algoritmo, existe uma disponibilidade de geração térmica de 50,00 MW no segundo estágio. Neste caso, a decisão é turbinar 10,00 m³/s na usina a montante e 5,00 m³/s na usina a jusante durante o primeiro estágio. No segundo estágio a demanda de energia é atendida pela geração térmica. A energia não suprida resultante desta iteração é 6,00 MWmês. A diferença entre a energia não suprida na iteração anterior (55,00 MWmês) e nesta iteração (6,00 MWmês) corresponde à geração térmica, que neste caso seria 49,00 MW.

Conforme foi visto, a solução ótima do problema é gerar 9,00 MWmês na usina hidroelétrica e 50,00 MWmês na usina térmica. Porém, na primeira iteração da metodologia de Baleriaux a usina hidroelétrica foi responsável por 10,00 MWmês e na segunda iteração sua geração foi reduzida para 9,00 MWmês. Isto se deve à restrição de limite de turbinamento na usina fio d'água estar ativa. Como, pelo princípio básico do algoritmo de Baleriaux, as gerações das unidades já em operação não se alteram com a entrada em operação de unidades de custo unitário de operação mais elevado, podemos concluir que o algoritmo de Baleriaux estendido para sistemas hidrotérmicos em cascata não se aplica quando a restrição de turbinamento está ativa e o sistema encontra-se em deficit.

Entretanto, o sistema hidroelétrico brasileiro caracteriza-se por estar com a potência instalada superdimensionada, sendo pouco provável que o limite de turbinamento seja atingido quando o sistema encontra-se em deficit. Neste contexto, o algoritmo de Baleriaux estendido para sistemas hidrotérmicos com mais de uma usina hidroelétrica pode ser aplicado.

Na próxima seção será apresentada o algoritmo de Baleriaux estendido para um sistema hidrotérmico com N unidades térmicas e H usinas hidroelétricas.

V.2 METODOLOGIA DE BALERIAUX ESTENDIDA APLICADA A SISTEMAS HIDROTÉRMICOS COM H USINAS HIDROELÉTRICAS

O algoritmo de Baleriaux estendido é descrito nos seguintes passos:

1. Suponha que as unidades térmicas geradoras estão ordenadas em ordem crescente de custo de operação, e toda a geração hidráulica é adicionada em primeiro lugar na ordem de carregamento. Remova todas as unidades térmicas do problema de despacho hidrotérmico e calcule o valor esperado da energia não suprida ao longo do período de estudo sob todos os S cenários, através da solução do problema V.1:

$$E(w_h) = \sum_{k=1}^S P(k) \sum_{t=1}^T s_t^k \quad (V.2)$$

De forma análoga ao despacho probabilístico de geração cronológico, a diferença entre $E(d)$ e $E(w_h)$ corresponde à geração média das usinas hidroelétricas no problema de despacho hidrotérmico:

$$\Delta_h = E(d) - E(w_h) \quad (V.3)$$

2. Para cada cenário e para cada estágio, subtraia da demanda a capacidade da unidade térmica de menor custo unitário de operação. A seguir, para cada cenário resolva o problema de operação hidroelétrica ao longo de todos os estágios, obtendo o valor esperado da energia não suprida do novo problema:

$$E(w_1) = \sum_{k=1}^S P(k) \sum_{t=1}^T s_t^k \quad (V.4)$$

3. Como a geração g_1 contribui para atender a parte da demanda d , conclui-se que $E(w_1) \leq E(w_0)$. Calcule, então, a diferença entre os valores esperados das variáveis aleatórias w_1 e w_h :

$$\Delta_1 = E[w_h] - E[w_1] \quad (V.5)$$

A diferença Δ_1 representa o valor esperado da geração da unidade térmica 1 ao longo do período de estudo.

4. As etapas 2 e 3 são repetidas para cada uma das unidades térmicas do sistema.

5. O valor esperado do custo total de geração no problema de despacho probabilístico de geração de um sistema com N unidades térmicas H usinas hidroelétricas é dado por:

$$E[z] = \sum_{i=1}^N c_i \Delta_i \quad (\text{V.6})$$

O ponto crítico da solução proposta está no passo (2) do algoritmo. A solução analítica para o problema de operação hidroelétrica ao longo de todos os estágios, como a apresentada no capítulo III desta tese, pressupõe a disponibilidade de regras de operação para as diversas usinas hidroelétricas que compõem o sistema. Em outras palavras, a cada estágio, é preciso decidir qual a ordem de entrada em operação das usinas hidroelétricas, já que o custo unitário de operação de todas elas é nulo. No caso de mais de uma usina hidroelétrica com reservatório esta decisão não é óbvia.

Uma alternativa seria resolver cada um dos $(N+1)$ subproblemas de avaliação da confiabilidade de geração do sistema hidroelétrico através de um algoritmo de programação linear. Porém, a solução de cada um dos $(N+1)$ subproblemas de programação linear é tão difícil de se obter quanto a solução do problema original (V.1).

Uma alternativa, proposta neste capítulo, é utilizar um modelo de simulação a usinas individualizadas para resolver cada um dos $(N+1)$ subproblemas de avaliação da confiabilidade de geração do sistema hidroelétrico, Maceira e Pereira [18]. Essa classe de modelos representa em detalhes um conjunto de usinas hidroelétricas e suas interrelações. Cada usina hidroelétrica é representada individualmente, com suas restrições de balanço hídrico, limites de armazenamento e limites de turbinamento. A simulação da operação do sistema é feita estágio a estágio para cada cenário, com grande eficiência computacional.

Na próxima seção encontra-se a descrição detalhada de um simulador a usinas individualizadas, denominado *SIMULADIN*, Cunha et alii [19], Maceira e Cunha [20], e que foi utilizado na construção do caso exemplo deste capítulo.

V.3 O SIMULADOR A USINAS INDIVIDUALIZADAS

Um modelo de simulação da operação de um sistema hidroelétrico a usinas individualizadas é um programa de computador que representa em detalhes um conjunto de usinas e suas interações. Cada reservatório ou usina hidroelétrica é representada individualmente, com suas restrições de balanço hídrico, limites de armazenamento e limites de turbinamento. Restrições na vazão defluente também são consideradas.

O problema de operação em um estágio consiste em, dados o armazenamento inicial e a afluência incremental estimada, determinar o armazenamento final e a geração de cada usina de tal forma que o subsistema atenda à demanda de energia minimizando os vertimentos. Este problema é resolvido por um processo iterativo que tenta otimizar a operação do sistema, não apenas no estágio corrente mas durante todo o período de simulação.

O processo de decisão pressupõe que uma boa estimativa das vazões incrementais está disponível para o mês presente, mas não para os meses futuros. Portanto, a fim de assegurar um certo grau de otimização para todo o período, o processo de decisão utiliza um complexo conjunto de regras de operação de reservatórios.

No modelo SIMULADIN, a política de operação das usinas hidroelétricas baseia-se em prioridades e faixas operativas fornecidas pelo usuário com base na experiência prática ou em modelos de otimização auxiliares.

A simulação da operação do subsistema é feita mês a mês para cada sequência hidrológica. No início de cada mês, o armazenamento inicial de todos os reservatórios é igualado ao armazenamento final respectivo do mês anterior. O armazenamento inicial do início do período de simulação é assumido conhecido.

Em geral, bacias hidrográficas apresentam uma "estrutura em árvore" para os seus rios. Isto permite a simulação de cada usina hidroelétrica independentemente, uma de cada vez. As usinas devem ser ordenadas de montante para jusante, de tal forma que seja sempre possível calcular a vazão incremental a uma usina hidroelétrica antes do início de sua simulação.

Inicialmente, a capacidade de armazenamento de cada reservatório é dividida em zonas ou faixas. Por exemplo, a primeira faixa (superior) de um reservatório pode corresponder à 100-90% da capacidade de armazenamento; a segunda faixa, a 90-75%; sucessivamente. O processo de decisão tenta manter todos os reservatórios dentro da mesma zona. O objetivo

de manter disponível a faixa superior é aumentar a capacidade de armazenamento do excesso de afluições durante o período molhado, minimizando-se o vertimento e inundações a jusante. Da mesma forma, o objetivo de manter cheia as faixas inferiores é evitar uma excessiva perda de potência devido ao deplecionamento do reservatório. Naturalmente, o tamanho ótimo das faixas depende das características de cada reservatório. Se os reservatórios estão todos na mesma faixa, prioridades são usadas para decidir que reservatório operar primeiro. Uma prioridade bastante intuitiva consiste em se deplecionar os reservatórios de montante para jusante procurando maximizar o valor da água. As regras de operação também levam em consideração algumas restrições adicionais, tais como o efeito do deplecionamento de um reservatório em reservatórios a jusante. Por exemplo, nenhum deplecionamento a montante deve ser realizado se ele leva a um vertimento em algum reservatório a jusante, exceto para evitar um deficit de geração.

A Figura V.5 apresenta o fluxograma correspondente a esse processo de decisão. Note que o método iterativo compreende três subproblemas principais: *GERAÇÃO*, *ENCHIMENTO* e *ESVAZIAMENTO*. O subproblema de *GERAÇÃO* calcula a produção energética do sistema, dado a meta de armazenamento final de cada reservatório. O subproblema de *ENCHIMENTO* tenta eliminar um excesso de produção aumentando as metas de armazenamento final. De forma análoga, o subproblema *ESVAZIAMENTO* tenta eliminar um déficit de produção diminuindo as metas de armazenamento final. A fim de estimar a variação da produção energética do sistema, ambos os subproblemas de *ENCHIMENTO* e *ESVAZIAMENTO* usam uma produtividade aproximada, denominada "valor da água" (MWs/m^3), calculada previamente no subproblema de *GERAÇÃO*.

O procedimento tem início com o cálculo da produção energética operando a fio d'água, ou seja, sem a operação dos reservatórios ($s_f = s_i$), obtendo-se uma estimativa inicial para os "valores da água". A seguir o programa simula um grande excesso de produção ($\text{ENBAL} = \infty$) a fim de encher os reservatórios, tentando recuperar os reservatórios mais vazios. Neste ponto o processo iterativo tem início e, de acordo com o diagrama, terminará quando ocorrer uma das seguintes condições:

1. O balanço de energia (ENBAL), diferença entre demanda e produção, é menor que uma dada tolerância (TOL).
2. Existe um déficit de energia ($\text{ENBAL} < 0$), porém as metas de armazenamento final de cada reservatório não podem ser alteradas devido aos reservatórios estarem vazios ou por terem atingido a capacidade máxima de turbinamento.

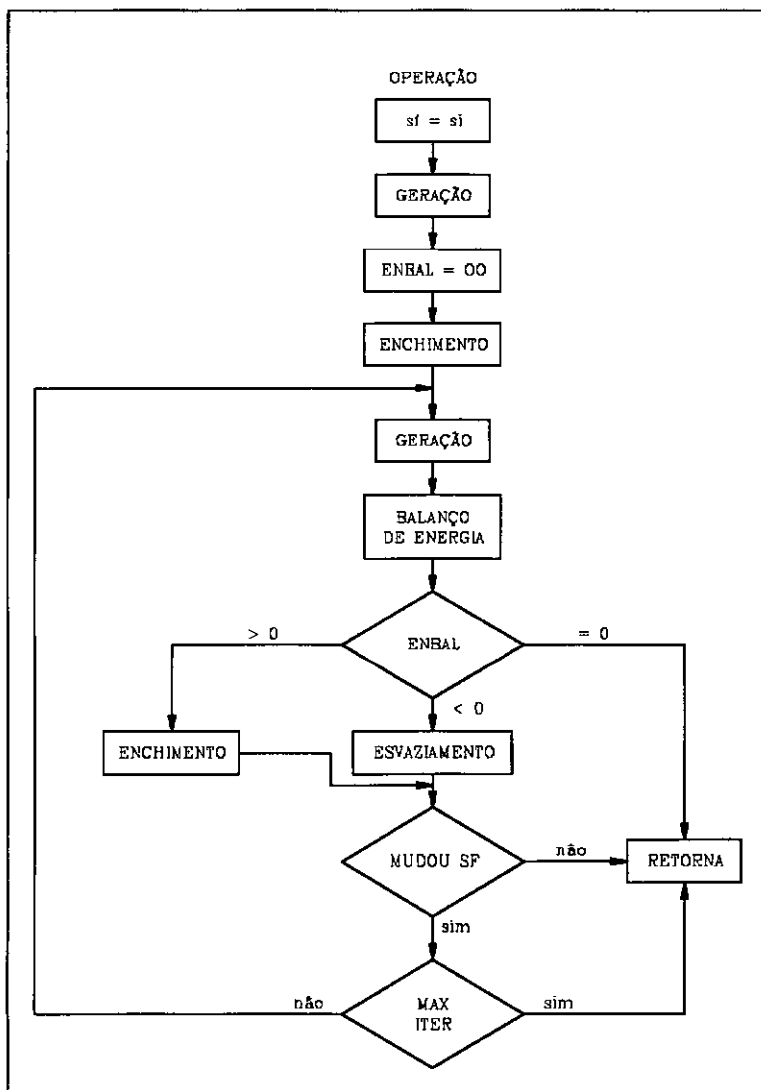


Figura V.5 - Diagrama de Fluxo do Processo Iterativo

3. Existe um excesso de energia ($ENBAL > 0$), porém as metas de armazenamento final de cada reservatório não podem ser alteradas devido aos reservatórios estarem repletos ou por estarem turbinando o volume de água mínimo.
4. O número máximo de iterações foi atingido.

No fim do procedimento, se $ENBAL > TOL$ o subsistema tem um excesso de produção ($EXC = ENBAL$); da mesma forma, se $ENBAL < TOL$, o subsistema tem um déficit de produção ($DEF = ENBAL$); caso contrário, ambos EXC e DEF serão zero. A porção do período de simulação, do primeiro mês depois que o subsistema apresentou um excesso (EXC) até o último mês que apresentou deficit (DEF) antes de apresentar um novo excesso, é chamado de "período crítico".

V.4 CÁLCULO DE CUSTOS MARGINAIS EM UM MODELO DE SIMULAÇÃO

A solução do problema de despacho hidrotérmico de um sistema composto por H usinas hidroelétricas e N unidades térmicas, pelo algoritmo de Baleriaux estendido acoplado a um programa de simulação a usinas individualizadas, também permite o cálculo de *custos marginais* em um estágio t qualquer do período de estudo. Por exemplo, o custo marginal de demanda, os custos marginais de capacidade de armazenamento e turbinamento das usinas hidroelétricas e os custos marginais de capacidades de geração térmica.

O cálculo dos custos marginais associados ao sistema obedece às equações (III.20) a (III.24) do capítulo III. Porém, os riscos de deficit a serem calculados em cada iteração do algoritmo devem ser obtidos analisando-se os *períodos críticos* do sistema equivalente de energia ao longo de todos os cenários.

V.4.1 Custo Marginal de Demanda

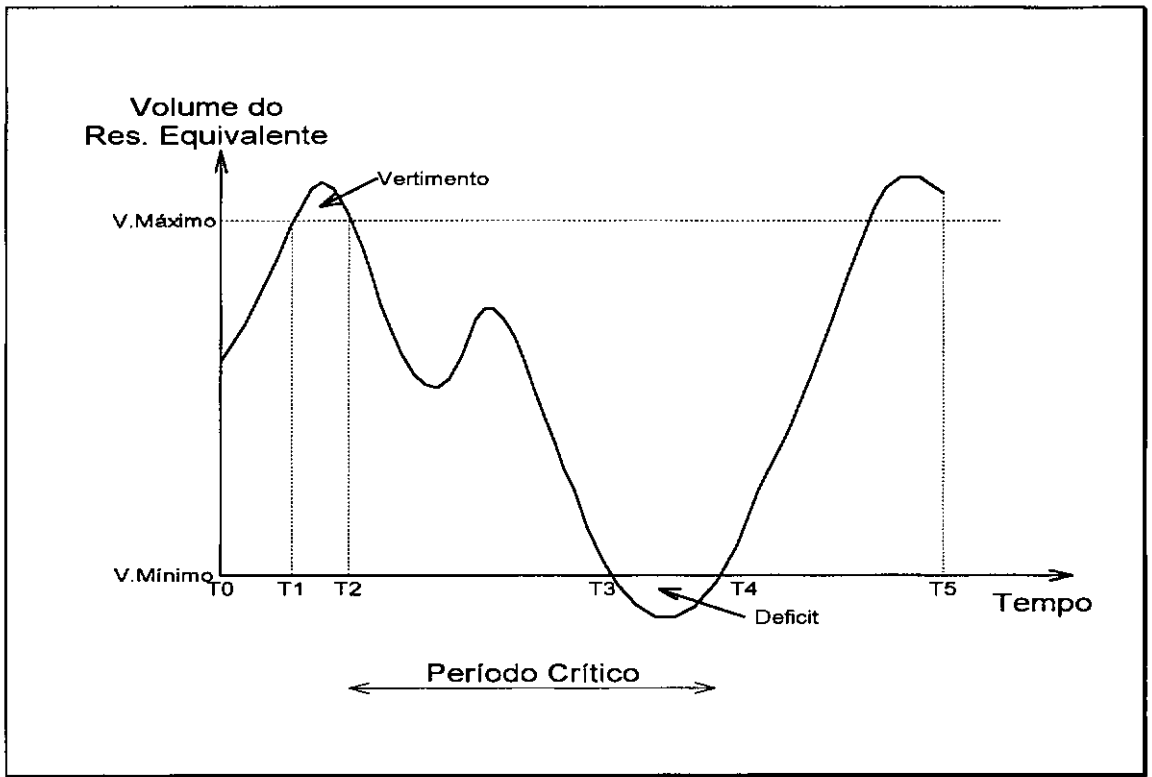
O custo marginal da demanda no estágio t , isto é, a variação do valor esperado do custo de operação se houver um aumento de uma unidade da demanda d no estágio t , é dado pela expressão (III.20):

$$\pi_d(t) = \frac{\partial E(z)}{\partial d(t)} = c_1 R_h(t) + \sum_{i=2}^N (c_i - c_{i-1}) R_{i-1}(t) + (c_d - c_N) R_N(t)$$

onde $R_h(t)$ e $R_i(t)$ são os riscos de déficit em um estágio qualquer, a partir do estágio t , depois da adição das usinas hidroelétricas e da i -ésima unidade térmica respectivamente, provocados pelo aumento de uma unidade de demanda no estágio t .

O risco de deficit em um estágio qualquer corresponde à probabilidade de se ter uma disponibilidade de energia negativa no estágio.

No cálculo deste índice é necessário analisar cada um dos S cenários. Repetindo a Figura V.3 aqui é fácil notar que duas situações podem ocorrer com o aumento de uma unidade de demanda no estágio t :



1. o valor do deficit de t até o final do período de estudo aumenta de uma unidade. Isto acontece quando a partir de t o reservatório equivalente esvazia até dar deficit sem nenhum reenchimento total intermediário. Neste caso, ao período (T_2 a T_4), na Figura V.3, corresponderia um custo marginal de demanda diferente de zero. Logo, todo este período terá associado o valor 1.
2. o valor do deficit de t até o final do período de estudo não se altera. Esta situação se verifica quando a partir de t o reservatório equivalente recupera-se totalmente (podendo apresentar vertimento) sem ocorrer deficit em algum período intermediário. Neste caso, aos períodos (T_0 a T_2) e (T_4 a T_5) corresponderia um custo marginal de demanda igual a zero. Logo, estes períodos terão associados o valor 0.

Assim, podemos calcular $R_i(t)$, em cada iteração do processo, da seguinte forma:

$$R_i(t) = \sum_{k=1}^S P(k) vd_k(t) \quad (V.7)$$

onde $vd_k(t)$ recebe o valor 0 ou 1, atribuído na análise realizada em (1) e (2).

V.4.2 Custo Marginal de Capacidade de Geração Térmica

Como já foi visto no capítulo III, o acréscimo de uma unidade à capacidade de geração de uma unidade térmica só afetará as simulações com as térmicas mais caras. O custo marginal de capacidade de geração da k -ésima unidade térmica em um estágio t qualquer do período de estudo é dado pela expressão (III.21):

$$\pi_{\bar{g}_k}(t) = \frac{\partial E(z)}{\partial \bar{g}_k(t)} = - \sum_{i=k+1}^N (c_i - c_{i-1}) R_{i-1}(t) - (c_d - c_N) R_N(t) \quad k = 1, \dots, N$$

No cálculo dos custos marginais de capacidade de geração térmica, o risco de deficit em um estágio qualquer a partir do estágio t corresponde, também, à probabilidade de ter uma disponibilidade de energia negativa no estágio. Dessa forma, valem as considerações construídas para o caso de custo marginal da demanda, definidas acima.

V.4.3 Custo Marginal de Capacidade de Armazenamento das Usinas Hidroelétricas

O custo marginal da capacidade de armazenamento de uma usina hidroelétrica no estágio t representa a variação do valor esperado do custo de operação em relação ao acréscimo de uma unidade na respectiva capacidade de armazenamento no estágio t , e é dada pela expressão (III.22):

$$\pi_V(t) = \frac{\partial E(z)}{\partial V(t)} = - c_1 R_h^V(t) - \sum_{i=2}^N (c_i - c_{i-1}) R_{i-1}^V(t) - (c_d - c_N) R_N^V(t)$$

Na expressão acima, $R_h^V(t)$ e $R_i^V(t)$, também se referem aos riscos de déficit em um estágio qualquer, a partir do estágio t , depois da adição da usina hidroelétrica e da i -ésima unidade térmica respectivamente. Aqui, também é necessário, no cálculo deste índice analisar cada um dos S cenários, e duas situações podem ocorrer com a disponibilidade de uma unidade de mais de armazenamento na usina hidroelétrica i , no estágio t :

1. o valor do deficit de t até o final do período de estudo diminui de uma unidade. Isto acontece quando o estágio t é o último período aonde ocorre vertimento no reservatório equivalente (logo é possível armazenar uma unidade de energia vertida), esvaziando-se a partir daí até dar deficit sem nenhum reenchimento total intermediário. Neste caso, ao estágio T_2 corresponderia um custo marginal de capacidade de armazenameto diferente de zero. Então, este período terá associado valor 1.

- o valor do deficit de t até o final do período de estudo não se altera. Esta situação se verifica sempre que o reservatório equivalente não está vertendo, ou quando está mas no estágio seguinte o vertimento continua. Neste caso, aos períodos $[T_0$ a T_2 (exclusive)], $[T_2$ (exclusive) a $T_5]$ corresponderia um custo marginal de capacidade de armazenamento igual a zero. Logo, estes períodos terão associados o valor 0.

Assim, o cálculo de $R_1^V(t)$, em cada iteração do processo, é obtido por:

$$R_1^V(t) = \sum_{k=1}^S P(k) va_k(t) \quad (V.8)$$

onde $va_k(t)$ recebe o valor 0 ou 1, atribuído na análise realizada em (1) e (2).

V.4.4 Custo Marginal de Capacidade de Turbinamento das Usinas Hidroelétricas

O custo marginal da capacidade de turbinamento de uma usina hidroelétrica no estágio t , representa a variação do valor esperado do custo de operação em relação ao acréscimo de uma unidade na capacidade de turbinamento no estágio t , descrito pela expressão (III.24):

$$\pi_T(t) = \frac{\partial E(z)}{\partial T(t)} = -c_1 R_h^T(t) - \sum_{i=2}^N (c_i - c_{i-1}) R_{i-1}^T(t) - (c_d - c_N) R_N^T$$

Na expressão acima, $R_h^T(t)$ e $R_i^T(t)$ também se referem aos riscos de déficit em um estágio qualquer, a partir do estágio t , depois da adição da usina hidroelétrica e da i -ésima unidade térmica respectivamente. Aqui, também é necessário analisar cada um dos S cenários, e duas situações podem ocorrer com a disponibilidade de uma unidade a mais de turbinamento na usina hidroelétrica j , no estágio t :

- o valor do deficit de t até o final do período de estudo diminui de uma unidade. Isto acontece quando o sistema equivalente encontra-se no último estágio de deficit em um período crítico, e a usina j ainda tem volume de água a turbinar mas não o faz por já ter atingido o limite de turbinamento. Neste caso, ao estágio T_4 corresponderia um custo marginal de turbinamento diferente de zero. Então, este período terá associado o valor 1.

- o valor do deficit de t até o final do período de estudo não se altera. Esta situação se verifica, por exemplo, nos períodos $[T_0$ a T_4 (exclusive)], $[T_4$ (exclusive) a $T_5]$ corresponderia um custo marginal de turbinamento igual a zero. Logo, estes períodos terão associados o valor 0.

Assim, o cálculo de $R_1^T(t)$, em cada iteração do processo, é obtido por:

$$R_1^T(t) = \sum_{k=1}^S P(k) vt_k(t) \quad (V.9)$$

onde $vt_k(t)$ recebe o valor 0 ou 1, atribuído na análise realizada em (1) e (2).

V.5 ESTUDO DE CASO

A aplicação da metodologia proposta para sistemas hidroelétricos com H usinas hidroelétricas, será ilustrada através de um estudo de caso com uma configuração do sistema Sudeste do Brasil. Nesta configuração o sistema Sudeste está representado por seis usinas hidroelétricas com energia armazenada máxima de 20481 MWmês. As usinas hidroelétricas Estreito e Porto Colômbia são usinas fio d'água, enquanto as usinas hidroelétricas Furnas, Peixoto, Marimbondo e Itumbiara possuem reservatório. A Figura V.6 ilustra o sistema.

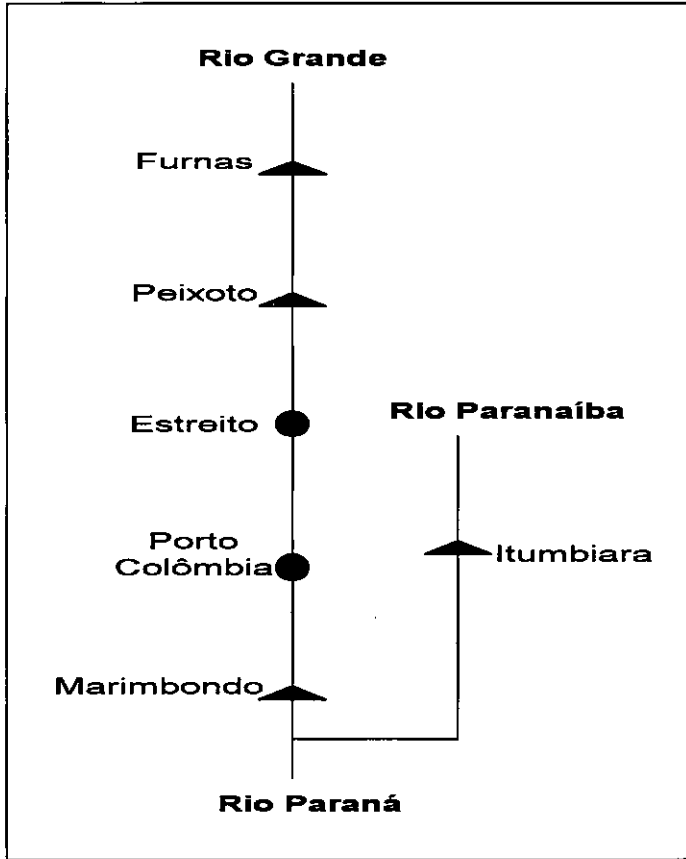


Figura V.6 - Configuração do Sistema Sudeste do Brasil

A operação mensal do sistema foi simulada durante cinco anos para 200 séries sintéticas de vazões mensais igualmente prováveis, conforme ilustrado na Figura V.7. As séries sintéticas de vazões foram obtidas a partir do modelo de séries hidrológicas, *MSH*, Kelman et alli [21]. Este modelo gera séries sintéticas de vazões anuais a partir do ajuste de um modelo auto-regressivo de ordem um à série histórica anual, preservando-se tanto a dependência espacial entre os registros fluviométricos das usinas hidroelétricas quanto a dependência temporal. A seguir, para cada usina hidroelétrica, as séries de vazões anuais sintéticas são desagregadas em vazões mensais sintéticas.

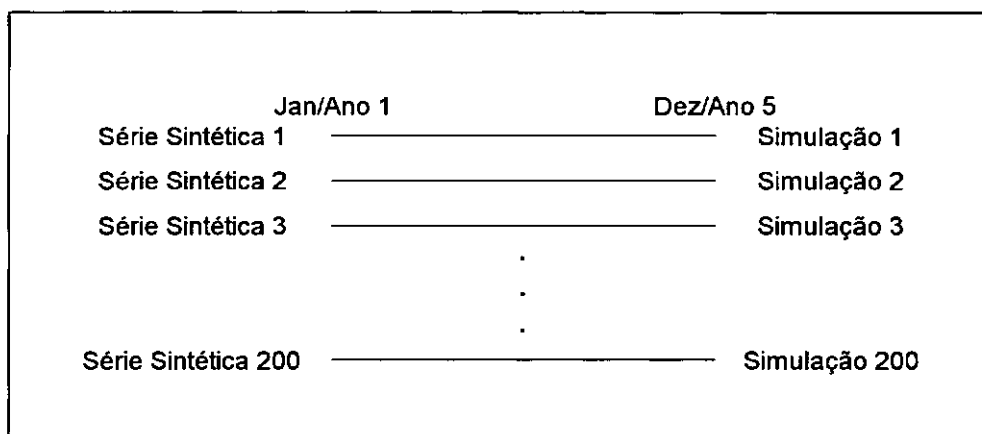


Figura V.7 - Esquema de Simulação por 200 Séries Sintéticas

O mercado de energia utilizado em todos os meses do período de estudo foi 2940 MWh. Este valor corresponde ao maior mercado de energia que esta configuração pode atender com um risco, medido pela probabilidade de déficit anual, igual a 95%. A Tabela V.1 apresenta as principais características das usinas hidroelétricas que compõem a configuração do sistema Sudeste utilizada.

Tabela V.1 - Dados da Configuração Hidráulica do Sistema Sudeste

Sistema Sudeste	Volume Inicial (%)	Volume Máximo (hm ³)	Volume Mínimo (hm ³)	Potência Instalada (Mw)	Vazão Nominal (m ³ /s)	Prod. (MW/m ³ /s)
Fumas	0,50	22950,00	5733,00	1312,00	1755,00	0,747085
Peixoto	0,50	4040,00	1540,00	478,00	1537,00	0,315150
Estreito	1,00	1423,00	1423,00	1104,00	1951,00	0,563290
P. Colômbia	1,00	1524,00	1524,00	328,00	1605,00	0,204303
Marimbondo	0,50	6150,00	890,00	1488,00	3182,00	0,465357
Itumbiara	0,50	17027,00	4573,00	2280,00	3528,00	0,644451

As unidades térmicas da configuração do sistema foram agrupadas em três classes de mesmo custo unitário de operação. A Tabela V.2 apresenta os dados correspondentes às classes térmicas. Nesta aplicação, foi assumido que as unidades térmicas não estão sujeitas a falhas, podendo atingir, em qualquer estágio, a sua capacidade instalada.

O custo associado ao não atendimento da demanda de energia foi 500,00 US\$/MWh.

Tabela V.2 - Dados da Configuração Térmica do Sistema Sudeste

Classes Térmicas	Capacidade Instalada (MW)	Custo de Operação (US\$/MWh)
Classe 1	43,00	10,00
Classe 2	91,00	22,00
classe 3	48,00	43,00

A solução deste problema foi obtida inicialmente analisando-se o problema como um conjunto de duzentos problemas de programação linear hidrotérmicos. Cada problema de programação linear hidrotérmico corresponde a um cenário de vazões, e sua solução foi obtida a partir de um pacote de programação linear denominado XMP, XMP Software Inc. [14]. A Tabela V.3 apresenta o valor esperado de geração de cada classe térmica ao longo do período de estudo, e também o correspondente valor esperado do custo de operação.

Tabela V.3 - Valor Esperado de Geração Térmica e Custo de Operação ao Longo de 5 Anos

Classes Térmicas	E [geração total] (MWhês)	Custo de Operação (10³ US\$)
G1	147,02	1073,25
G2	263,67	4234,54
G3	94,81	2976,08

A solução deste problema também fornece os valores de custos marginais de demanda, capacidade de armazenamento e turbinamento das usinas hidroelétricas e capacidade de geração das classes térmicas. A Tabela V.4 apresenta os custos marginais de demanda e de capacidade de geração térmica para cada período do horizonte de estudo. Os períodos não listados nas tabelas que se sucedem apresentam custos marginais nulos. As Figuras V.8 a V.11 ilustram a evolução dos custos marginais ao longo do período de estudo.

A Tabela V.5 apresenta os custos marginais de capacidade de armazenamento para cada usina hidroelétrica com reservatório. A Figura V.12 ilustra a evolução deste custo marginal ao longo do tempo para cada uma das usinas hidroelétricas com reservatório que compõem o sistema.

Os custos marginais de capacidade de turbinamento em todas as usinas hidroelétricas foram nulos em qualquer período do horizonte de estudo. O tempo de processamento deste caso apresentado foi de 3215 segundos em um microcomputador 486, 33 MHz.

Tabela V.4 - Custos Marginais Associados à D, \bar{G}_1 , \bar{G}_2 e \bar{G}_3

Período	Custos Marginais (US\$/MWh)			
	Demanda	\bar{G}_1	\bar{G}_2	\bar{G}_3
1/1 a 4/1	15,860	-15,210	-14,550	-13,710
5/1 a 2/2	16,025	-15,375	-14,655	-13,710
3/2	18,310	-17,660	-16,940	-15,995
4/2	18,635	-17,885	-17,045	-15,995
5/2 a 10/2	21,075	-20,275	-19,435	-18,280
11/2	20,970	-20,170	-19,330	-18,280
12/2 a 4/3	20,910	-20,110	-19,330	-18,280
5/3 a 10/3	21,020	-20,170	-19,330	-18,280
11/3	20,970	-20,170	-19,330	-18,280
12/3	18,470	-17,720	-16,940	-15,995
1/4 a 10/4	15,860	-15,210	-14,550	-13,710
11/4	13,145	-12,595	-12,055	-11,425
12/4	10,375	-10,025	-9,665	-9,140
1/5 a 10/5	7,660	-7,410	-7,170	-6,855
11/5 a 12/5	2,550	-2,450	-2,390	-2,285

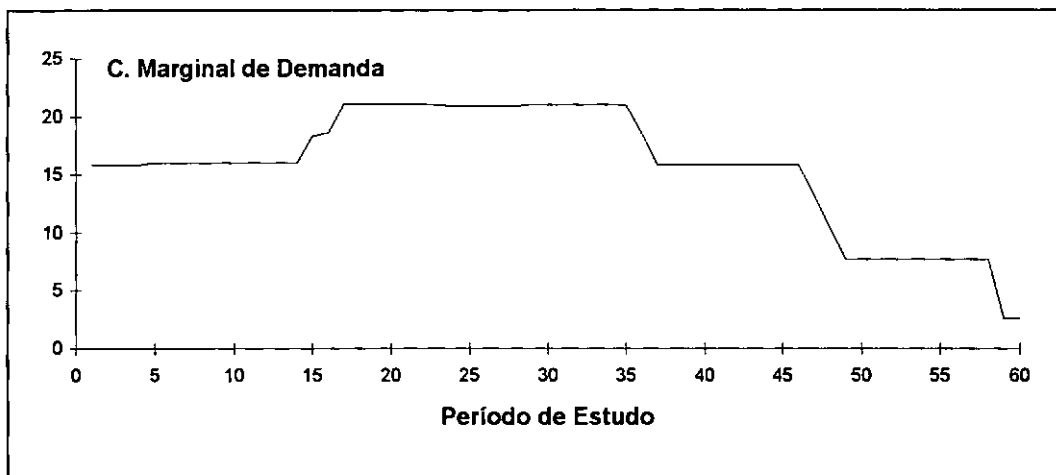


Figura V.8 - Evolução do Custo Marginal de Demanda ao longo do Período de Planejamento

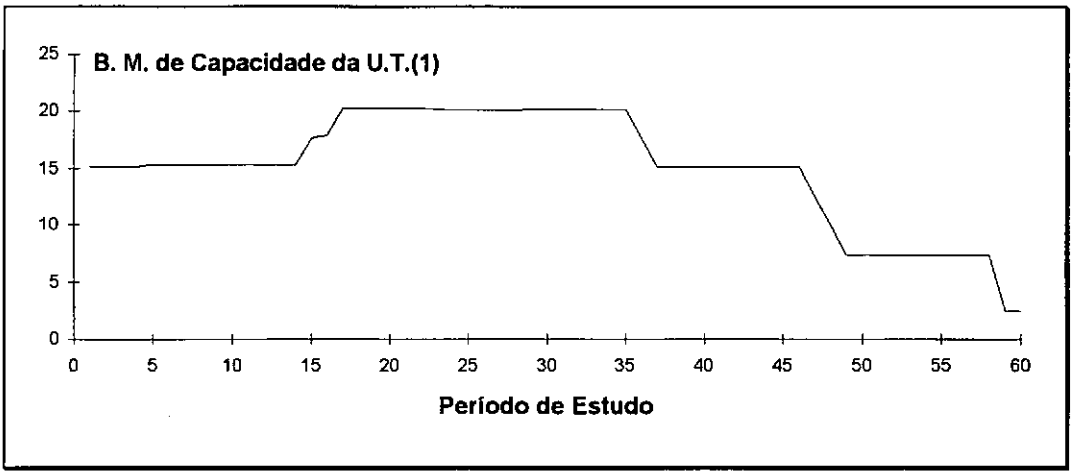


Figura V.9 - Evolução do Benefício Marginal de Capacidade da Unidade Térmica 1 ao longo do Período de Planejamento

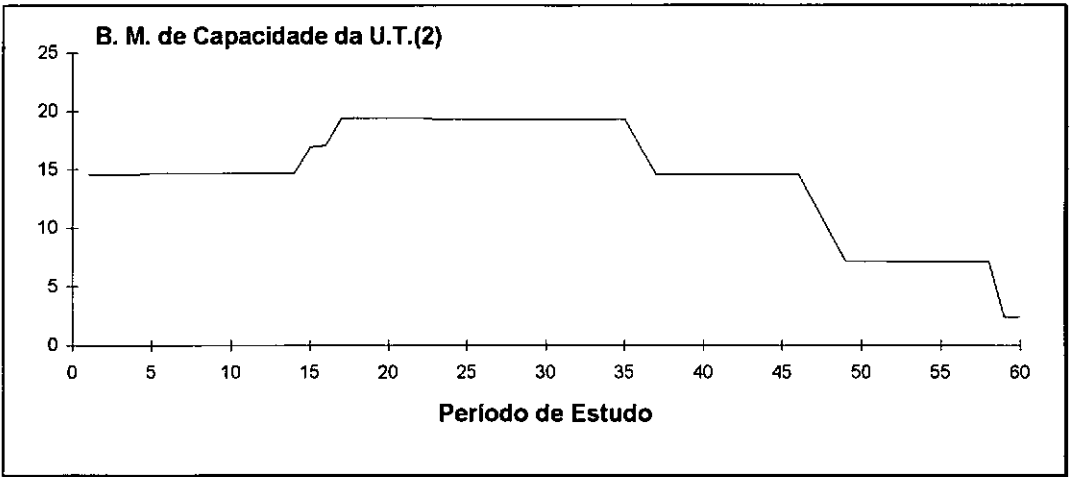


Figura V.10 - Evolução do Benefício Marginal de Capacidade da Unidade Térmica 2 ao longo do Período de Planejamento

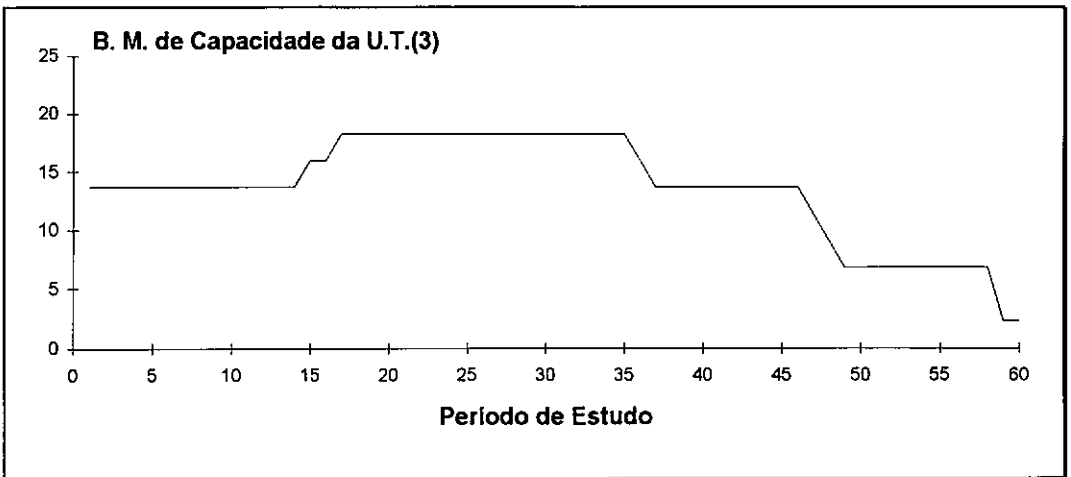


Figura V.11 - Evolução do Benefício Marginal de Capacidade da Unidade Térmica 3 ao longo do Período de Planejamento

Tabela V.5 - Custos Marginais Associados à Capacidade de Armazenamento

Período	Custos Marginais de Capacidade de Armazenamento (US\$/hm ³)			
	Furnas	Peixoto	Marimbondo	Itumbiara
5/1	-0,144	-0,097	-0,029	-0,040
3/2	-1,994	-1,345	-0,404	-0,560
4/2	-0,284	-0,191	-0,058	-0,080
5/2	-2,130	-1,436	-0,432	-0,598
5/3	-0,096	-0,065	-0,019	-0,027

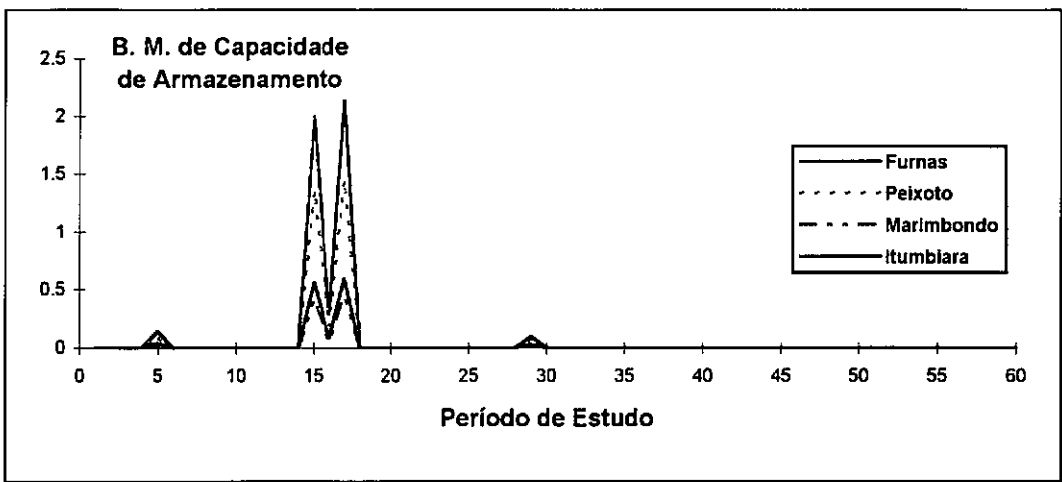


Figura V.12 - Evolução do Benefício Marginal de Capacidade de Armazenamento ao longo do Período de Planejamento

Esta solução será, agora, comparada à solução fornecida pelo método de Baleriaux estendido, no qual o modelo de simulação a usinas individualizadas, *SIMULADIN*, é utilizado para resolver cada um dos subproblemas de avaliação da confiabilidade de geração do sistema hidroelétrico.

Inicialmente, foi simulada a operação mensal do sistema hidráulico, isto é, quando apenas o parque hidráulico estava disponível, ao longo dos cinco anos do período de estudo, com uma demanda mensal de 2940,00 MWmês. O valor esperado do total de energia não suprida ao longo de todo o período de estudo foi 865,09 MWmês, calculado através da expressão (V.2). Esta etapa foi concluída em 91,13 segundos.

A segunda etapa do processo correspondeu à subtrair da demanda de energia original a capacidade instalada da classe térmica de menor custo unitário (43,00 MW), resultando em

uma demanda de energia de 2897,00 MWmês para todos os estágios, e procedeu-se, então, a simulação da operação hidráulica. O valor esperado do total de energia não suprida ao longo de todo o período de estudo foi 718,05 MWmês. Pela expressão (V.5) obteve-se, então, para o valor esperado da geração da classe térmica 1 ao longo do período de estudo, o valor 147,04 MW. O tempo de processamento correspondente foi 90,58 segundos.

Na terceira etapa do processo realizou-se a simulação da operação hidráulica com uma demanda de energia de 2806,00 MWmês em todos os estágios do período de planejamento, resultante da subtração da capacidade instalada da segunda classe térmica (91,00 MW) da demanda de energia da etapa anterior. O valor esperado do total de energia não suprida ao longo de todo o período de estudo foi 454,43 MWmês, resultando, então, para o valor esperado de geração da segunda classe térmica o valor 263,62 MW. Esta etapa foi processada em 89,64 segundos.

Na última etapa do processo, subtraiu-se da demanda de energia da etapa anterior a capacidade da terceira classe térmica (48,00 MW), obtendo-se o valor 2758,00 MWmês para a nova demanda de energia. O valor esperado da energia não suprida ao longo do período de estudo foi 359,63 MWmês, correspondendo a uma geração média de 94,80 MW para a terceira classe térmica. O tempo de processamento resultante foi 88,71 segundos.

O valor esperado do custo total de geração, US\$ 8288,71 x 10³, foi obtido pela expressão (V.6). O tempo total de processamento foi 360,06 segundos. As Tabelas V.6 e V.7 resumem os resultados obtidos.

Tabela V.6 - Valor Esperado da Energia Não Suprida para Diferentes Valores de Demanda

Simulação	Demanda (MWmês)	E [energia não suprida] (MWmês)
1	2940,00	865,09
2	2897,00	718,05
3	2806,00	454,43
4	2758,00	359,63

Tabela V.7 - Valor Esperado de Geração Térmica ao Longo de 5 Anos

Classes Térmicas	E [geração total] (MWmês)	Custo de Operação (10 ³ US\$)
G1	147,04	1073,39
G2	263,62	4233,74
G3	94,80	2975,77

O risco de déficit a partir do estágio t , $R_h(t)$, necessário à obtenção dos custos marginais de demanda e capacidades de geração térmica, foi estimado analisando-se os períodos críticos da simulação com apenas o parque hidráulico disponível. A Tabela V.8 apresenta os resultados encontrados.

Tabela V.8 - R_h por Estágio (demanda e capacidade de geração térmica)

Período	R_h
1/1 a 4/1	0,060
5/1 a 3/2	0,065
4/2	0,075
5/2 a 4/3	0,080
5/3 a 10/3	0,085
11/3	0,080
12/3	0,075
1/4 a 10/4	0,065
11/4	0,055
12/4	0,035
1/5 a 10/5	0,025
11/5 a 12/5	0,010

Por exemplo, $R_h(t)$ recebeu o valor 0,060 no período [1/1 a 4/1], porque doze das duzentas simulações encontravam-se em períodos críticos durante este período. Note que, para este estudo de caso, em um instante qualquer, t , uma simulação em período crítico contribui com 0,005 ($= 1/200$) para $R_h(t)$.

$R_h^V(t)$, necessário à obtenção dos custos marginais de capacidades de armazenamento, foi obtido analisando-se cada início de período crítico e o estado de armazenamento das usinas hidroelétricas com reservatório. A Tabela V.9 resume os resultados encontrados.

Tabela V.9 - R_h^V por Estágio (capacidade de armazenamento)

Período	R_h			
	Furnas	Peixoto	Marimbondo	Itumbiara
5/1	0,005	0,005	0,005	0,005
4/2	0,010	0,010	0,010	0,010
5/2	0,005	0,005	0,005	0,005
5/3	0,005	0,005	0,005	0,005

Os valores de $R_1(t)$, risco de déficit em um estágio qualquer, a partir do estágio t , necessários à determinação dos custos marginais de demanda e capacidades de geração térmica foram obtidos analisando-se os períodos críticos da segunda simulação, quando o parque hidráulico e a classe térmica de menor custo unitário estavam disponíveis. Os resultados encontrados estão resumidos na Tabela V.10.

Tabela V.10 - R_1 por Estágio (demanda e capacidade de geração térmica)

Período	R_1
1/1 a 4/1	0,055
5/1 a 3/2	0,060
4/2 a 11/2	0,070
12/2 a 4/3	0,065
5/3 a 11/3	0,070
12/3	0,065
1/4 a 10/4	0,055
11/4	0,045
12/4	0,030
1/5 a 10/5	0,020
11/5 a 12/5	0,005

Da mesma forma, $R_1^V(t)$, necessário à obtenção dos custos marginais de capacidades de armazenamento, foi obtido analisando-se cada início de período crítico e o estado de armazenamento das usinas hidroelétricas com reservatório. A Tabela V.11 resume os resultados encontrados.

Tabela V.11 - R_1^V por Estágio (capacidade de armazenamento)

Período	R_1^V			
	Furnas	Peixoto	Marimbondo	Itumbiara
5/1	0,005	0,005	0,005	0,005
4/2	0,010	0,010	0,010	0,010
5/3	0,005	0,005	0,005	0,005

A partir dos períodos críticos observados na simulação quando estavam disponíveis o parque hidráulico, a classe térmica 1 e a classe térmica 2, calculou-se $R_2(t)$, risco de déficit em um estágio qualquer, a partir do estágio t , necessário à obtenção dos custos marginais de demanda e capacidades de geração térmica. A Tabela V.12 apresenta os resultados encontrados.

Tabela V.12 - R_2 por Estágio (demanda e capacidade de geração térmica)

Período	R_2
1/1 a 2/2	0,040
3/2	0,045
4/2	0,050
5/2 a 10/2	0,055
11/2 a 11/3	0,050
12/3	0,045
1/4 a 10/4	0,040
11/4	0,030
12/4	0,025
1/5 a 10/5	0,015
11/5 a 12/5	0,005

$R_2^V(t)$, necessário à obtenção dos custos marginais de capacidades de armazenamento, foi obtido analisando-se cada início de período crítico correspondente e o estado de armazenamento das usinas hidroelétricas com reservatório. A Tabela V.13 apresenta os resultados encontrados.

Tabela V.13 - R_2^V por Estágio (capacidade de armazenamento)

Período	R_2^V			
	Furnas	Peixoto	Marimbondo	Itumbiara
3/2	0,005	0,005	0,005	0,005
4/2	0,005	0,005	0,005	0,005
5/2	0,005	0,005	0,005	0,005

Da mesma forma que as etapas anteriores, procedeu-se o cálculo de $R_3(t)$, a partir dos períodos críticos observados na simulação com todo o parque hidráulico e térmico disponíveis. Os riscos de déficit em um estágio qualquer, a partir do estágio t , são necessários à obtenção dos custos marginais de demanda e capacidades de geração térmica. A Tabela V.14 apresenta os resultados obtidos.

Tabela V.14 - R_3 por Estágio (demanda e capacidade de geração térmica)

Período	R_3
1/1 a 2/2	0,030
3/2 a 4/2	0,035
5/2 a 11/3	0,040
12/3	0,035
1/4 a 10/4	0,030
11/4	0,025
12/4	0,020
1/5 a 10/5	0,015
11/5 a 12/5	0,005

Finalmente, o valor de $R_3^V(t)$, necessário à obtenção dos custos marginais de capacidades de armazenamento, foi obtido analisando-se cada início de período crítico e o estado de armazenamento das usinas hidroelétricas com reservatório. A Tabela V.15 resume os resultados encontrados.

Tabela V.15 - R_3^y por Estágio (capacidade de armazenamento)

Período	R_3^y			
	Furnas	Peixoto	Marimbondo	Itumbiara
3/2	0,005	0,005	0,005	0,005
5/2	0,005	0,005	0,005	0,005

Para obter-se o custo marginal associado à capacidade de geração da classe térmica de custo unitário mais elevado, G3, relativo, por exemplo, ao período [mês 1/ano 1 a mês 4/ano 1], deve-se utilizar a expressão (III.20), onde o valor de $R_3(t)$ é obtido da Tabela V.14.

$$\pi_{\bar{g}_3}(t) = -(c_d - c_3) R_3(t) = -(500,00 - 43,00) \times 0,030 = -13,71 \text{ US\$/MWh}$$

Também pela expressão (III.20), pode-se calcular o custo marginal de capacidade de geração da classe térmica G2, associado ao período [mês 1/ano 1 a mês 4/ano 1]. Os valores de $R_2(t)$ e $R_3(t)$ são obtidos das Tabelas V.12 e V.14 respectivamente.

$$\begin{aligned} \pi_{\bar{g}_2}(t) &= -(c_3 - c_2) R_2(t) - (c_d - c_3) R_3(t) = \\ &= -(43,00 - 22,00) \times 0,040 - (500,00 - 43,00) \times 0,030 = -14,55 \text{ US\$/MWh} \end{aligned}$$

Da mesma forma, o custo marginal de capacidade de geração da classe térmica G1, associado ao período [mês 1/ano 1 a mês 4/ano 1], é obtido pela expressão (III.20). Os valores de $R_1(t)$, $R_2(t)$ e $R_3(t)$ são obtidos das Tabelas V.10, V.12 e V.14 respectivamente.

$$\begin{aligned} \pi_{\bar{g}_1}(t) &= -(c_2 - c_1) R_1(t) - (c_3 - c_2) R_2(t) - (c_d - c_3) R_3(t) = \\ &= -(22,00 - 10,00) \times 0,055 - (43,00 - 22,00) \times 0,040 - \\ &= -(500,00 - 43,00) \times 0,030 = -15,21 \text{ US\$/MWh} \end{aligned}$$

O custo marginal de demanda, associado ao período [mês 1/ano 1 a mês 4/ano 1], é obtido pela expressão (III.19). Os valores de $R_h(t)$, $R_1(t)$, $R_2(t)$ e $R_3(t)$ são obtidos das Tabelas V.8, V.10, V.12 e V.14 respectivamente.

$$\pi_d(t) = c_1 R_h(t) + (c_2 - c_1) R_1(t) + (c_3 - c_2) R_2(t) + (c_d - c_3) R_3(t) =$$

$$10,00 \times 0,060 + 12,00 \times 0,055 + 21,00 \times 0,040 + 457,00 \times 0,030 =$$

15,81 US\$/MWh

A Tabela V.16 apresenta os custos marginais de demanda e de capacidade de geração das classes térmicas G1, G2 e G3, ao longo de todo o período de estudo. As Figuras V.13 a V.16 ilustram a evolução dos custos marginais ao longo do período de estudo.

Tabela V.16 - Custos Marginais Associados à D, \bar{G}_1 , \bar{G}_2 e \bar{G}_3

Período	Custos Marginais (US\$/MWh)			
	Demanda	\bar{G}_1	\bar{G}_2	\bar{G}_3
1/1 a 4/1	15,810	-15,210	-14,550	-13,710
5/1 a 2/2	15,920	-15,270	-14,550	-13,710
3/2	18,310	-17,660	-16,940	-15,995
4/2	18,635	-17,885	-17,045	-15,995
5/2 a 10/2	21,075	-20,275	-19,435	-18,280
11/2	20,970	-20,170	-19,330	-18,280
12/2 a 4/3	20,910	-20,110	-19,330	-18,280
5/3 a 10/3	21,020	-20,170	-19,330	-18,280
11/3	20,970	-20,170	-19,330	-18,280
12/3	18,470	-17,720	-16,940	-15,995
1/4 a 10/4	15,860	-15,210	-14,550	-13,710
11/4	13,145	-12,595	-12,055	-11,425
12/4	10,375	-10,025	-9,665	-9,140
1/5 a 10/5	7,660	-7,410	-7,170	-6,855
11/5 a 12/5	2,550	-2,450	-2,390	-2,285

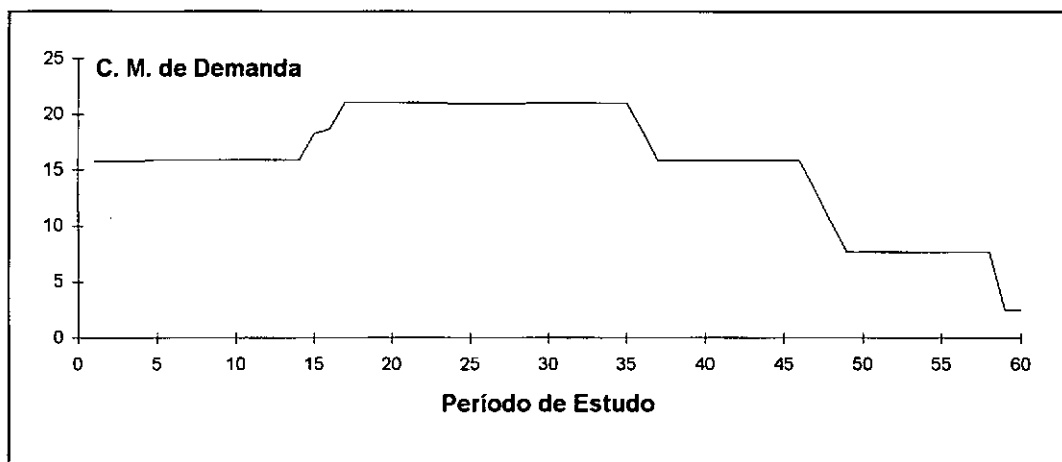


Figura V.13 - Evolução do Custo Marginal de Demanda ao longo do Período de Planejamento

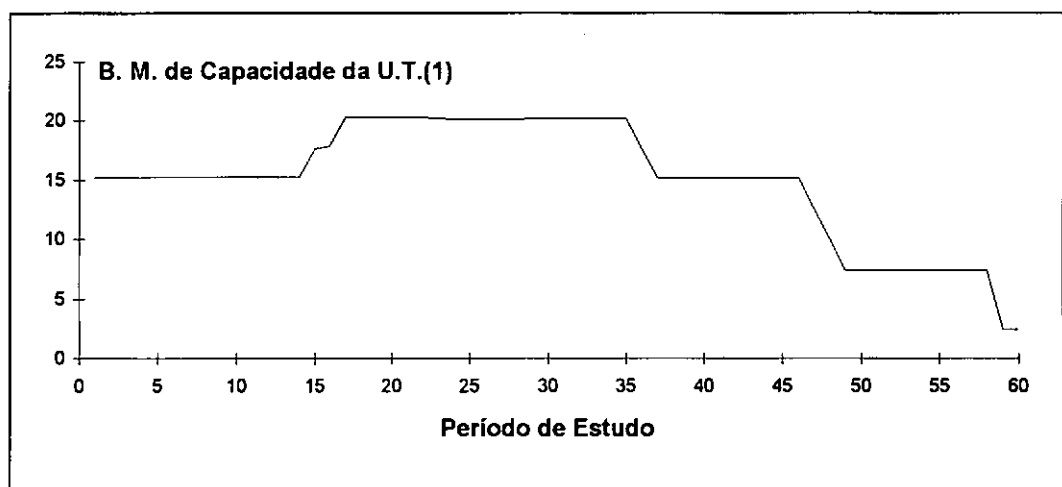


Figura V.14 - Evolução do Benefício Marginal de Capacidade da Unidade Térmica 1 ao longo do Período de Planejamento

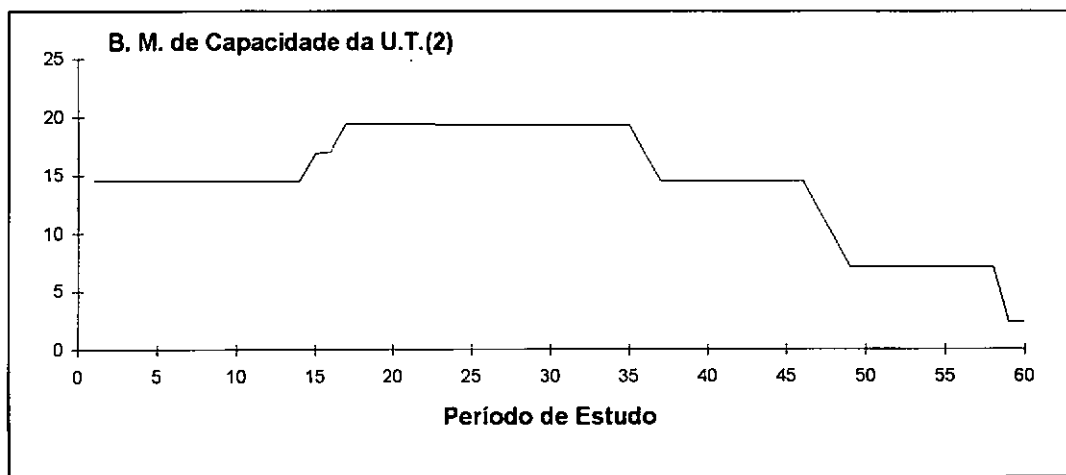


Figura V.15 - Evolução do Benefício Marginal de Capacidade da Unidade Térmica 2 ao longo do Período de Planejamento

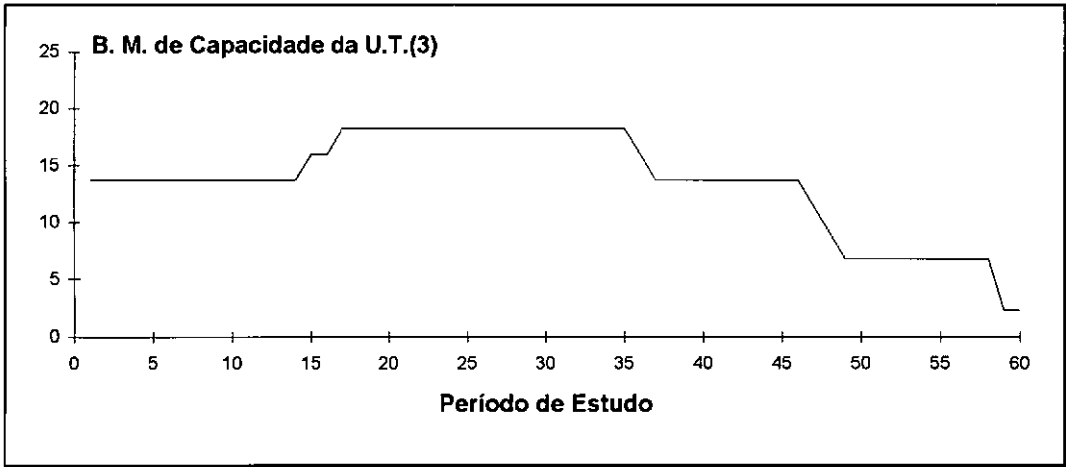


Figura V.16 - Evolução do Benefício Marginal de Capacidade da Unidade Térmica 3 ao longo do Período de Planejamento

Para obter-se o custo marginal associado à capacidade de armazenamento de cada uma das usinas hidroelétricas com reservatório deve-se utilizar a expressão (III.21):

$$\pi_V(t) = -c_1 R_h^V(t) - (c_2 - c_1) R_1^V(t) - (c_3 - c_2) R_2^V(t) - (c_d - c_3) R_3^V(t)$$

Para cada período, os valores de $R_h^V(t)$, $R_1^V(t)$, $R_2^V(t)$ e $R_3^V(t)$ foram retirados das Tabelas V.9, V.11, V.13 e V.15 respectivamente. Por exemplo, o custo marginal de capacidade de armazenamento da usina hidroelétrica de Peixoto no período [3/2] foi obtido da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \pi_V(t) = & - [(43,00 - 22,00) \times 0,005 + (500,00 - 43,00) \times 0,005] \times 1,5481 = \\ & -3,70 \text{ US\$/m}^3/\text{s} = -1,41 \text{ US\$/hm}^3 \end{aligned}$$

Nota-se que a expressão acima foi multiplicada pela produtividade acumulada da usina hidroelétrica Peixoto ($= 1,5481$), pois cada unidade de vazão que passa pela turbina desta usina hidroelétrica produz 1,5481 MW, nela própria e nas demais a jusante dela. A Tabela V.17 resume os resultados encontrados para todas as usinas hidroelétricas com reservatório da configuração estudada. A Figura V.17 ilustra a evolução dos custos marginais de armazenamento ao longo do período de estudo para cada uma das usinas hidroelétricas com reservatório.

Tabela V.17 - Custos Marginais Associados à Capacidade de Armazenamento

Período	Custos Marginais de Capacidade de Armazenamento (US\$/hm ³)			
	Furnas	Peixoto	Marimbondo	Itumbiara
5/1	-0,096	-0,065	-0,019	-0,027
3/2	-2,086	-1,407	-0,423	-0,586
4/2	-0,284	-0,191	-0,058	-0,080
5/2	-2,130	-1,436	-0,432	-0,598
5/3	-0,096	-0,065	-0,019	-0,027

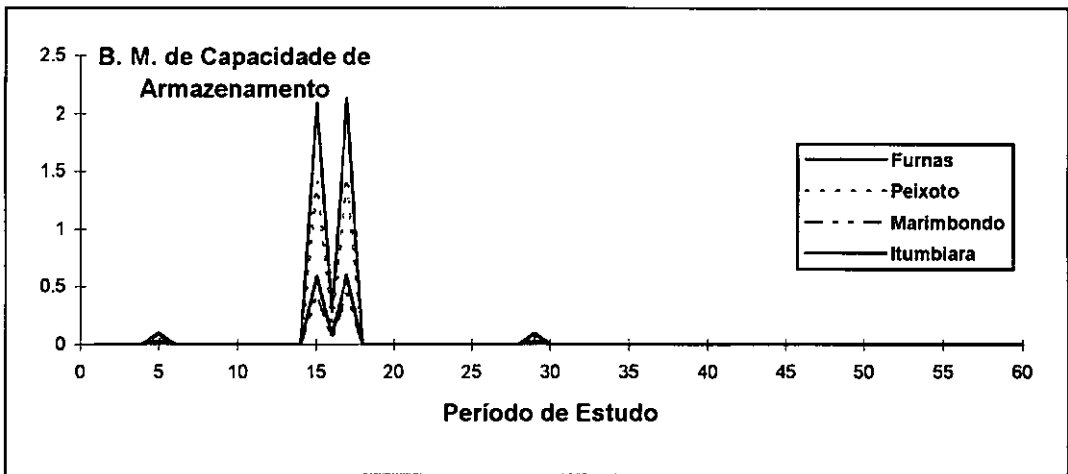


Figura V.17 - Evolução do Benefício Marginal de Capacidade de Armazenamento ao longo do Período de Planejamento

No último período de todos os períodos críticos encontrados em cada uma das simulações, nenhuma das usinas hidroelétricas apresentou volume de água superior à sua capacidade de turbinamento. Portanto, o custo marginal de capacidade de turbinamento, $\pi_T(t)$, para cada uma das usinas hidroelétricas foi nulo ao longo do período de estudo.

Comparando-se os resultados acima apresentados com os obtidos anteriormente, resolvendo-se o problema como um problema de programação linear hidrotérmico, observa-se que, quanto ao valor esperado de geração térmica, as alternativas apresentaram resultados praticamente idênticos aos encontrados com a metodologia proposta.

Comparando-se os custos marginais de demanda e capacidade de geração térmica, nota-se que os resultados são idênticos a menos do período (5/1 a 2/2). No período (1/1 a 4/1), apenas os custos marginais de demanda apresentaram valores não coincidentes, porém

próximos. As diferenças encontradas devem-se à diferenças na determinação de um início de período crítico em alguma das simulações, pelo modelo de otimização e pelo modelo de simulação.

Pequenas diferenças também foram encontradas nos custos marginais de capacidade de armazenamento das usinas hidroelétricas com reservatório. A justificativa para essas diferenças é a mesma dada no parágrafo anterior.

Quanto ao ganho computacional, a metodologia de Baleriaux estendida, proposta neste capítulo, foi nove vezes mais rápida.

CAPÍTULO VI

CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

VI.1 CONCLUSÕES

Esta tese apresentou uma extensão da metodologia de Baleriaux para o cálculo do valor esperado do custo de operação de sistemas hidrotérmicos, capaz de representar os aspectos cronológicos da operação de um reservatório: o limite de armazenamento na usina hidroelétrica e o comportamento cronológico das afluições e da demanda ao longo do período de estudo.

Foi demonstrado que a metodologia de Baleriaux pode ser aplicada a problemas de otimização estocástica que podem ser representados por um modelo de fluxo em redes. Assim, a metodologia proposta consiste em decompor o problema de despacho de geração hidrotérmico em uma sequência de problemas cronológicos de avaliação da confiabilidade de suprimento de uma usina hidroelétrica. Por sua vez, cada problema de confiabilidade é resolvido por uma sequência de convoluções entre níveis de armazenamento do reservatório, demanda, afluições e capacidade de geração térmica.

Foi desenvolvido e incorporado à metodologia proposta um algoritmo de cálculo dos custos marginais de operação: demanda, capacidade de armazenamento e turbinamento da usina hidroelétrica e capacidades de geração térmica para qualquer estágio do período de estudo.

A aplicação da metodologia foi ilustrada através de um sistema real de geração de energia elétrica, permitindo avaliar, para o estudo de caso em questão, o efeito da não representação do limite de armazenamento na usina hidroelétrica, e também, o efeito do atendimento da meta de geração hidroelétrica por um valor esperado de geração.

No estudo de caso apresentado, o valor esperado do custo de operação calculado pela metodologia de Baleriaux estendida existente esteve cerca de 30% abaixo do "verdadeiro" valor obtido pela metodologia proposta nesta tese. Parte da diferença (16,5%) deveu-se à não representação do limite de armazenamento da usina hidroelétrica durante o período de estudo, enquanto o restante (13,5%) deveu-se ao atendimento da meta de geração hidroelétrica por um valor médio.

A metodologia proposta provou ser bastante eficiente computacionalmente. Quando comparada com a solução obtida pelo método de simulação Monte-Carlo, a redução no tempo computacional foi da ordem de 670 vezes.

Foi mostrado, também, que o algoritmo de Baleriaux estendido proposto, sob determinadas condições, é válido para sistemas hidroelétricos com diversos reservatórios. Nesta tese foi proposto a utilização de um modelo de simulação a usinas individualizadas, para resolver cada um dos problemas de avaliação da confiabilidade de suprimento do sistema hidroelétrico. Ainda, neste caso, é possível o cálculo de custos marginais de operação em um estágio qualquer do período de estudo.

O algoritmo proposto foi aplicado a um sistema geração real e mostrou-se bastante eficiente computacionalmente. Quando comparada com a solução obtida pelo método de simulação Monte-Carlo, a redução no tempo computacional foi da ordem de 9 vezes.

VI.2 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

A seguir são listados alguns tópicos para o prosseguimento da pesquisa:

- Extensão da metodologia analítica proposta para a solução de problemas de despacho probabilístico de geração de sistemas hidrotérmicos com uma usina hidroelétrica para sistemas hidrotérmicos com múltiplos reservatórios, arbitrando-se uma regra de operação, por exemplo, o deplecionamento em paralelo dos reservatórios.
- Extensão da metodologia analítica proposta para incorporar a dependência temporal das afluências.
- Aplicação da metodologia analítica proposta ao problema de despacho probabilístico de geração multi-área. O objetivo deste problema é minimizar o custo de operação em um sistema térmico interligado, levando em consideração os limites de transferência de energia entre as áreas.
- Aplicação da metodologia proposta como parte de uma solução automática do problema de planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos, baseada em técnicas de decomposição. O custo de um plano de expansão é composto do *custo de investimento* (custo de construção das unidades geradoras e das linhas de transmissão) e do *custo de operação* (associado aos custos de combustíveis das unidades térmicas).

geradoras). A metodologia proposta pode ser empregada no cálculo do custo de operação, além de fornecer os custos marginais de operação necessários à aplicação de técnicas de decomposição.

- Aplicação da metodologia proposta como parte de uma solução automática do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, baseada em programação dinâmica dual estocástica. Em cada estágio do período de planejamento e para cada estado e afluência ao sistema é necessário resolver um problema de despacho de geração. De posse desta metodologia pode-se incorporar ao problema de cada estágio e estado a cronologia da demanda e as falhas das unidades térmicas geradoras.

REFERÊNCIAS

- [1] J.P.Stremel, "A Historical Perspective on Production Costing Models", in *EPRl Monographs on Simulation of Electric Power Production*, EPRI Research Project 2359, December, 1991.
- [2] E.Kahn, "Comparison of Production Simulation Implementations", in *EPRl Monographs on Simulation of Electric Power Production*, EPRI Research Project 2359, May, 1993.
- [3] H.Baleriaux, E.Jamouille, F.Guertechin, "Simulation de L'exploitation d'un parc de machines thermiques de production d'electricité couplé à des stations de pompage", *Revue E*, Vol. 5, No. 7, pp. 225-245, 1967.
- [4] R.Booth, *The A-B-C of Probabilistic Simulation*, Tennessee Valley Authority Report, February, 1971.
- [5] R.R.Booth, "Power System Simulation Model Based on Probability Analysis", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-91, pp.62-69, 1972.
- [6] J.A.Bloom, L.Charny, "Long Range Generation Planning with Limited Energy and Storage Plants, Part I: Production Costing", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 9, pp. 2861-2870, 1983.
- [7] B.Manhire, "Probabilistic Simulation of Multiple Energy Storage Devices for Production Cost Calculations", *Electric Power Research Institute Project Report*, EA-1411, May 1980.
- [8] P.Nordlund, D.Sjelygren, M.V.F.Pereira, J.Bubenko, "Generation Expansion in Systems With a High Share of Hydro Power", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PWRS-2, No. 1, 1987.
- [9] R.Billinton, R.N.Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, Pitman Advanced Publishing Program, New York, 1984.
- [10] L.R. Ford Jr., D.R. Fulkerson, *Flows in Networks*, Princeton University Press, Princeton, New Jersey, 1974.

- [11] M.E.P.Maceira, M.V.F.Pereira, "Representation of Chronological Hydrothermal Operation in Analytical Production Costing", *11th Power Systems Computation Conference - PSCC*, Avignon - France, August 30-September 3, 1993.
- [12] M.E.P.Maceira, M.V.F.Pereira, "Analytical Modeling of Chronological Reservoir Operation in Production Costing", *1995 IEEE/PES Winter Meeting*, Paper 95 WM 195-8 PWRS, New York - USA, January 29-February 2, 1995 (a ser apresentado).
- [13] B.Gorenstin, N.Campodónico, J.Costa, M.Pereira, "Power System Expansion Planning Under Uncertainty", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PWRS-7, No. 2, pp. 791-797, 1992.
- [14] J.F.Benders, "Partitioning Procedures for Solving Mixed Variables Programming Problems", *Numer. Math* 4, 1962.
- [15] J.Kleijnen, *Statistics Techniques in Simulation - Part I*, Marcel Decker, New York, 1974.
- [16] XMP SOFTWARE INC., *XLP Technical Reference Manual*, 1989.
- [17] L.A.Terry, *Modelo a Sistema Equivalente*, Relatório Técnico CEPEL, nº 1705/80, 1980.
- [18] M.E.P.Maceira, M.V.F.Pereira, "Analytical Modeling of Chronological Reservoir Operation in Production Costing", *4th Probabilistic Methods Applied to Power Systems International Conference - PMAPS*, Rio de Janeiro - Brazil, September 26-29, 1994.
- [19] S.H.F.Cunha, J.Kelman, M.V.F.Pereira, A.T.Santos, F.A.S.Bem, "Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas Para Estudos de Usos-Múltiplos da Água em Sistemas Interligados", *VIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*, São Paulo, 1986.
- [20] M.E.P.Maceira, S.H.F.Cunha, "Simulação da Operação de um Sistema Hidrotérmico a Usinas Individualizadas", *III Workshop Brasileiro de Simulação*, COPPEAD, Rio de Janeiro, 1992.

- [21] J.Kelman, G.C.Oliveira, M.E.P.Maceira, *Modelo de Séries Hidrológicas (MSH) - Manual de Metodologia*, Relatório Técnico CEPEL, nº 242/92, 1992.
- [22] A.M.Leite da Silva, A.C.G.Melo, S.H.F.Cunha, "A Frequency and Duration Method for Reliability Evaluation of Large Scale Hydrothermal Generating Systems", *IEE Proceedings*, Part. C, Vol. 138, No. 1, January, 1991.

APÊNDICE A

TÉCNICA DE CONVOLUÇÃO DISCRETA PADRONIZADA

A capacidade de geração térmica total é obtida pela soma das capacidades de todas as unidades térmicas geradoras que compõem o sistema. A capacidade de cada uma das unidades térmicas geradoras é uma variável aleatória, implicando em que a capacidade de geração térmica total do sistema também o seja. Por hipótese, assume-se que os estados de capacidade de cada unidade geradora são independentes entre si.

Assim, o modelo de geração térmica total do sistema resulta da soma das variáveis aleatórias capacidade de geração de cada uma das unidades térmicas geradoras. Este modelo é construído de forma mais eficiente quando as capacidades das unidades térmicas são adicionadas de forma recursiva.

Após a adição de uma unidade geradora com m estados, um estado de capacidade disponível c_n é resultante dos seguintes eventos mutuamente exclusivos:

evento 1 - o sistema estava no estado $(c_n - c_1)$ antes da adição da unidade e esta ao ser adicionada, encontrava-se no estado c_1

·
·
·

evento i - o sistema estava no estado $(c_n - c_i)$ antes da adição da unidade e esta ao ser adicionada, encontrava-se no estado c_i

·
·
·

evento m - o sistema estava no estado $(c_n - c_m)$ antes da adição da unidade e esta ao ser adicionada, encontrava-se no estado c_m

Dessa forma, a probabilidade de um estado de capacidade c_n originado pelo evento i é dada por:

$$P_S(c_n) = P'_S(c_n - c_i) p(c_i) \quad (\text{A.1})$$

onde:

P_S é a distribuição de probabilidades da capacidade de geração térmica após a adição da unidade

p'_s é a distribuição de probabilidades da capacidade de geração térmica antes da adição da unidade

p é a distribuição de probabilidades da capacidade de geração térmica da unidade

Como qualquer um dos m eventos listados acima levam ao estado de capacidade c_n , temos que a probabilidade deste estado é dada pela soma das probabilidades de cada um dos eventos:

$$p_s(c_n) = \sum_{i=1}^m p'_s(c_n - c_i) p(c_i) \quad (A.2)$$

Pode-se observar que a expressão (A.2) é uma equação de *convolução*. Portanto, a distribuição de probabilidades da geração térmica total do sistema pode ser obtida pela convolução das distribuições de probabilidades de cada uma das unidades térmicas, conforme ilustrado na Figura A.1.

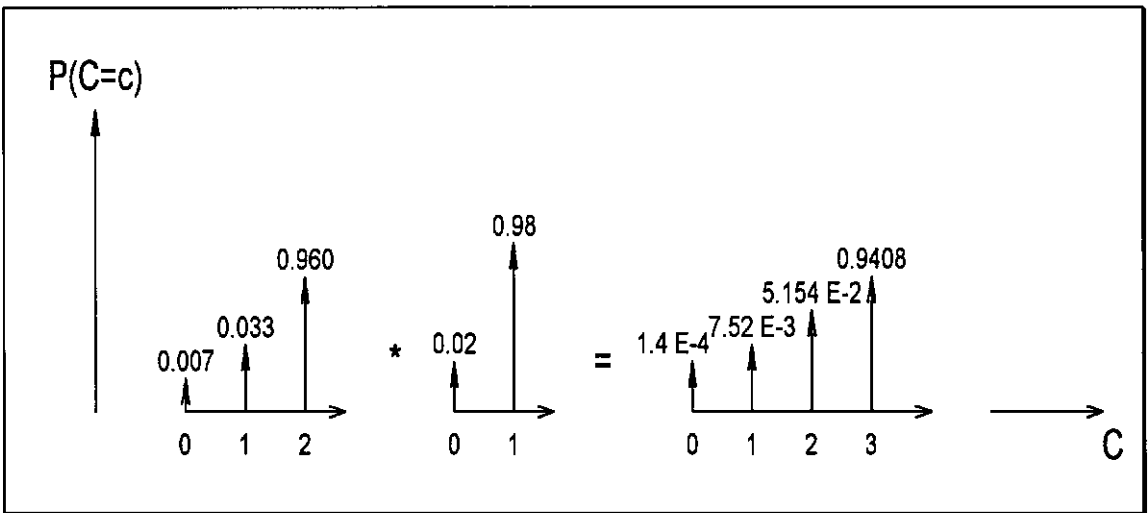


Figura A.1 - Convolução de Duas Variáveis Aleatórias

Em um sistema real, contendo um grande número de unidades térmicas de diferentes capacidades, a distribuição de probabilidades discreta dos níveis de capacidade do sistema pode ser representada por inúmeros estados. A fim de diminuir o esforço computacional, e também, o número de estados resultantes da convolução das distribuições de probabilidades, as capacidades dos estados de cada uma das unidades geradoras são usualmente padronizadas de acordo com um incremento constante. Este valor, denominado passo de padronização, depende do grau de precisão desejada.

A padronização de uma distribuição de probabilidades pode ser realizada da seguinte forma Leite da Silva et alii [22]: considere o estado c_i de um determinado componente do sistema, com probabilidade p_i , e dois estados adjacentes padronizados c_r e c_s , com probabilidades p_r e p_s , respectivamente. A partir da probabilidade p_i , são obtidas as probabilidades padronizadas p_r e p_s :

$$p_r = \frac{c_s - c_i}{c_s - c_r} p_i \quad (\text{A.3a})$$

$$p_s = \frac{c_i - c_r}{c_s - c_r} p_i \quad (\text{A.3b})$$

A Figura A.2 ilustra o conceito.

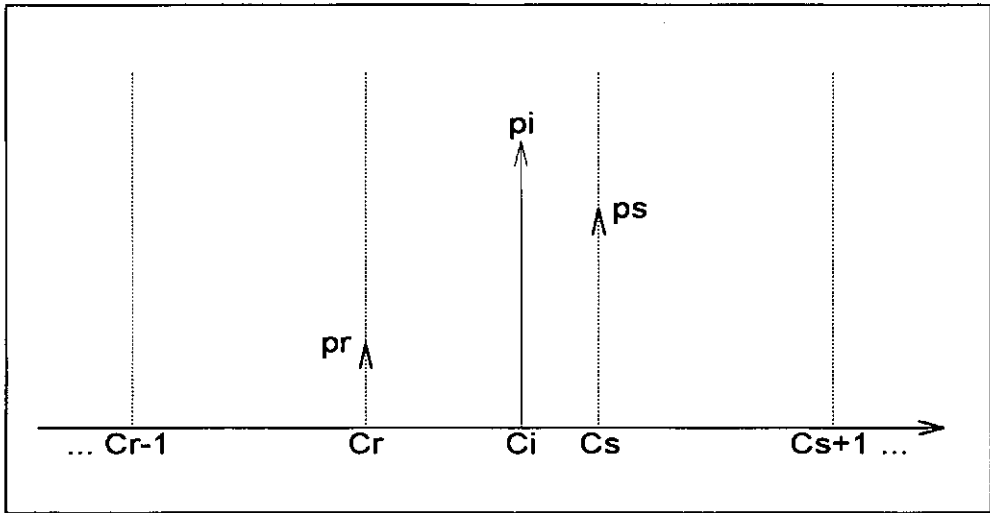


Figura A.2 - Padronização de Estados