



**X SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

SNT/LE 101 C. OP 10.4
21.310.0091 SUAR CBS 10

BR 453 3257
INIS-BR-3535

CTBA/GOP/04
CURITIBA - PARANÁ - 1989

A-5 (G)

**GRUPO X - TEMA 3
OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (GOP)**

**CÁLCULO DO CUSTO MARGINAL DE PRODUÇÃO DE ENERGIA EM SISTEMAS
HIDROTERMOELÉTRICOS LEVANDO EM CONSIDERAÇÃO
A REDE DE TRANSMISSÃO**

Mário V.F. Pereira
PUC/RJ

Boris G. Gorenstin
CEPEL

Stenio Alvarenga Filho
ELETROBRÁS

1. INTRODUÇÃO

O custo marginal de produção de energia elétrica tem sido utilizado tanto em estudos de planejamento (comparação de alternativas de reforço, estudos de adiamento de obras, etc.) como na determinação de estruturas tarifárias "a custo marginal". O custo marginal de produção de energia elétrica é dado pela variação do custo de operação (custo de combustível mais penalizações pela interrupção no suprimento) em relação a variações incrementais na demanda.

Em artigo anterior [1], mostrou-se como calcular este custo marginal para sistemas termoeletrônicos, representando-se, ou não (hárra única) as restrições da rede de transmissão. No caso do sistema brasileiro, em que há predominância de geração hidroelétrica, mostrou-se que o custo marginal pode ser dividido em duas parcelas:

- Custo marginal "de ponta", referente ao atendimento a demanda nas horas de "pico" do sistema. Como a demanda de ponta é atendida por geradores adicionais instalados nas hidroelétricas, não há variação de custo de combustível. Entretanto, deve-se representar a variação na potência não suprida devido a falhas nas unidades geradoras e nos circuitos.
- Custo marginal "de energia", referente ao atendimento ao mercado médio de energia ao longo de um período (tipicamente, um mês). O custo de operação de uma usina hidroelétrica é dado de forma indireta pela economia de geração nas usinas térmicas e por evitar déficits de atendimento no futuro. Devido ao grande volume de armazenamento dos reservatórios o cálculo destas consequências futuras exige a simulação da operação do sistema por um longo período.

Mostrou-se em [1] que o modelo CONFTRA para cálculo de confiabilidade composta (geração/transmissão) pode ser utilizado para determinar o custo marginal de ponta a nível de barra de sistema, levando em consideração as falhas de unidades geradoras e circuitos, a variação da potência unitária com o deplecionamento dos reservatórios e a variação espacial da demanda.

O objetivo deste trabalho é analisar alternativas de cálculo do custo marginal de energia de sistemas hidroelétricos levando em consideração as restrições da rede de transmissão. Alguns conceitos básicos serão discutidos a seguir.

2. CONCEITOS BÁSICOS

A repartição de benefícios com base em custos marginais será ilustrada através de um modelo linear de produção:

$$z = \text{Max } cx$$

sujeito a:

$$Ax \geq b \quad (1)$$

- onde
- x vetor de produtos
 - c vetor de preços unitários de venda do produto x
 - z renda total resultante da venda dos produtos
 - A matriz de transformação
 - b vetor de recursos

A equação (1) pode ser interpretada da seguinte maneira: o vetor de recursos b é utilizado para fabricar um conjunto de produtos x. Estes produtos são vendidos a um preço unitário c, e o objetivo é maximizar a renda z resultante destas vendas.

Suponha agora que p participantes, cada qual possuidor de um vetor de recursos b_1, b_2, \dots, b_p resolvam se organizar em "pool" para a produção e venda de x. A renda máxima resultante será:

$$z = \text{Max } cx$$

sujeito a:

$$Ax \geq b_1 + b_2 + \dots + b_p \quad \pi \quad (2)$$

Custo Marginal

A questão que se coloca agora é como repartir o benefício total z entre os p participantes. Na alocação a custos marginais, este benefício é rateado de forma proporcional aos custos marginais (variáveis duais, multiplicadores Simplex, preços "sombra") associados a cada restrição. Em outras palavras, o "lucro" de cada participante do "pool" é dado por:

$$L_i = \pi b_i \quad \forall i = 1, 2, \dots, p \quad (3)$$

A alocação (3) tem várias propriedades atraentes sob o ponto de vista de planejamento e operação:

- integralidade : o benefício z é totalmente rateado entre os participantes do pool
- eficiência : leva à otimização dos usos dos recursos disponíveis
- estabilidade : o participante recebe mais como membro do "pool" completo do que em qualquer outro "sub-pool", não havendo portanto incentivos à saída do "pool".

No próximo item, será discutida brevemente a aplicação do rateio a custos marginais em sistemas de geração.

3. SISTEMAS DE GERAÇÃO

O rateio a custos marginais será ilustrado para um sistema de geração com unidades térmicas, cujo despacho económico pode ser representado como:

$$z = \text{Max} \sum_{i=1}^n c_i g_i \quad \text{Custo Marginal}$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^n g_i = d \quad \pi_d \quad (4)$$

$$g_i \leq \bar{g}_i$$

- onde
- n número de unidades geradoras
 - c_i custo unitário de geração da i -ésima unidade
 - g_i geração da i -ésima unidade
 - d demanda de energia
 - π_d custo marginal associado à variação da demanda
 - π_g custo marginal associado à variação da capacidade de geração

A solução do Problema (4) pode ser obtida por inspeção: coloque os geradores em ordem crescente de custo, até que a demanda seja atendida. Por simplicidade de notação, suponha que os geradores $i = 1, \dots, n$ estejam ordenados por custo crescente e que o gerador i^* seja o último alocado, conhecido como gerador marginal. Pode-se ver que:

$$\pi_d = c_{i^*} \quad (5)$$

pois uma variação marginal da demanda levará a uma variação correspondente do gerador marginal e, portanto, do custo. Pela alocação a custos marginais, a tarifa total a ser paga pelos consumidores é

$$T = \pi_d d \quad (6)$$

O custo marginal associado à variação da capacidade de geração é dado por

$$\begin{aligned} \pi_{g_i} &= c_i - c_{i^*} & \text{para } i = 1, \dots, i^* \\ \pi_{g_i} &= 0 & \text{para } i = i^* + 1, \dots, n \end{aligned} \quad (7)$$

A Equação (7) pode ser interpretada da seguinte maneira: se houver um incremento na capacidade de um gerador já alocado (custo de geração inferior ao do gerador marginal i^*), a geração adicional disponível será utilizada para substituir a geração marginal; o ganho líquido será portanto a diferença entre os custos de cada gerador. Por outro lado, um aumento de capacidade num gerador não alocado (custo unitário superior ao do marginal) não afeta o custo de operação, pois este gerador não está sendo utilizado.

De acordo com a alocação a custos marginais, o lucro total de cada gerador é dado por

$$L_i = \pi_{g_i} \bar{g}_i \quad \text{para } i = 1, \dots, n \quad (8)$$

Note que a expressão (6) tem sinal positivo (tarifa), enquanto a expressão (8) tem sinal negativo (lucro).

A expressão (8) pode ser reescrita de uma forma mais intuitiva, utilizando as expressões acima:

$$L_i = c_i \bar{g}_i - \pi_d \bar{g}_i \quad \text{para } i = 1, \dots, n \quad (9)$$

A expressão (9) pode ser interpretada da seguinte maneira: cada usina i "compra" geração a um preço c_i (custo de combustível) e a "revende" ao preço de "mercado" π_d . O lucro é a diferença entre os preços de compra e venda. Esta interpretação será utilizada no cálculo do custo marginal de sistemas de transmissão, discutido a seguir.

4. SISTEMAS DE GERAÇÃO/TRANSMISSÃO

Neste item será incluído o sistema de transmissão, representado por um modelo de fluxo de potência linearizado. Este modelo é composto por dois conjuntos de equações, associadas às duas leis de Kirchhoff:

a) conservação de fluxo (lei dos nós):

$$g_i + \sum_{j \in \Omega_i} f_{ij} = d_i \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (10)$$

- onde
- g_i geração na barra i
 - d_i demanda na barra i
 - f_{ij} fluxo da barra i para a barra j
 - Ω_i conjunto de barras diretamente ligadas à barra i

b) representação da susceptância (lei das malhas);

$$f_{ij} = \gamma_{ij} (\theta_i - \theta_j) \quad \forall i = 1, \dots, n; \quad \forall j \in \Omega_i \quad (11)$$

onde γ_{ij} susceptância do circuito $i-j$

O problema de despacho económico é então representado como:

$$z = \text{Min} \sum_{i=1}^n c_i g_i \quad \text{Custo Marginal}$$

sujeito a:

$$g_i + \sum_{j \in \Omega_i} f_{ij} = d_i \quad \pi_{d_i}$$

$$f_{ij} / (\theta_i - \theta_j) = \gamma_{ij} \quad \pi_{\gamma_{ij}} \quad (12)$$

$$g_i \leq \bar{g}_i \quad \pi_{g_i}$$

$$f_{ij} \leq \bar{f}_{ij} \quad \pi_{f_{ij}}$$

$$\forall i = 1, \dots, n; \quad \forall j \in \Omega_i$$

onde \bar{f}_{ij} limite de transporte do circuito $i-j$

De forma análoga à alocação no caso de sistemas de geração, discutida no item anterior, a tarifa total em cada barra é dada por

$$T_i = \pi_{d_i} d_i \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (13)$$

E o lucro de cada unidade geradora, dado por:

$$L_i = \pi_{g_i} \bar{g}_i \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (14)$$

Ou, alternativamente, por

$$L_i = (c_i - \pi_{d_i}) \bar{g}_i \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (15)$$

Seguindo a definição da alocação a custos marginais, o lucro do circuito $i-j$ é dado por:

$$L_{ij} = \pi_{\gamma_{ij}} \gamma_{ij} + \pi_{f_{ij}} \bar{f}_{ij} \quad (16)$$

Note que na Expressão (16) tanto a susceptância como o limite de transmissão são "recursos" fornecidos pelo circuito. Assim como no caso da geração, esta expressão pode ser reescrita de forma mais intuitiva:

$$L_{ij} = (\pi_{di} - \pi_{dj})f_{ij} \quad (17)$$

A Expressão (17) pode ser interpretada da seguinte forma: o circuito $i-j$ "compra" energia da barra i (pagando a tarifa marginal, ou de "mercado", desta barra) e "vende" esta energia à barra j (pela tarifa marginal da barra). O lucro total é dado pela diferença entre os preços de compra e venda multiplicada pelo fluxo entre as barras.

Em resumo, é possível tornar compatíveis os critérios de rateio tanto para as unidades geradoras como para os circuitos. Esta metodologia pode ser estendida para representar unidades hidroelétricas, perdas de transmissão, restrições de segurança, falhas de equipamentos, variações de demanda etc.

5. CUSTOS MARGINAIS DE PRODUÇÃO EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

5.1 Barra única

A operação de um sistema hidrotérmico, supondo conhecidas as afluências no período de planejamento, pode ser formulada como:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T J_t \sum_{j=1}^{NT} CO_j GT_{t,j}$$

sujeito a

$$V_{t+1,i} = V_{t,i} + A_{t,i} - (U_{t,i} + S_{t,i}) + \sum_{m \in M_i} (U_{t,m} + S_{t,m}) \quad (18.1)$$

$$V_{t+1,i} \leq \bar{V}_i \quad (18.2)$$

$$U_{t,i} \leq \bar{U}_i \quad (18.3)$$

$$\sum_{i=1}^{NH} \rho_i U_{t,i} + \sum_{j=1}^{NT} GT_{t,j} = D_t \quad (18.4)$$

$$GT_{t,j} \leq \bar{G}T_{t,j} \quad (18.5)$$

$$\forall t=1, \dots, T; \forall i=1, \dots, NH; \forall j=1, \dots, NT$$

onde

- Γ horizonte de planejamento
- J_t fator de atualização
- NT número de hidroelétricas
- $V_{t,i}$ volume armazenado na i -ésima hidroelétrica ao início do estágio t
- $A_{t,i}$ volume afluente incremental à i -ésima hidroelétrica durante o estágio t
- $U_{t,i}$ volume turbinado pela i -ésima usina durante o estágio t
- $S_{t,i}$ volume vertido pela i -ésima usina durante o estágio t
- M_i conjunto de usinas imediatamente a montante da i -ésima usina
- ρ_i capacidade máxima de armazenamento da i -ésima usina
- \bar{U}_i capacidade máxima de turbinamento da i -ésima usina
- ρ_i produtibilidade da i -ésima usina

Sejam $\pi_{t,i}$, $\pi_{t,j}$, $\pi_{t,i}$, $\pi_{t,i}$, $\pi_{t,i}$, $\pi_{t,i}$ as variáveis duais associadas a respectivamente as restrições (18.1), (18.2), (18.3), (18.4) e (18.5).

O despacho hidrotérmico (18) é um problema linear de grande porte, e pode ser resolvido por técnicas especializadas de fluxo em rede com restrições adicionais, a serem discutidas na próxima seção.

Assim como nos casos anteriores, o custo de produção no estágio t é dado pelo multiplicador $\pi_{t,i}$. Os custos marginais de capacidade das térmicas são dados por $\pi_{t,j}$, também de forma análoga a das seções anteriores. As hidroelétricas possuem três custos marginais $\pi_{t,i}$ mede o benefício de se aumentar a capacidade de armazenamento do i -ésima reservatório; $\pi_{t,i}$ mede o benefício de se aumentar a capacidade de turbinamento da i -ésima usina e, portanto, sua capacidade de geração de energia; e $\pi_{t,i}$, conhecido como "valor da água", mede o benefício de se aumentar o volume de água armazenada em i (esta água será utilizada para geração futura na própria usina e nas usinas a jusante).

5.2 Representação de restrições de transmissão

A representação das duas leis de Kirchoff na operação do sistema leva ao seguinte modelo (por facilidade de notação, supõe-se que há uma hidroelétrica e uma térmica em cada barra):

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \beta_t \sum_{i=1}^N CO_i GT_{t,i}$$

sujeito a

$$V_{t+1,i} = V_{t,i} + A_{t,i} - (U_{t,i} + S_{t,i}) + \sum_{m \in M_i} (U_{t,m} + S_{t,m}) \quad (19.1)$$

$$V_{t+1,i} \leq \bar{V}_i \quad (19.2)$$

$$U_{t,i} \leq \bar{U}_i \quad (19.3)$$

$$\rho_i U_{t,i} + GT_{t,i} + \sum_{\ell \in \Omega_i} f_{t,i,\ell} = D_{t,i} \quad (19.4)$$

$$GT_{t,i} \leq \bar{G}T_{t,i} \quad (19.5)$$

$$f_{t,i,\ell} - \gamma_i \ell (\theta_{t,i} - \theta_{t,\ell}) = 0 \quad (19.6)$$

$$|f_{t,i,\ell}| \leq \bar{T}_{i\ell} \quad (19.7)$$

$$\forall i = 1, \dots, N \text{ (número de barras)}, \ell \in \Omega_i$$

Sejam $\pi_{t,i}$, $\pi_{t,i}$, $\pi_{t,i}$, $\pi_{t,i}$, $\pi_{t,i}$, $\pi_{t,i,\ell}$ e $\pi_{t,i,\ell}$ as variáveis duais associadas as restrições (19.1), (19.2), (19.3), (19.4), (19.5), (19.6) e (19.7) respectivamente.

O despacho hidrotérmico/elétrico (19) é um problema linear de grande porte. Sua solução será discutida na seção 6.

O custo marginal de produção no estágio t e barra i é dado por $\pi_{t,i}$. Os custos marginais de capacidade para térmica ($\pi_{t,i}$), hidroelétricas ($\pi_{t,i}$, $\pi_{t,i}$ e $\pi_{t,i}$) e circuitos ($\pi_{t,i,\ell}$ e $\pi_{t,i,\ell}$) são análogos aos já discutidos nas seções anteriores.

6. ASPECTOS COMPUTACIONAIS

Como já mencionado anteriormente, o problema de despacho hidrotérmico com restrições elétricas (8) é formulado como um problema de programação linear (PL). O número de restrições/limites deste problema pode ser estimado como

$$(3NH + NT + N + NL) T$$

onde

- NH número de hidroelétricas
- NT número de térmicas
- N número de barras
- NL número de circuitos
- T número de estágios no período de planejamento

O número de restrições para um problema típico pode ser bastante elevado. Por exemplo, supondo $NH=50$, $NT=10$, $N=300$, $NL=500$ e $T=60$, o despacho hidrotérmico (19) teria 57600 restrições. Portanto, é necessário desenvolver métodos de solução que explorem as características do problema. Algumas destas características serão discutidas a seguir.

6.1 Estruturas de fluxo em rede

A maior parte dos algoritmos desenvolvidos recentemente para a solução deste problema tomam partido do fato de que as restrições (19.1), (19.2) e (19.3) do problema de despacho hidrotérmico com restrições elétricas correspondem a equações de um problema de fluxo em redes capacitadas. A Figura 2 ilustra esta equivalência para o sistema de dois reservatórios da Figura 1.

O reservatório i no estágio t é representado pelo nó (t,i) . As equações de balanço hídrico (19.1) correspondem à conservação de fluxo em cada nó. Os limites no armazenamento e volume turbinado (19.2) e (19.3) são dadas pelos limites nas capacidades dos arcos. Os volumes afluentes incrementais $\{A_{t,i}\}$ e os volumes iniciais $\{V_{1,i}\}$ são supostos conhecidos. Como consequência, seus valores são fixados nos respectivos arcos.

A maior motivação para se explorar a estrutura de fluxos em rede está na redução do esforço computacional. Códigos computacionais especializados podem ser cerca de cem vezes mais rápidos do que os "pacotes" padrão de PL [2].



FIGURA 1 - DOIS RESERVATÓRIOS EM SÉRIE

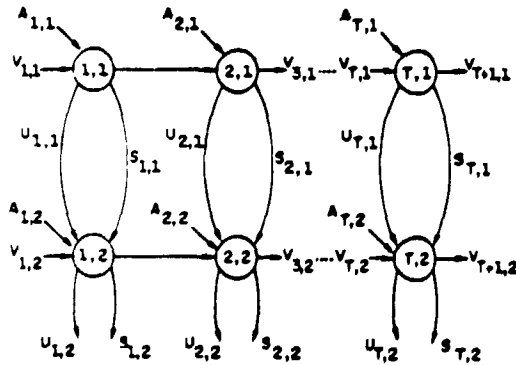


FIGURA 2 - ESTRUTURA DE FLUXOS EM REDE PARA SISTEMA DE DOIS RESERVATÓRIOS

Os métodos atualmente utilizados para resolver problemas de operação em que algumas restrições podem ser modeladas por fluxo em rede incluem partição de base [3], incorporação de restrições adicionais à função objetivo [4] e decomposição de Dantzig-Wolfe [5].

A eficiência computacional depende da razão entre as restrições "fluxo-em-rede" e as restantes ("não-fluxo-em-rede"). Por exemplo, um problema de despacho puramente hidrotérmico sem restrições elétricas teria $NH \times T$ nós e $3 \times NH \times T$ ramos no problema de fluxo em rede (correspondentes às equações de balanço hídrico e aos limites no armazenamento e defluência); e somente T restrições adicionais (não-fluxo-em-rede) correspondentes às equações de atendimento à demanda em cada estágio. Tais problemas podem ser resolvidos de forma muito eficiente por métodos de decomposição ou partição de base.

6.2 Estrutura especial do problema elétrico

As equações de fluxo de potência (19.4) e (19.6) podem ser combinadas como

$$B\theta_t + G_t = D_t \quad (20)$$

onde

$$B_{k\ell} = -\gamma_{k\ell} \quad \text{para } k \neq \ell$$

$$B_{kk} = \sum_{\ell \in \Omega_k} \gamma_{k\ell}$$

$$G_{t,k} = \rho_k U_{t,k} + GT_{t,k}$$

Dado G_t e D_t , o sistema linear (9) pode ser resolvido eficientemente através de técnicas de esparsidade. A equação (19) é então utilizada para calcular os fluxos de potência ativa $\{f_{tk}\}$.

Se um ou mais fluxos f_{tk} excederem seus limites T_{tk} , o sistema estará sobrecarregado. A eliminação de sobrecargas requer o remanejamento da geração ou, se necessário, medidas mais severas como corte de carga em uma ou mais barras do sistema.

O remanejamento ótimo de potência ativa pode ser formulado como (índice t omitido para facilitar a notação):

$$\text{Min } CG$$

sujeito a

$$B\theta + G = D$$

$$G \leq \bar{G}$$

$$|\gamma \Delta \theta| \leq F$$

(21)

onde $\gamma \Delta \theta$ representa $\gamma_{k\ell}(\theta_k - \theta_\ell) \quad \forall k = 1, \dots, N; \forall \ell \in \Omega_k$

O problema (21) pode ser resolvido de forma eficiente através de um algoritmo Dual Simplex/Base Reduzida que aproveita plenamente a estrutura da rede elétrica [6,7]. Desta forma, é em geral vantajoso resolver a parte "elétrica" do problema de despacho como um subproblema separado, ao invés de incorporá-lo a um algoritmo geral de solução.

6.3 Restrições acopladas no tempo e desacopladas no tempo

O problema de operação em sistemas puramente térmicos como (1) ou (6) é desacoplado no tempo, isto é, as decisões operativas num estágio não afetam as decisões futuras.

Em sistemas hidrotérmicos, a disponibilidade de quantidades limitadas de energia hidroelétrica, sob a forma de volumes armazenados nos reservatórios do sistema, cria um acoplamento entre a decisão operativa de um determinado estágio e as consequências futuras desta decisão.

No problema hidrotérmico (19), as restrições de acoplamento correspondem ao balanço hídrico (19.1) e aos limites de armazenamento (19.2). Os conjuntos restantes de equações são repetidos de forma independente para cada estágio. A estrutura do problema está ilustrada na Figura 3.

A estrutura da Figura 3 pode ser explorada por técnicas de decomposição de Dantzig-Wolfe [8]. Este método de decomposição obtém a solução ótima global através da solução iterativa de um problema "mestre" (correspondente às restrições de acoplamento) e T subproblemas separados, que contêm as restrições específicas de cada estágio.

A Figura 4 ilustra o esquema de decomposição. Note que os "preços" associados aos recursos compartilhados (i.e. para variáveis pertencentes às equações de acoplamento) são enviados aos subproblemas, que devolvem as soluções ótimas correspondentes em cada estágio.

É interessante observar que os subproblemas são totalmente independentes entre si, e podem ser resolvidos por algoritmos especializados.

Assim como o caso de fluxos em rede discutido na seção 5.1, a eficiência computacional depende da razão entre o tamanho do problema mestre e o dos subproblemas. Por exemplo, no modelo de "pré-despacho" apresentado em [9], as restrições de acoplamento correspondem a metas na soma das

gerações horárias de cada usina hidroelétrica ao longo da semana, e os subproblemas horários representam as equações de fluxo de potência, limites na geração e limites de fluxo nos circuitos.

No caso do pré-despacho o problema mestre tem apenas NH restrições, e cada um dos I subproblemas tem $N + NH + NT + NL$ restrições. Além disto, cada subproblema corresponde a um problema de redespacho ótimo de potência ativa, discutido na seção 6.2. Na referência [9], o caso-exemplo resolvido corresponde ao sistema Sul-Sudeste, e o número total de restrições excede 30.000.

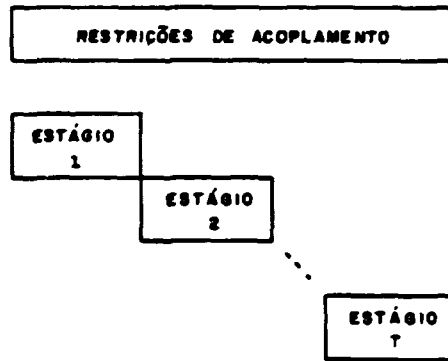


FIGURA 3 - RESTRIÇÕES ACOPLADAS NO TEMPO E DESACOPLADAS NO TEMPO NO PROBLEMA DE OPERAÇÃO

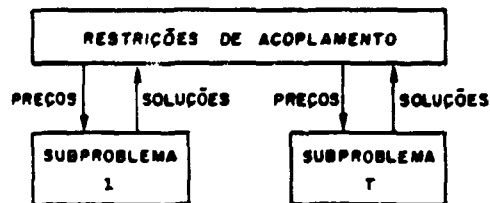


FIGURA 4 - ESQUEMA DE COORDENAÇÃO DE PREÇOS NO ALGORITMO DE DECOMPOSIÇÃO DE DANTZIG-WOLFE

6.4 Separação temporal

As equações de acoplamento no problema de operação correspondem a um processo de decisões sequenciais que pode ser resolvido por métodos de programação dinâmica (PD). O algoritmo de PD decompõe recursivamente o problema em T subproblemas de um único estágio, como ilustrado na Figura 5.

Abordagem especializada de programação dinâmica para o problema de operação incluem programação dinâmica/otimalidade progressiva [10] e programação dinâmica dual [11].

Em contraste com o esquema usual de PD, que requer a discretização das variáveis de estado, ambas as abordagens acima permitem variáveis contínuas. A abordagem de PD Dual também permite uma solução hierárquica para o problema:

- Resolva inicialmente o problema puramente hidráulico (sem restrições elétricas).
- Inclua as restrições elétricas em cada estágio.

Toda informação produzida no primeiro passo é um ponto inicial válido para a solução do segundo passo. O algoritmo de PD Dual também produz os multiplicadores desejados para cálculo de custo marginal de produção e benefícios de capacidade (ver seção 3.2)

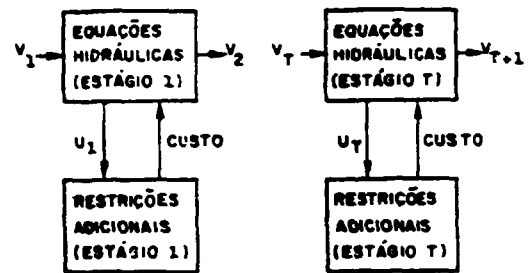


FIGURA 5 - REPRESENTAÇÃO DO PROBLEMA DE OPERAÇÃO COMO UM PROCESSO DE DECISÕES SEQUENCIAIS

7. CONCLUSÕES

O problema de operação integrado energético/elétrico pode ser modelado como um problema de programação linear de porte muito grande. O esforço computacional para resolvê-lo, e obter os custos marginais de produção associados, pode ser substancialmente reduzido através do uso de técnicas que exploram as características do problema. Estas técnicas incluem:

- A representação de fluxo em rede das equações hidráulicas.
- Algoritmos Dual Simplex "sob medida" para o subproblema elétrico.
- Programação Dinâmica Dual para decompor o problema multi-estágio em subproblemas de um estágio.

8. REFERÊNCIAS

- [1] M.V.F. Pereira, A.C. Melo e V.L. Arienti. "Regionalização de Custos Marginais de Ponta Levado em Consideração a Rede de Transmissão", Relatório Técnico CEPEL 509/87, Novembro de 1987.
- [2] J.L. Kennington e R.V. Helgason. "Algorithms for Network Programming", John Wiley & Sons, 1987.
- [3] A. Merlin et al., "Optimization of Short-Term Scheduling of a EdF Hydraulic Valley with Coupling Constraints - the OVID Model", 7th Power System Computation Conference (PSCC), Lausanne, Switzerland, 1981.
- [4] R. Rosenthal, "A Non-Linear Network Flow Algorithm for the Maximization of Benefits in a Hydroelectric Power System", Operations Research, vol. 9, No. 4, July/August, 1981.
- [5] L.M.V.G. Pinto e M.V.F. Pereira, "Short-Term Operation of Hydrothermal Systems", IFAC Symposium on Power Plant Operation and Control, Beijing, Peoples Republic of China, 1986.
- [6] B. Stott e J.L. Marinho, "Linear Programming for Power Network Security Applications", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-98, No. 3, 1979.
- [7] M.V.F. Pereira e L.M.V.G. Pinto, "Application of Sensitivity Analysis of Load Supplying Capability to Interaction Transmission Expansion Planning", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-104, 1985.
- [8] G.B. Dantzig, Linear Programming and Extensions, Princeton University Press, 1963.
- [9] M.V.F. Pereira e L.M.V.G. Pinto, "A Decomposition Approach to the Economic Dispatch of Hydrothermal Systems", IEEE Transactions on PAS, vol. PAS-101, No. 1, 1982.

- [10] S.M. Amado e C.C. Ribeiro. "Short-Term Generation Scheduling of Hydraulic Multi-Reservoir Multi-Area Interconnected Systems", apresentado no IEEE/PES Winter Meeting, New Orleans, USA, 1987.
- [11] M.V.F. Pereira e L.M.V.G. Pinto. "Stochastic Optimization of a Multi-Reservoir Hydroelectric System - A Decomposition Approach", Water Resources Research, vol. 21, No. 6, 1985.