



GRUPO IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GOP

AValiação da Performance da Programação Dinâmica Dual em Relação à Definição dos Estágios no Problema de Programação da Operação

Tiago Norbiato dos Santos*
COPPE/UFRJ

André Luiz Diniz Souto Lima
CEPEL/UERJ

RESUMO

O modelo DESSEM-PAT, em validação para ser utilizado como ferramenta de apoio para a programação diária da operação (PDO) do sistema hidrotérmico brasileiro, resolve o problema de PDO, com rede elétrica, para um horizonte semanal e discretização até horária, por meio de programação dinâmica dual. A fim de melhorar a performance desta técnica, propõe-se uma nova estratégia de decomposição do problema, através da agregação, em um mesmo estágio, das variáveis e restrições de diversos intervalos de tempo. Resultados numéricos com o sistema brasileiro mostram que, com esta estratégia, consegue-se uma redução significativa no tempo computacional para resolver o problema.

PALAVRAS-CHAVE

Programação da Operação, Sistemas hidrotérmicos, Programação Dinâmica Dual, Decomposição de Benders, Programação Linear.

1.0 - INTRODUÇÃO

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos (1) consiste em sinalizar, a partir de dados conhecidos de expansão de geração e de crescimento da demanda, os montantes de geração térmica e hidroelétrica que devem ser realizados ao longo de um período, em geral de 5 a 10 anos, de forma a atender a alguns critérios de suprimento pré-estabelecidos. Este é um problema de otimização bastante complexo, no qual as decisões são acopladas tanto temporalmente como espacialmente. Os volumes dos reservatórios das usinas hidroelétricas em um determinado instante de tempo dependem da operação prévia do sistema, assim como as gerações das usinas hidroelétricas e térmicas em cada instante devem ser coordenadas de forma a atender não somente a demanda de energia, mas também respeitar às restrições operativas para as usinas hidroelétricas em cascata.

Outros aspectos que complicam este problema são as incertezas com relação à demanda e às vazões naturais afluentes às usinas hidroelétricas, e o fato de que a representação detalhada do sistema e de suas restrições requer, em muitos casos, o uso de uma formulação matemática complexa. No caso brasileiro, devido ao grande número de usinas hidroelétricas, este problema se caracteriza ainda por ser de grande porte.

Devido a todas as características citadas acima, é prática comum na literatura decompor o problema de planejamento da operação em diferentes etapas, correspondentes aos subproblemas de planejamento de longo, médio e curto prazos¹ (2)-(4). Em cada etapa, privilegiam-se os aspectos mais relevantes para o horizonte de tempo e discretização considerados. Assim, em geral nos problemas de longo prazo representam-se com mais precisão as incertezas do problema, sem muito detalhamento do sistema. À medida que se caminha para o curto prazo, tende-se a trocar a abordagem estocástica por uma determinística, e enriquece-se a modelagem dos componentes do sistema e de suas restrições operativas. O problema de planejamento da operação com um horizonte de até 1 semana é usualmente denominado de programação da operação.

¹ Recentemente o ONS denominou estas etapas, respectivamente, de médio prazo, curto prazo e programação da operação.

1.1 A programação diária da operação

O problema de programação diária da operação (PDO) de sistemas hidrotérmicos tem sido extensivamente estudado nos últimos 60 anos (5), (6). Há diversas variantes encontradas na literatura, dependendo do tipo de sistema considerado (puramente térmico, puramente hidroelétrico, ou hidrotérmico), do tipo de acoplamento entre as variáveis (estático ou dinâmico), da consideração ou não da alocação de unidades geradoras (problema de despacho econômico ou de *unit commitment*), da representação ou não da operação dos reservatórios, e da forma de consideração da rede elétrica (sem rede, modelagem DC ou modelagem AC).

Este trabalho se insere no contexto da programação da operação de sistemas hidrotérmicos com restrições de acoplamento dinâmico, porém sem considerar as restrições de *unit commitment* (UC). Este problema é denominado na literatura internacional de *hydro-thermal scheduling* (HTS), e pode ser tratado como o problema principal (7)-(9), ou originado a partir de decomposições de um problema maior que considere restrições de UC para sistemas hidrotérmicos (10)-(12). Dentre as técnicas aplicadas para resolvê-lo, citam-se: programação linear (13), programação não linear (14), algoritmos de fluxo em redes (3), (8), técnicas de inteligência artificial (4) ou algoritmos híbridos (vide referências de (6)). Pela extensa revisão bibliográfica do problema de PDO feita em (15), onde se avalia o porte dos problemas resolvidos por cada técnica, percebe-se que, para resolver problemas de grande porte como o do sistema elétrico brasileiro e com a consideração da rede elétrica, é imprescindível lançar mão de alguma técnica de decomposição. Assim, surgiram trabalhos baseados em decomposição Dantzig-Wolfe (9), decomposição de Benders multi-estágio, conhecido no Brasil como programação dinâmica dual (16), e relaxação Lagrangeana (10), (12).

1.2 Planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro

Com o objetivo de resolver o problema do planejamento da operação do sistemas hidrotérmico brasileiro, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) desenvolveu, e continua aprimorando, uma cadeia de modelos de otimização (2) que é utilizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e o Comitê de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para coordenar a operação do sistema e estabelecer o preço a ser utilizado no mercado de energia elétrica. Já foram validados e estão em operação o modelo NEWAVE (17), para a etapa de médio prazo, e o modelo DECOMP (18), para a etapa de curto prazo. Atualmente, encontra-se em fase inicial de validação pelo ONS e as empresas do setor o modelo DESSEM-PAT (19)-(21), objeto de estudo deste trabalho, e que se destina a ser utilizado como ferramenta de apoio para a programação diária da operação. A Tabela 1 mostra as principais características de cada modelo.

TABELA 1 – Características dos modelos utilizados pelo ONS para o planejamento da operação do SIN.

	Horizonte de planejamento	Discretização temporal	Representação das usinas hidroelétricas	Representação da transmissão	Consideração das incertezas hidrológicas
NEWAVE	Até 5 anos	Mensal	Reservatórios equivalentes	Intercâmbios entre subsistemas	Estocástico
DECOMP	Até 1 ano	Semanal / mensal	Usinas individualizadas	Intercâmbios entre subsistemas	Determinístico / estocástico
DESSEM-PAT	Até 14 dias	Horária / patamares cronológicos	Unidades geradoras	Rede elétrica	Determinístico

A estratégia de resolução adotada nestes três modelos é a programação dinâmica dual (PDD) (16) e a integração entre os mesmos, ilustrada na Figura 1, é feita através de funções de custo futuro (FCF). Estas funções representam o custo esperado de geração térmica e déficit de energia após o período de planejamento de cada modelo, como uma função do vetor de volumes armazenados finais nos reservatórios.

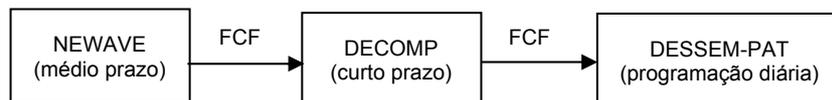


FIGURA 1 – Acoplamento entre os modelos utilizados pelo ONS para o planejamento da operação do SIN.

1.3 O modelo DESSEM-PAT

O modelo DESSEM-PAT realiza a programação da operação para um horizonte de até 2 semanas, discretizado em intervalos horários ou em patamares cronológicos, cuja duração pode ser variável. As usinas hidroelétricas são representadas individualmente (19), e a rede elétrica é considerada por meio de uma modelagem DC, incluindo-se restrições de limite de fluxos nos circuitos (20), e podendo-se considerar as perdas elétricas (21). A geração das

usinas hidroelétricas é modelada por uma função linear por partes do volume armazenado, do turbinamento e do vertimento, a qual apresenta desvios em geral inferiores a 1% em relação à função real (22). Finalmente, considera-se um grande número de restrições hidráulicas de volume armazenado e/ou defluência, individualmente para as usinas ou para um grupo de usinas (por exemplo, para o controle de cheias).

2.0 - FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A função objetivo considerada [1] consiste na minimização da soma dos custos de geração térmica durante o horizonte com o custo futuro, o qual é função dos volumes armazenados finais nos reservatórios. As restrições do problema incluem: atendimento à demanda em cada um dos subsistemas interligados eletricamente [2], balanço hídrico nas usinas hidroelétricas [3], inequações da modelagem linear por partes da função de produção das usinas hidroelétricas [4], e restrições operativas diversas [5]-[7], que limitam inferior e superiormente os valores das variáveis. A formulação matemática do problema como um programa linear é mostrada a seguir:

$$\min Z = \sum_{i=1}^T \sum_{i=1}^{NT} c_i(gt_i^t) + \alpha^T(V^T) \quad [1]$$

s.a.:

$$\sum_{j \in \Phi_i} gt_j^t + \sum_{j \in \Psi_i} gh_j^t + \sum_{j \in \Omega_i} (Int_{j \rightarrow i}^t - Int_{i \rightarrow j}^t) = D_i^t, \quad i = 1, \dots, NS, t = 1, \dots, T, \quad [2]$$

$$V_i^t = V_i^{t-1} + I_i^t - (Q_i^t + S_i^t) + \sum_{j \in M_i} (Q_j^t + S_j^t), \quad i = 1, \dots, NH, t = 1, \dots, T, \quad [3]$$

$$gh_i^t \leq \gamma_{0i,k} + \gamma_{Vi,k} V_i^t + \gamma_{Qi,k} Q_i^t + \gamma_{Si,k} S_i^t, \quad i = 1, \dots, NH, t = 1, \dots, T, k = 1, \dots, K_i, \quad [4]$$

$$\underline{V}_i^t \leq V_i^t \leq \overline{V}_i^t, \quad \underline{Q}_i^t \leq Q_i^t \leq \overline{Q}_i^t, \quad \underline{gh}_i^t \leq gh_i^t \leq \overline{gh}_i^t, \quad i = 1, \dots, NH, t = 1, \dots, T, \quad [5]$$

$$\underline{gt}_i^t \leq gt_i^t \leq \overline{gt}_i^t, \quad i = 1, \dots, NT, t = 1, \dots, T, \quad [6]$$

$$Int_{i \rightarrow j}^t \leq \overline{Int}_{i \rightarrow j}^t, \quad i, j = 1, \dots, NS, t = 1, \dots, T, \quad [7]$$

onde o supra índice t indica o intervalo de tempo, e os sub-índices os elementos a que se referem as variáveis, cuja descrição é dada a seguir:

α^T : custo futuro, como uma função linear por partes do vetor V^T de volumes armazenados nos reservatórios ao final do intervalo T ;	K : número de inequações para a função de produção das usinas hidroelétricas;
$c(\cdot)$: custo incremental de geração das unidades termoeletricas (linear por partes);	M : conjunto de usinas à montante de cada usina hidroelétrica;
D : demanda de energia por subsistema;	NH : número de usinas hidroelétricas;
Φ : conjunto de unidades termoeletricas de cada subsistema;	NS : número de subsistemas;
gh : geração das usinas hidroelétricas;	NT : número de unidades termoeletricas;
gt : geração das unidades termoeletricas;	Ω : conjunto de subsistemas que fazem intercâmbio com cada subsistema;
$\gamma_0, \gamma_V, \gamma_Q, \gamma_S$: parâmetros da função de produção das usinas hidroelétricas;	Q : vazões turbinadas das usinas hidroelétricas;
I : vazões naturais às usinas hidroelétricas;	S : vazões vertidas das usinas hidroelétricas;
Int : intercâmbios entre subsistemas;	T : número de intervalos de tempo;
	V : volumes armazenado das usinas hidroelétricas;
	Ψ : conjunto de usinas hidroelétricas de cada subsistema.

3.0 - ESTRATÉGIA DE RESOLUÇÃO

Como mencionado anteriormente, o modelo DESSEM-PAT resolve o problema de HTS pela técnica de programação dinâmica dual (PDD). Seguindo os procedimentos apresentados em (16), a aplicação clássica de PDD determinística consiste na decomposição temporal em um subproblema (estágio) para cada intervalo de tempo. Assim, o número de estágios E corresponde ao número de intervalos de tempo T , e cada estágio e corresponde ao subproblema com as restrições e custos referentes a cada intervalo t . A resolução do problema é feita por meio de uma decomposição de Benders multi-estágio, pela qual se constrói uma FCB para cada estágio.

Cada iteração da PDD consiste de: (i) uma simulação denominada *forward*, desde o estágio 1 até o estágio E , onde a condição inicial de cada estágio é obtida da solução do estágio anterior; (ii) uma recursão denominada *backward*, desde o estágio $E-1$ até o estágio 1, onde utiliza-se, para cada estágio e , a mesma condição inicial utilizada na última simulação *forward*, porém adicionando-se as novas restrições referentes aos cortes de Benders

construídos a partir da solução do estágio $e+1$. Denotando por $\langle u, v \rangle$ o produto escalar entre dois vetores u e v , estes cortes têm a seguinte forma:

$$\alpha^{e-1} \geq \omega^{e*} + \left\langle \frac{\partial \omega^e}{\partial x^e}(x^{e*}), x^e - x^{e*} \right\rangle, \quad [8]$$

onde α^{e-1} é o custo futuro para o estágio $e-1$, ω^{e*} é o valor ótimo do subproblema e na iteração corrente (incluindo o custo futuro), x^{e*} é o vetor com a solução para as variáveis de estado do estágio e na iteração corrente (obtida das soluções dos estágios 1 ao $e-1$ na simulação *forward*), e $\frac{\partial \omega^e}{\partial x^e}(\cdot)$ é o vetor das derivadas parciais de ω^e em relação às variáveis de estado do subproblema e .

A equação [8] define um corte linear para a FCF do estágio $e-1$ como função do vetor de variáveis de estado x^e para o subproblema e . Estas variáveis de estado consistem nos volumes V^{e-1} nos reservatórios ao final do estágio $e-1$. Em cada simulação *forward*, atualizam-se o limite inferior \underline{Z} e superior \bar{Z} para o valor ótimo Z^* do problema. A convergência se dá quando a diferença relativa entre esses dois valores é inferior a uma dada tolerância ε , conforme mostra o fluxograma da Figura 2:

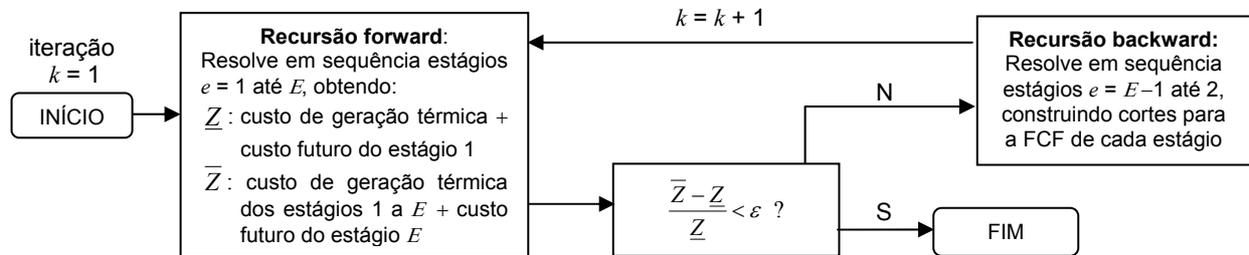


FIGURA 2 – Processo Iterativo de PDD adotado para o modelo DESSEM-PAT.

A estratégia de PDD tem duas grandes vantagens: a redução, para problemas de grande porte, do tempo computacional em relação à resolução do problema [1]-[7] de forma direta, e o fato de se construir uma FCF para cada intervalo de tempo. Estas funções de custo futuro podem ser utilizadas por modelos de curtíssimo-prazo (15), (23), para otimizar a operação das usinas considerando restrições ainda mais detalhadas. Entretanto, para problemas de porte muito grande e quando se deseja uma tolerância de otimalidade ε bastante reduzida, pode ocorrer o chamado efeito *tailing off*, característico de métodos de planos cortantes: a acumulação de cortes muito parecidos entre si, que podem tornar o subproblema de cada estágio mal condicionado e causar problemas numéricos na sua resolução. Este aspecto pode ser agravado na presença de restrições que acoplam um grande número de estágios, como por exemplo tempos de viagem de várias horas e restrições de meta de volume final para os reservatórios. Estas restrições são comumente encontradas no problema de PDO do sistema brasileiro.

4.0 - METODOLOGIA PROPOSTA DE AGREGAÇÃO DE INTERVALOS DE TEMPO

Com o objetivo de aumentar a acurácia da metodologia de PDD e melhorar a sua performance, propõe-se neste trabalho agrupar, em um mesmo estágio, subproblemas referentes a diferentes intervalos de tempo. Com isso, busca-se uma redução no número de iterações necessárias para a convergência do método e no tempo computacional para resolver o problema.

Seja o conjunto de intervalos $t = 1, \dots, T$ particionado em E estágios, onde cada estágio i inclui todos os intervalos compreendidos entre seus intervalos inicial \underline{e}_i (inclusive) e final \bar{e}_i (inclusive). Naturalmente, por se tratar de uma partição, tem-se $\underline{e}_1 = 1$, $\bar{e}_E = T$, e $\underline{e}_{i+1} = \bar{e}_i + 1$. Com isso, cada subproblema linear resolvido durante o processo iterativo da PDD conterá a função objetivo, variáveis e restrições referentes a diversos intervalos de tempo consecutivos, conforme ilustra a Figura 3.

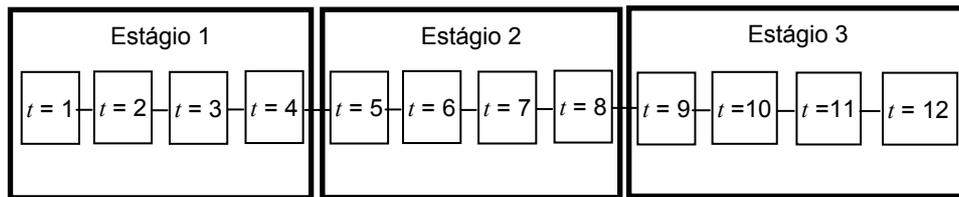


FIGURA 3 – Exemplo de estratégia de agregação uniforme de um problema com 12 intervalos de tempo ($T = 12$), em 3 estágios ($E = 3$). Tem-se $e_1 = 1$, $\bar{e}_1 = 4$; $e_2 = 5$, $\bar{e}_2 = 8$; $e_3 = 9$, $\bar{e}_3 = 12$.

Ressalta-se que a estratégia proposta não incorre em perda de precisão na modelagem do problema: este continua sendo representado em T intervalos, com discretização horária (se for o caso), apenas todas as restrições referentes a diversos intervalos consecutivos são incluídas em um mesmo subproblema linear, referente a um dado estágio da PDD.

Definida esta nova estrutura de estágios, o processo iterativo é realizado de forma idêntica ao mostrado na Figura 2. Algumas propriedades da PDD devem ser no entanto observadas ao se definirem os estágios:

- já que, pelo processo de PDD, as funções de custo futuro são obtidas apenas ao final de cada estágio, os instantes de tempo onde se deseja avaliação desta função devem coincidir com o final de algum estágio. Por exemplo, é conveniente se ter uma função de custo futuro ao final do primeiro dia, a qual pode ser utilizada como condição de contorno para problemas que refinam o cálculo da operação para este dia (10), (23);
- apesar da redução no número de iterações da PDD, esperada com a agregação de intervalos, há um aumento natural no tempo de resolução do subproblema de cada estágio. Para que a estratégia proposta seja vantajosa, é necessário que o balanço final leve a uma redução no tempo total de processamento. Assim, a definição do tamanho dos estágios deve ser compatível com a capacidade do pacote de otimização utilizado para resolver os subproblemas lineares;
- pela experiência na aplicação convencional de PDD, observa-se que os subproblemas relacionados às horas de maior demanda tendem a apresentar um maior tempo de resolução, notadamente quando se considera a rede elétrica e um grande número de linhas operam no seu limite máximo. Assim, apesar da utilização de um número uniforme de intervalos por estágio ser atraente do ponto de vista prático, pode ser interessante adotar uma estratégia de agregação não uniforme, onde os estágios sejam maiores nos períodos de carga leve.

5.0 - RESULTADOS

Para os estudos de caso, define-se um “fator de agrupamento” k , e resolve-se o problema de PDO dividindo-o em T/k estágios, onde se incluem em cada estágio os subproblemas referentes a k intervalos de tempo sucessivos. A resolução do subproblema de programação linear (PL) de cada estágio é feita com o pacote OSL, versão 3.0 (24). Em todos os casos adotou-se uma discretização temporal de 168 intervalos de 1 hora (uma semana), a qual, além de ser coerente com o usualmente verificado na literatura, é bastante interessante, já que possibilita uma boa gama de valores de k para uma representação uniforme dos estágios: 1, 2, 3, 4, 6, 8, 12, 14, 21, 24, 28, 42, 56, 84 e 168. Os dados para o estudo, baseados nos Programas Mensais de Operação (PMO) de setembro e novembro de 2006, realizados pelo ONS, podem ser acessados em www.ons.org.br.

5.1 Análise de consistência da metodologia

Em uma primeira etapa, fez-se uma análise de consistência da metodologia. Para isso, adotou-se uma tolerância excessiva ($10^{-6}\%$) para a convergência da PDD (nota-se que, nos estudos oficiais com o DECOMP, a tolerância é de $10^{-3}\%$). O caso em estudo, baseado no PMO de setembro de 2006, possui apenas as restrições de atendimento à demanda, balanço hídrico e função de produção das usinas hidroelétricas. O problema resultante contém cerca de 164.000 variáveis e 132.000 restrições.

Os resultados e os tempos computacionais para todos os valores de k são mostrados na Tabela 2. Analisaram-se os limites inferior e superior para a solução ótima, obtidos após se atingir o critério de convergência, e nota-se que em quase todas as situações encontrou-se o mesmo valor ótimo até o 9º algarismo significativo. Isto só não foi verificado para $k = 42$ e 84 , onde ocorreu o que se convencionou chamar de “gap negativo”. Os motivos estão sendo ainda investigados, mas percebe-se que houve problemas na obtenção do limite inferior, provavelmente por dificuldades numéricas na resolução do subproblema do primeiro estágio.

TABELA 2 – Limites da solução ótima obtida por PDD, para diferentes valores de k .

k	\underline{Z}	\bar{Z}	Tempo (hh:mm:ss)	k	\underline{Z}	\bar{Z}	Tempo (hh:mm:ss)
1	47.207.316,6	47.207.316,6	03:03:54	14	47.207.316,6	47.207.316,6	00:20:16
2	47.207.316,6	47.207.316,6	01:29:51	21	47.207.316,6	47.207.316,6	00:19:47
3	47.207.316,6	47.207.316,6	00:56:35	24	47.207.316,6	47.207.316,6	00:20:59
4	47.207.316,6	47.207.316,6	00:48:42	28	47.207.316,6	47.207.316,6	00:21:00
6	47.207.316,6	47.207.316,6	00:33:15	42	47.207.319,9	47.207.317,5	02:12:46
7	47.207.316,6	47.207.316,6	00:30:20	56	47.207.316,6	47.207.316,6	05:20:02
8	47.207.316,6	47.207.316,6	00:26:53	84	47.207.316,7	47.207.316,6	06:39:34
12	47.207.316,6	47.207.316,6	00:25:44	168	47.207.316,6		01:59:39

Os tempos computacionais diminuem sensivelmente ao se aumentar o valor de k , até o valor $k = 21$, onde se obteve o melhor resultado. Para valores de k maiores ou iguais a 42, o tempo computacional aumenta sensivelmente. Ressalta-se que, para $k = 168$, não há a realização do processo iterativo de PDD, visto que o problema é resolvido de forma direta, e isto talvez explique a redução de tempo conseguida em relação aos casos de $k = 42$ até 84. Comparando-se a melhor performance (para $k = 21$) com a da estratégia tradicional de se adotar um estágio para cada intervalo de tempo ($k=1$), nota-se uma redução de mais de 9 vezes no tempo computacional.

5.2 Avaliação incluindo-se todas as restrições operativas

Em seguida, faz-se uma análise da performance da metodologia para estudos de caso incluindo-se todas as restrições operativas comumente inseridas no cálculo da operação de curto prazo com o modelo DECOMP. Os casos estudados, descritos na Tabela 3, se basearam nos dados do PMO de novembro de 2006. A tolerância de otimalidade adotada foi de $10^{-4}\%$, que é ainda dez vezes menor do que a adotada oficialmente no DECOMP.

TABELA 3 – Casos estudados considerando-se as restrições operativas – PMO de novembro/2006.

Caso	Descrição	# variáveis	# restrições
A	restrições de limite de geração para as térmicas (CT) e restrições elétricas (RE)	220.584	148.512
B	restrições do caso A + restrições de limite de defluência (RHQ)	243.432	164.808
C	restrições do caso A + restrições de limite de volume armazenado (VE e RHV)	227.808	148.551
D	restrições do caso A + restrições VE, RHV e RHQ	250.656	164.847

Ressalta-se que o número de restrições nem sempre reflete as dificuldades do problema. Tem-se como exemplo as restrições de volume armazenado que são impostas às usinas hidroelétricas no final da semana. Apesar de serem apenas uma restrição por usina em um único intervalo, estas acoplam todos os intervalos de tempo.

Os gráficos da Figura 4–(a) a 4–(b) mostram o número de iterações da PDD e o tempo de processamento para cada caso, e a Tabela 4 mostra um resumo com as informações mais relevantes para a análise. De maneira geral, as performances dos casos seguiram características comuns, ou seja: redução no número de iterações da PDD com o aumento do tamanho do estágio, diminuição do tempo computacional aumentando-se o valor de k até um certo ponto, e um aumento brusco neste tempo ao se adotar um tamanho de k maior ou igual a 24 ou 28. Observa-se que, em relação aos resultados da seção 5.1, o “fator ótimo de agregação” foi reduzido para 12 ou 14 (dependendo do caso), devido ao aumento no porte do subproblema de PL de cada estágio. O ganho médio no tempo computacional, comparando-se o melhor desempenho de cada caso com o da estratégia atual adotada no modelo DESSEM-PAT ($k=1$), é da ordem de 6 vezes.

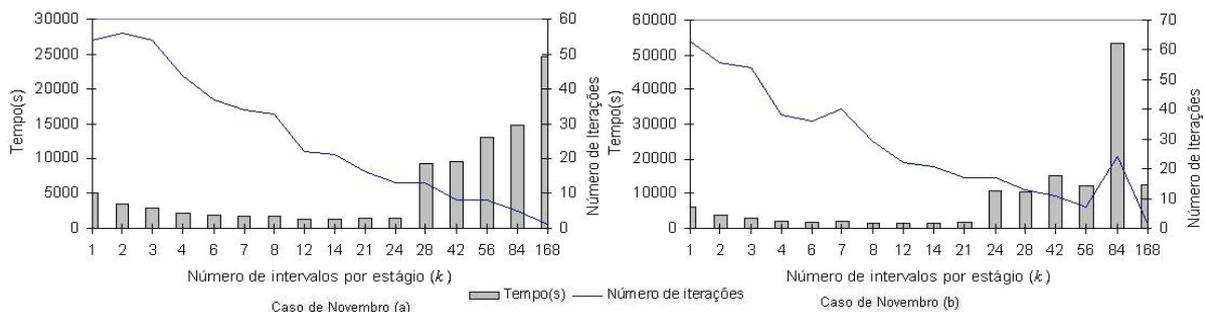


FIGURA 4-(a) – Número de iterações e tempo de processamento – casos (a) e (b).

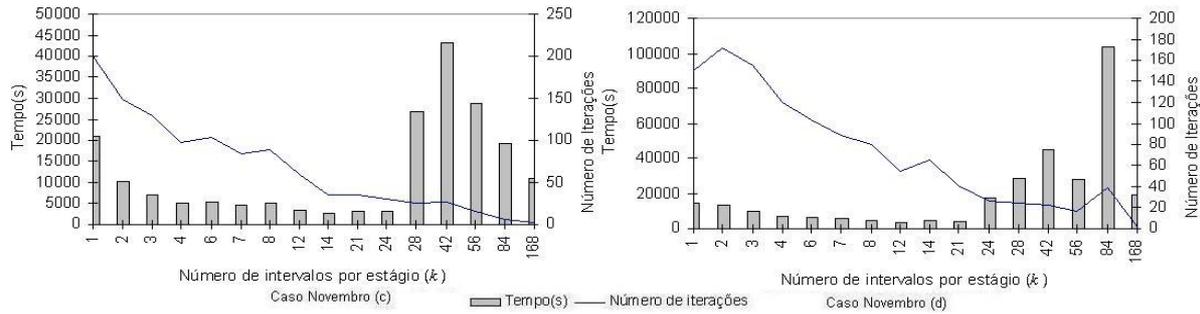


FIGURA 4-(b) – Número de iterações e tempo de processamento – casos (c) e (d).

TABELA 4 – Resumo do desempenho da PDD para cada caso

Caso	Melhor desempenho		Pior desempenho		Tradicional	
	k	Tempo(s)	k	Tempo(s)	k	Tempo(s)
A	12	1.260	168	24.600	1	4.800
B	12	1.320	84	50.400	1	6.127
C	14	2.400	42	43.200	1	20.866
D	12	3.420	42	45.000	1	13.610

6.0 - CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou um aprimoramento na estratégia de decomposição temporal usualmente adotada na literatura para a programação dinâmica dual (PDD), pela qual se define cada estágio como sendo o subproblema referente a 1 intervalo de tempo da discretização do problema. Propõe-se agregar, em um mesmo estágio, os subproblemas referentes a diversos intervalos de tempo consecutivos. Os resultados mostram que o número de iterações da PDD se reduz com o aumento no fator de agregação k e que existe um “fator de agregação ótimo”, entre 12 a 21 intervalos por estágio (dependendo da instância do problema) para o qual se consegue uma redução, em média, de até 6 vezes no tempo computacional para resolver o problema de programação diária da operação hidrotérmica. Ressalta-se que a metodologia proposta não consiste em uma simplificação na modelagem do problema, visto que a representação das variáveis e restrições continua sendo feita para cada intervalo de tempo, apenas o tamanho dos estágios da PDD é alterado.

Espera-se que o valor do fator ótimo de agregação dependa de alguns fatores tais como: robustez do pacote de otimização utilizado para resolver os subproblemas, grau de acoplamento temporal promovido pelas restrições do problema, e o tamanho do problema. Para avaliar estes aspectos, estão em desenvolvimento testes da metodologia considerando a utilização de outros pacotes e resolvendo formulações mais complexas do problema, como por exemplo incluindo tempos de viagem da água entre os reservatórios e a representação da rede elétrica. Este último aspecto, que aumenta consideravelmente o tamanho do problema, já está incorporado na versão do modelo DESSEM-PAT atualmente em validação pelo ONS e empresas do setor, no qual a estratégia de definição dos estágios utilizada ainda é a tradicional, de um estágio por intervalo de tempo. Deve-se lembrar que, como a estratégia de PDD resulta na construção de funções de custo futuro ao final de cada estágio, a definição dos estágios da PDD deve levar em consideração não só as reduções obtidas no tempo de processamento, mas também as necessidades de se ter a avaliação da função de custo futuro do sistema em determinados instantes ao longo do horizonte de estudo, como por exemplo ao final de cada dia.

7.0 - REFERÊNCIAS

- (1) FORTUNATO, L.A.M. NETO, T., ALBUQUERQUE, A.A., *et al.*, “Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica”, Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990.
- (2) MACEIRA, M.E., TERRY, L.A., COSTA, F.S. *et al.*, “Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system”, *Proceedings of the Power System Computation Conference - PSCC'02*, Sevilla, Spain, June 2002.
- (3) BRANNLUND, H., BUBENKO, J. A., SJELVGREN, D., *et al.*, “Optimal short term operation planning of a large hydrothermal power system based on a nonlinear network flow concept”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 1, n. 4, pp. 75-82, Feb. 1986.
- (4) GIL, E., BUSTOS, J., RUDNICK, H., “Short term hydrothermal generation scheduling model using a genetic algorithm”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 4, pp. 1256-1264, Nov. 2003.

- (5) SACHDEVA, S. S., "Bibliography on optimum reservoir drawdown for the hydroelectric-thermal power system operation", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 101, n. 6, pp. 1487-1496, Jun. 1982.
- (6) YAMIN, H., "Review on methods of generation scheduling in electric power systems", *Electric Power Systems Research*, v.69, n.2-3, pp. 227-248, May 2004.
- (7) BRANNLUND, H., SJELVGREN, D., "Short term generation scheduling with security constraints", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 3, no. 1, Feb. 1988, pp. 310-316.
- (8) FRANCO, P. E. C., CARVALHO, M. F., SOARES, S., "A network flow model for short-term hydro-dominated hydrothermal scheduling problems", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 2, pp. 1016-1022, May 1994.
- (9) PEREIRA, M. V. P., PINTO, L. M. V. G., "A decomposition approach to the economic dispatch of hydrothermal systems", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 101, n. 10, pp. 3851-3859, Oct. 1982.
- (10) BELLONI, A., DINIZ, A. L., MACEIRA, M. E. P., *et al.*, "Bundle relaxation and primal recovery in unit commitment problems. The Brazilian case", *Annals of Operations Research*, v.120, n. 1-4, pp. 21-44, Apr. 2003.
- (11) LI, C., HSU, E., SVOBODA, A. J., *et al.*, "Hydro unit commitment in hydro thermal optimization", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 2, pp. 764-769, May 1997.
- (12) AL-AGTASH, S., "Hydrothermal scheduling by augmented Lagrangian: consideration of transmission constraints and pumped-storage units", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, no. 4, Nov. 2001, pp. 750-756.
- (13) SHAWWASH, Z. K., SIU, T. K., RUSSEL, S. O., "The B.C. Hydro short-term hydro scheduling optimization model", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 3, pp. 1125-131, Aug. 2000.
- (14) VAN DEN BOSCH, P. P. J., LOOTSMA, F. A., "Scheduling of power generation via large-scale nonlinear optimization", *Journal of Optimization Theory and Applications*, v. 55, n. 2, pp. 313-326, Nov. 1987.
- (15) DINIZ, A.L., "Uma estratégia de decomposição por relaxação lagrangeana para a otimização da programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos com modelagem detalhada da rede elétrica – aplicação ao sistema brasileiro", Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Jan. 2007.
- (16) PEREIRA, M. V. F., PINTO, L. M. V. G., "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning", *Mathematical Programming*, v. 52, n.1-3, pp. 359-375, May 1991.
- (17) MACEIRA, M. E. P., MERCIO, C. B., GORENSTIN, B. G., *et al.*, "Energy Evaluation of The North/Northeastern and South/Southeastern Interconnection with NEWAVE Model", *VI SEPOPE –Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Salvador, Brazil, 1998.
- (18) XAVIER, L. N., DINIZ, A. L., COSTA, F. S., *et al.*, "Aprimoramento da modelagem da função de produção energética das usinas hidroelétricas no modelo DECOMP: metodologia e resultados", *XVIII SNPTEEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Curitiba, Oct. 2005.
- (19) MACEIRA, M. E. P., TERRY, L. A., DINIZ, A. L. *et al.*, "Despacho de geração horário com representação detalhada de restrições hidráulicas", *VII SEPOPE –Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Foz do Iguaçu, Brasil, May 2000.
- (20) DINIZ, A. L., SOUZA, L. C. F., MACEIRA, M. E. P., "Estratégia de representação DC da rede elétrica no modelo de despacho da operação energética – DESSEM", *VIII SEPOPE –Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Brasília, Brasil, May 2002.
- (21) DINIZ, A. L., SANTOS, T. N., MACEIRA, M. E. P., "Short term security constrained hydrothermal scheduling for large scale systems considering transmission losses", *IEEE/PES Transm. Distr. Conf. Expos. Latin America*, Caracas, Venezuela, Jun. 2006.
- (22) DINIZ, A.L., MACEIRA, M.E., TERRY, L.A., "Modelagem da função de produção energética das usinas hidroelétricas nos modelos de otimização do planejamento a curto prazo e da programação do despacho de sistemas hidrotérmicos interligados", *IX SEPOPE - Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – SEPOPE*, Rio de Janeiro, Brazil, May 2004.
- (23) FINARDI, E.C., DA SILVA, E. L., SAGASTIZÁBAL, C., "Solving the unit commitment problem of hydropower plants via Lagrangian relaxation and sequential quadratic programming", *Computational and Applied Mathematics*, v. 24, n. 3, pp. 0317-0341, Sept. 2005.
- (24) *IBM Optimization Subroutine Library (OSL) - Guide and Reference*, Release 3.0, 2003.