



**XX SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
XXX.YY
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO -IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMA ELÉTRICO - GOP

ANALISE DE SENSIBILIDADE DA CONSIDERAÇÃO DAS PERDAS NA REDE ELÉTRICA PARA A PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO.

Tiago Norbiato dos Santos (*)
CEPEL

André Luiz Diniz
CEPEL

RESUMO

No modelo DESSEM-PAT, desenvolvido pelo CEPEL para a Programação da operação, utiliza-se um modelo DC da rede elétrica, representando-se as perdas por um modelo linear por partes, para o qual se tem observado um elevado tempo computacional para resolver o problema para sistemas grandes. Neste artigo, mostra-se que é possível obter reduções significativas no tempo computacional ao relaxar as tolerâncias absolutas (MW) na representação das perdas, sem comprometer significativamente os resultados de despacho. Também se verificou que a operação do primeiro dia não é fortemente afetada quando se desprezam as perdas nos demais dias do horizonte de estudo.

PALAVRAS-CHAVE

Perdas na Rede elétrica, Sistemas Hidrotérmicos, Programação Diária da Operação

1.0 - INTRODUÇÃO

Para o planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN), o Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS), utiliza uma cadeia de modelos desenvolvida pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL) [1]. Para o médio prazo, utiliza-se o modelo NEWAVE com uma discretização mensal e horizonte de até 5 anos. Para o curto prazo utiliza-se o modelo DECOMP, com uma discretização semanal/mensal e horizonte de até 1 ano. Está em processo de validação, pelo ONS e por empresas do setor elétrico, o modelo DESSEM-PAT, que servirá de ferramenta para a Programação Diária da Operação (PDO), que é o foco de estudo desse trabalho.

Em [2] foi apresentado um modelo para fornecer o despacho horário para as usinas hidroelétricas. A rede elétrica foi representada em [3] por um modelo linear (ou modelo DC). Em [4] é apresentada a modelagem da função de produção das usinas hidroelétricas para o planejamento de curto prazo. Em [5] foi apresentado uma nova estratégia de decomposição do problema de planejamento de curto prazo. Finalmente, em [6] foi apresentado um modelo para incluir as perdas na rede elétrica no modelo DESSEM-PAT. Neste modelo, a boa acurácia obtida tinha em contrapartida um elevado tempo computacional, o que motivou o desenvolvimento do trabalho aqui apresentado.

No trabalho apresentado em [6] propõe-se uma modelagem para a consideração das perdas nas linhas de transmissão, no planejamento da operação a curto prazo, segundo um modelo DC da rede elétrica. No referido trabalho realizaram-se dois estudos de caso: o primeiro baseado no sistema IEEE-118 barras e o segundo no sistema brasileiro. Nesses estudos, os desvios entre as perdas calculadas pelo programa e as reais se situaram

(*) Av. Um s/nº Ilha da Cidade Universitária. CEP 21941-590 Rio de Janeiro, RJ, – Brasil
Tel: (+55 21) 2598-6245 – Fax: (+55 21) 2260-1340 – Email: norbiato@cepel.br

dentro dos níveis toleráveis, e mostrou-se a importância da consideração das perdas no problema de PDO. Entretanto, um inconveniente encontrado foi o elevado tempo computacional. Este tempo elevado é provocado por dois fatores principais. O primeiro é o aumento do número de variáveis no Problema Linear (PL), pois para cada linha de transmissão (não-radial) e cada período de tempo, adiciona-se uma variável para representar as perdas no PL. O segundo foi a rigorosa acurácia utilizada, com o intuito de se verificar se o modelo proposto para representar as perdas era adequado. Naqueles estudos, permitiram-se no máximo desvios entre as perdas calculadas e as reais de 1%, mesmo para linhas cujos valores de perda foram inferiores a 1MW, portanto de reduzido impacto para o sistema.

Este trabalho é uma continuidade do estudo apresentado em [6], porém com um enfoque mais prático, voltado para uma análise do “trade-off” entre a qualidade da representação das perdas no modelo e o tempo computacional para resolver o problema. O objetivo é realizar um estudo no qual os critérios de tolerância para a acurácia na representação das perdas levam em consideração os valores de desvios entre as perdas calculadas e as reais tanto em valores percentuais como em valores absolutos. Além disso, se reavalia a tolerância adotada para a acurácia na representação das perdas, haja vista que o valor de 1%, em alguns casos, pode ser muito rigoroso. Procura-se, assim, diminuir o tempo computacional sem que haja redução significativa na qualidade dos resultados.

2.0 - PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO

O problema de programação diária da operação (PDO) é formulado como um problema de programação linear, no qual restrições não lineares são representadas por funções lineares por parte. O problema é decomposto em subproblemas que são resolvidos com o algoritmo simplex de programação linear (PL). A estratégia de solução do problema como um todo é a programação dinâmica dual (PDD). A seguir apresenta-se a formulação do problema e a estratégia de solução adotada.

2.1 Formulação do Problema

O problema de PDO considerado neste trabalho tem como função objetivo minimizar a soma dos custos de geração térmica com o custo futuro, o qual é sinalizado pelo modelo de curto prazo por uma função de custo futuro (FCF). As principais restrições do problema são: atendimento à demanda, balanço hídrico nos reservatórios, função de produção das usinas hidroelétricas, entre outras. O problema é formulado como segue:

$$\begin{aligned}
 \min f &= \sum_{t=1}^T \left(\sum_{j=1}^{NT} CG_j GT_j^t + \sum_{k=1}^{NS} \sum_{p=1}^{NCD_k} CD_{k,p} Def_{k,p}^t \right) \\
 s.a & \\
 V_i^t + Q_i^t + S_i^t &= A_i^t + V_i^{t-1} + \sum_{p \in M_i} (Q_p^t + S_p^t) \quad i = 1, \dots, NH; \quad t = 1, \dots, T \\
 GH_i^t - \gamma_{V,i,l}^t \cdot \frac{V_i^t}{2} - \gamma_{Q,i,l}^t \cdot Q_i^t + \gamma_{S,i,l}^t \cdot S_i^t &\leq \gamma_{CONST,i,l}^t + \gamma_{V,i,l}^t \cdot \frac{V_i^{t-1}}{2}, \quad l = 1, \dots, p_i \quad i = 1, \dots, NH; \quad t = 1, \dots, T; \\
 \sum_{i \in \Omega_k^H} GH_i^t + \sum_{j \in \Omega_k^T} GT_j^t + \sum_{p=1}^{NCD_k} CD_{k,p}^t \cdot def_{k,p}^t + \sum_{p \in \Omega_k} (Int_{pk}^t - Int_{kp}^t) &= D_k^t, \quad k = 1, \dots, NS; \quad t = 1, \dots, T \\
 \underline{f}_{km} &\leq f_{km} \leq \overline{f}_{km}, \\
 \underline{V}_i &\leq V_i \leq \overline{V}_i, \quad i = 1, NH \\
 \underline{GH}_i &\leq \overline{GH}_i, \quad i = 1, NH \\
 \underline{GT}_j &\leq \overline{GT}_j, \quad j = 1, NT \\
 \underline{def}_i &\leq Q_i^t + S_i^t \leq \overline{def}_i, \quad i \in DH \\
 V_i^T &\leq V_i^E, \quad i \in EH
 \end{aligned} \tag{1}$$

onde T é o número de intervalos de tempo em que o horizonte de estudo é dividido; NT é o número de usinas térmicas no sistema; NS é o número de Subsistemas no qual se subdivide o sistema; GT_j^t é a geração térmica da usina j , no intervalo t ; CT_j^t é o custo linear de geração¹ para a usina térmica j ; NCD_k é o número de segmentos de reta que representam a curva de custo de Déficit para o subsistema k , $Def_{k,p}^t$ é o déficit no atendimento à demanda do subsistema k , para o segmento p , no intervalo de tempo t , e $CD_{k,p}^t$ é o seu respectivo custo linear; M_i é o conjunto de usinas a montante da usina i ; NH é o número de usinas hidroelétricas; V_i^t é o volume armazenado

¹ Funções de custo lineares por partes podem ser representadas dividindo-se a geração de cada usina em diversos segmentos.

da usina i ao final do intervalo t ; Q_i^t é o turbinamento, S_i^t é o vertimento; O fator τ_{ij} representa o tempo de viagem (TV) da água entre as usinas i e j ; GH_i^t é a geração da usina hidroelétrica i no intervalo de tempo t ; \mathcal{V}_k^H e \mathcal{V}_k^T indicam respectivamente o conjunto de usinas hidroelétricas e termoeletricas do subsistema k ; Int_{kp}^t é o intercambio de energia do subsistema k para o subsistema p no intervalo de tempo t ; Ω_k é o conjunto de subsistemas que estão conectados ao subsistema k ; e D_k^t é a carga do subsistema² k no intervalo de tempo t ; p_i é o número de cortes da função de produção hidroelétrica aproximada (FPHA) da usina i , cujos termos $\gamma_{V,i,l}^t$, $\gamma_{Q,i,l}^t$, $\gamma_{S,i,l}^t$ e $\gamma_{const,i,l}^t$ são os coeficientes para o volume armazenado, turbinamento, vertimento e o termo constante da inequação do corte l da usina i no intervalo t ; f_{km} é o fluxo entre as barras k e m . Quando f_{km} assume um valor negativo o fluxo está no sentido de m para k ; θ_k e θ_m são os ângulos de tensão das barras k e m , respectivamente; θ_{km} é a diferença angular entre as barras k e m ; γ_{km} é a reatância da linha que conecta as barras k e m .

2.2 Estratégia de Solução

A estratégia de solução adotada para resolver o problema da programação diária da operação (PDO) é a Decomposição de Benders Multi-Estágio, que foi batizada na literatura de programação dinâmica dual (PDD), nomenclatura pela qual será referenciada neste trabalho. Cada iteração do processo de PDD pode ser dividida em duas partes, denominadas de Forward e Backward, as quais estão descritas a seguir:

Simulação Forward: Nesta etapa todos os estágios são resolvidos em seqüência deste o estágio 1 até o estágio E . As variáveis de estado para o estágio e são obtidas a partir das soluções $(x_1, x_2, \dots, x_{e-1})$ dos subproblemas dos estágios anteriores. No último estágio faz-se o acoplamento com a FCF proveniente do modelo de planejamento de curto prazo.

Recursão Backward: Nesta etapa os estágios são resolvidos em seqüência, deste o estágio $E-1$ até o estágio 1. A partir da solução PRIMAL e DUAL de cada estágio e , constrói-se um corte de Benders para o estágio imediatamente anterior $(e-1)$. Com a adição deste corte, obtêm-se uma nova aproximação da FCF para o estágio $e-1$.

Estas duas etapas são executadas de forma iterativa até a convergência ser alcançada. O teste de parada é feito comparando-se o limite superior e inferior do custo total ótimo da operação. O limite superior (Z_{sup}) é calculado ao final de cada simulação Forward e o limite inferior (Z_{inf}) são obtidos ao final de cada recursão Backward. O valor de Z_{sup} é calculado somando os custos de cada estágio com o custo futuro do estágio E , dado pela FCF fornecida pelo modelo de curto prazo. O valor de Z_{inf} é dado pelo custo do primeiro estágio (soma do custo de operação do estágio 1 com o custo futuro no estágio 1). Define-se *gap* como a diferença entre o Z_{sup} e o Z_{inf} , em % do valor de Z_{sup} . No decorrer do processo iterativo, o valor de *gap* se reduz até que seja menor do que uma dada tolerância, quando o processo é finalizado.

3.0 - REPRESENTAÇÃO DAS PERDAS NO PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO

No problema de programação diária da operação considerado pelo modelo DESSEM-PAT, é imprescindível se ter uma modelagem detalhada da rede elétrica, de forma a se obter uma proposta de despacho que seja factível de ser realizada na prática. Por questões de complexidade tanto do ponto de vista matemático como computacional, não é possível representar o modelo completo AC da rede elétrica no modelo. Portanto, considera-se uma modelagem DC da rede com perdas, a qual, apesar de desprezar o despacho de potência reativa do sistema, é capaz de representar de forma suficiente, para fins práticos, o despacho de potência ativa do sistema, como mostram os estudos apresentados em [7].

O modelo linearizado em potência ativa, ou fluxo DC [8], fornece uma aproximação da distribuição dos fluxos ativos no sistema, no qual se despreza o efeito da tensão/potência reativa. O fluxo DC é baseado no forte acoplamento entre a potência ativa e o ângulo das tensões e apresenta resultados tanto melhores quanto maior for o nível de tensão do sistema representado. Este modelo aproximado permite o cálculo dos fluxos ativos com razoável precisão e com um menor custo computacional se comparado ao modelo AC.

O modelo DC é obtido através da linearização das equações de fluxo de potência ativa na rede. Desprezando-se as perdas, a equação de fluxo ativo em um dado circuito i entre duas barras k e m é dada por $f_i = -V_k V_m b_i \sin \theta_{km}$ onde f_i é fluxo de potência ativa na linha i ; V_k, V_m são as tensões das barras k e m ; b_i é susceptância do circuito i ; θ_{km} é diferença angular entre as barras k e m . Adotando-se as seguintes aproximações: $V_k \approx V_m \approx 1 p.u.$,

² Ao se considerar a rede elétrica, a carga do subsistema será a soma das cargas nas barras da rede elétrica pertencentes ao subsistema.

$\sin\theta_{km} \approx \theta_{km}$, $b_i \approx -1/x_i$, onde x_i é a reatância do circuito i , obtém-se $f_i = b_i\theta_{km} = (\theta_k - \theta_m)/x_i$, expressão que representa o fluxo ativo no circuito i como função dos ângulos de tensão θ na rede elétrica. Entretanto, não é interessante representar estas variáveis θ diretamente no problema de programação linear (PL) resolvido pelo DESSEM-PAT para cada subproblema, pois isto aumentaria em muito o seu tamanho. É possível obter os valores de θ resolvendo-se o sistema linear $p = B\theta$, onde p é um vetor com as injeções de potência ativa (geração menos carga) por barra, θ é vetor com os ângulos das tensões nodais por barra, e B matriz de susceptâncias da rede.

Para que este sistema linear seja determinado, é preciso fixar o valor de ângulo em uma das barras do sistema, e, portanto designa-se uma barra como sendo a barra de referência da rede, com um valor $\theta = 0$. Conhecidos os valores do vetor p , pode-se resolver $p = B\theta$ e obter os valores de θ em função de p . Desta forma, os fluxos nas linhas passam a ser função das injeções de potência em todas as barras do sistema, ou seja:

$$f_i = \sum_{j=1}^{NB} \kappa_{ji} (g_j - d_j), \quad [2]$$

onde g_j é geração da barra j ; d_j é carga da barra j ; κ_{ji} é o fator de participação da injeção na barra j no fluxo da linha i ; NB é número de barras da rede elétrica e B é matriz de susceptâncias da rede. Ressalta-se que os fatores de participação κ_{ji} não dependem das injeções e cargas na rede, apenas de sua topologia e das características físicas dos circuitos.

O procedimento usual nos modelos de fluxo em redes para considerar as perdas nos circuitos é representá-las através de cargas fictícias nas barras das extremidades do circuito, onde para cada carga se atribui metade da perda total. Em geral, nos modelos de *load flow* DC com perdas, realiza-se um processo iterativo para a consideração das perdas. Para um dado "ponto de operação" (um dado valor para os vetores g e d), calculam-se os fluxos e as perdas $\Delta d^{(1)}$. Posteriormente, calculam-se novos valores de fluxo com as cargas dadas pelo vetor $d + \Delta d^{(1)}$, e obtém-se novos valores $\Delta d^{(2)}$ para as perdas nas linhas. Em seguida, atualiza-se o vetor de cargas com os valores de $d + \Delta d^{(1)}$ e calculam-se novos fluxos e novas perdas $\Delta d^{(2)}$. Em geral, em poucas iterações converge-se para uma situação em que $\Delta d^{(k)} \approx \Delta d^{(k+1)}$, e considera-se que as perdas estão suficientemente representadas, segundo a formulação teórica da modelagem DC com perdas.

Embora atenda às condições para o cálculo das perdas, pode-se mostrar que, em um modelo como o DESSEM-PAT, tal processo iterativo não garante a otimalidade da solução final obtida. O problema é que esta abordagem considera que os valores de geração g já estão determinados, e busca-se apenas obter os valores das perdas. No modelo DESSEM-PAT, os valores de g são variáveis de decisão de um problema de otimização, que necessita ter a informação da função de perdas para que as gerações sejam obtidas considerando-se os impactos das perdas nos custos de operação do sistema. A incorporação das perdas pode, entretanto, ser realizada se substituirmos a equação de perdas por um modelo linear por partes, formado por cortes que tangenciam a função por baixo, conforme mostrado na Figura 1.

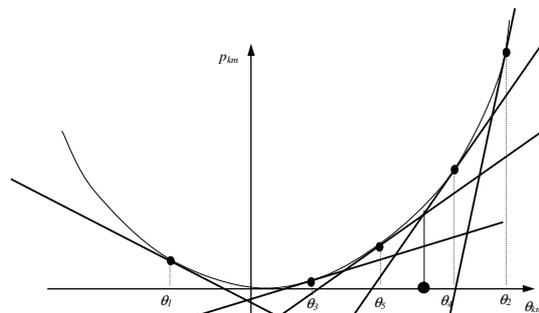


Figura 1 - Representação das perdas na rede elétrica no modelo DESSEM-PAT

Os cortes correspondem as inequações no problema de programação linear, as quais definem como região viável para o problema todos os pontos situados acima da curva de perdas. Nesta aproximação, supõe-se que o modelo irá sempre preferir se situar exatamente sobre a curva linear por partes, já que os pontos acima dessa curva levam a perdas maiores para o sistema e, em consequência, a um maior custo de operação. Entretanto, não é razoável

incluir *a priori*, no problema de otimização, todos os cortes da aproximação linear por partes para as perdas em todas as linhas da rede elétrica, por dois motivos: o número de restrições para o problema de programação linear (PPL) em cada estágio da PDD pode se tornar muito grande, uma vez que se devem inserir várias inequações para cada linha; o método SIMPLEX, utilizado para resolver o problema de otimização, tende a encontrar como solução ótima em um dos vértices do poliedro que define a região viável do problema. Desta forma, o estabelecimento *a priori* de um modelo linear por partes para as perdas pode levar a uma discretização dos valores “candidatos” para as diferenças angulares e, conseqüentemente, para os fluxos nas linhas.

4.0 - ESTRATÉGIA DE MITIGAÇÃO DA COMPLEXIDADE DO PROBLEMA

Neste capítulo, estudam-se algumas alternativas de reduzir o tempo computacional para a resolução do problema de PDO no modelo DESSEM-PAT com consideração das perdas na rede elétrica, mantendo-se ainda uma precisão aceitável na aproximação para as perdas. Realizam-se análises de sensibilidade do tempo computacional e da acurácia dos resultados ao se variarem os seguintes parâmetros:

- Tolerância relativa para os desvios entre as perdas exatas e as obtidas pelo modelo (% das perdas);
- Tolerância absoluta para os desvios entre as perdas exatas e as obtidas pelo modelo (MW);
- Consideração das perdas apenas para alguns níveis de tensão;
- Consideração das perdas apenas para os primeiros dias do estudo.

Utiliza-se como caso-base para comparação com uma tolerância de 0,1% e 0,1 MW para os desvios nas perdas. Para cada alternativa, comparam-se: a acurácia na representação das perdas, a acurácia nos resultados de despacho e o tempo computacional.

4.1 Varição da Tolerância Relativa (%)

A primeira análise será feita variando-se a tolerância em % adotada para a acurácia na representação das perdas. Fixando a tolerância em 1MW^3 variou-se o percentual em 0,5%, 2%, 5% e 10% e analisou-se qual é o % “ótimo”, onde o tempo de CPU é bem razoável e não se perde muita precisão. A Figura 2 mostra a distribuição acumulada dos desvios negativos para as perdas para cada uma das tolerâncias absolutas consideradas. A Tabela 1 mostra o montante de perdas considerada em função da tolerância adotada, em % do valor das perdas.

Percebe-se que, uma vez estabelecida uma tolerância adequada para os desvios absolutos (1MW), não há perdas significativas ao se relaxar a tolerância relativa. Embora os casos com tolerâncias de 0,5% e 2% apresentem uma distribuição bem melhor de desvios do que os casos com valores de 5% e 10% para a tolerância, observa-se que, mesmo para o caso com 10% de tolerância, apenas cerca de 0,1% dos desvios são inferiores a 2,3 MW, e apenas 1% dos desvios é inferior a -1,0 MW. Esta observação se confirma se analisarmos o montante total de perdas consideradas pelo modelo quando se utiliza os diversos valores de tolerância relativa, conforme mostrado na Tabela 1. Também não se observaram ganhos com relação ao tempo computacional.

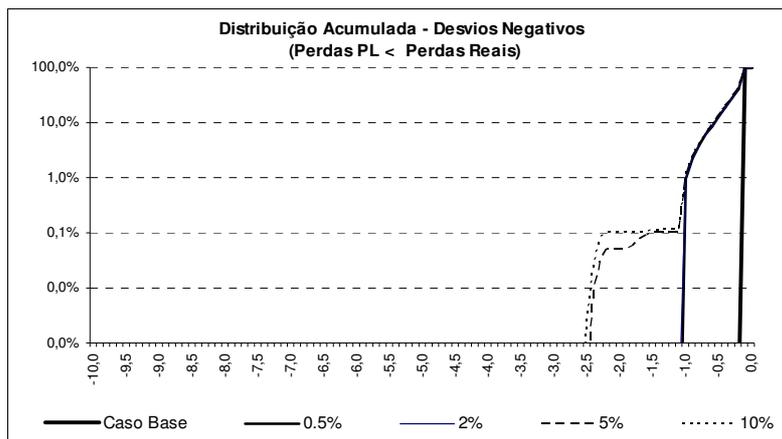


Figura 2 - Distribuição acumulada dos desvios negativos (MW) para as perdas, ao se variar a tolerância relativa (Tolerância absoluta: 1MW; Tolerância do caso base: 0,1MW / 0,1%).

³ Este valor se mostrou adequado nos estudos da seção 4.2, onde se variou a tolerância absoluta (em MW)

Tabela 1 - Montante total de perdas consideradas pelo modelo, em função da tolerância em % adotada (tolerância absoluta: 1 MW)

Variante	Total de perdas consideradas (%)	Quant. Linhas (%)	Tempo (hh:mm:ss)
Caso Base	98,70	63,77	10:42:06
0,50%	87,46	23,93	01:15:26
2%	87,46	23,93	01:15:14
5%	87,32	23,99	01:12:13
10%	87,21	23,94	01:22:55

4.2 Variação da Tolerância em MW

Neste estudo, utilizou-se uma tolerância relativa de 10%, e variou-se a tolerância absoluta com os seguintes valores: 0,5 MW, 1MW, 2MW, 5MW e 10MW. A Figura 3 mostra a distribuição acumulada dos desvios negativos para as perdas para cada uma das tolerâncias absolutas consideradas no estudo.

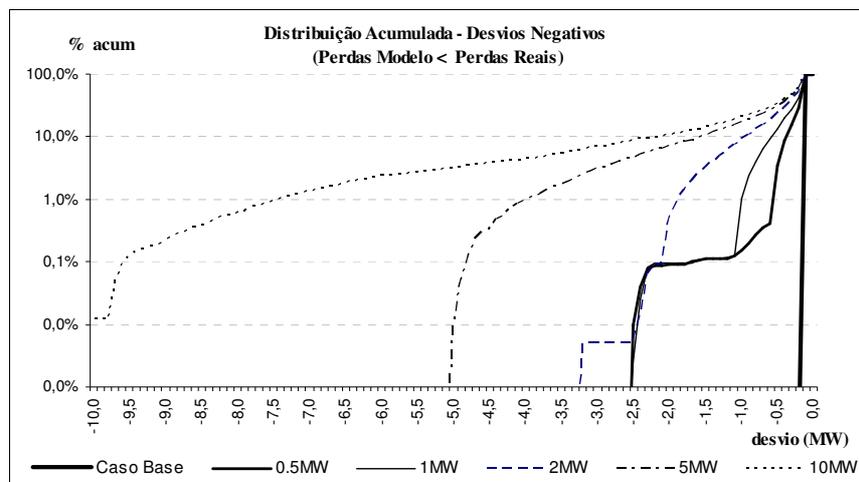


Figura 3 - Distribuição acumulada dos desvios negativos (MW) para as perdas, ao se variar a tolerância absoluta (Tolerância relativa: 10%; Tolerância do caso base: 0,1MW / 0,1%).

Como os desvios são sempre negativos, quanto menor o desvio (mais negativo), pior é a acurácia do modelo. A linha grossa mostra os resultados do caso base, onde nenhum desvio foi inferior a -0,2MW. Ressalta-se que o desvio em MW (ex: -1,5MW) pode ser menor do que a tolerância (ex: -1,0MW), já que a tolerância relativa de 10% pode ter sido atingida antes de se conseguir a tolerância em MW. Os resultados são aceitáveis ao se relaxar a tolerância até 1 ou 2 MW. Para uma tolerância de 1MW, nenhum desvio foi inferior a -2,5 MW, e para uma tolerância de 2MW, nenhum desvio foi inferior a -2,5MW. O percentual de linhas com desvios inferiores a -1,0MW foi de cerca de 0,1% e 1%, respectivamente, para as tolerâncias de 1 MW e 2MW. Para tolerâncias de 5 MW, 10% dos desvios foram superiores a 1,5 MW, o que é indesejável, pois como o número de linhas é muito grande, a acumulação de muitos desvios pequenos pode levar a um valor significativo de carga para o sistema. Para se avaliar melhor esse aspecto, é importante se computar o % total de perdas que são representadas pelo modelo, em relação ao total de perdas do sistema. Estes resultados são mostrados na Tabela 2.

Tabela 2 - Montante total de perdas consideradas pelo modelo, em função da tolerância em MW adotada (tolerância relativa: 10%)

Variante	% Perdas Consideradas	% Linhas Consideradas	Tempo CPU
Caso Base	98,70	63,77	10:42:06
0,5 MW	92,85	35,03	03:17:55
1 MW	87,21	23,94	01:22:55
2 MW	78,04	15,06	00:37:02
5 MW	61,27	7,36	00:29:11
10 MW	42,48	3,44	00:16:16

Obtêm-se percentuais de representação de perdas mais desejáveis para valores de tolerâncias menores ou iguais a 1 MW. Entretanto, o resultado obtido para a tolerância de 2 MW poderia ainda ser considerado aceitável. Na terceira coluna da tabela observa-se que o percentual de linhas para as quais as perdas foram consideradas é bem menor do que o percentual das perdas, o que indica como as perdas se concentram em um subconjunto pequeno das linhas do sistema. Por exemplo, apenas 7,56% das linhas apresentam um valor de perdas maior do

que 5MW, o que faz com que, ao se utilizar esse valor de tolerância para a acurácia na modelagem, apenas este conjunto de linhas tenha suas perdas modeladas.

Na Tabela 2 também são apresentados os tempos computacionais. Observa-se que o tempo de CPU só passa a ser viável para a programação da operação a partir do uso de tolerâncias maiores ou iguais a 1 MW. A redução de tempo quando se passa de 1MW para 2MW é significativa (mais de 50%), mas perde-se um pouco de acurácia na modelagem, apesar desta perda não ser tão forte. Embora o tempo computacional para tolerâncias maiores do que 5MW seja bem menor, a perda de acurácia dos resultados não justifica o emprego de tais valores. Mostra-se, na Figura 4, uma comparação das gerações da usina hidrelétrica de Itaipu, entre o caso-base (0,1%-0,1MW) e os casos variando-se a tolerância absoluta, em MW.

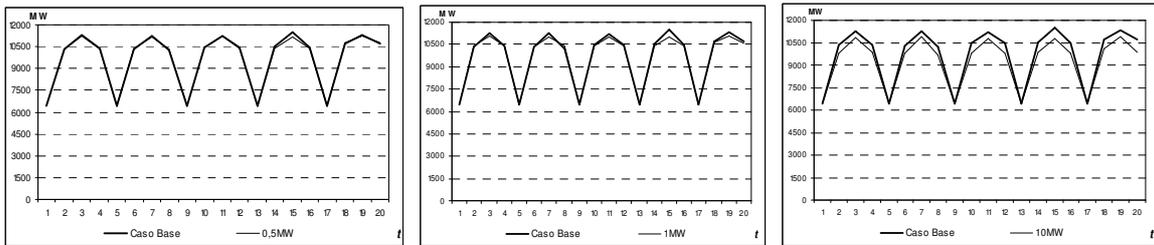


Figura 4 - Comparação das gerações hidrelétricas ao longo da semana em relação ao caso-base (0,1% e 0,1MW), para cada valor de tolerância em MW – Usina Itaipu

Observa-se que tanto as tolerâncias de 0,5 MW e 1 MW apresentam desvios muito pequenos em relação ao perfil de geração de referência, obtido com a tolerância muito rigorosa para a precisão nas perdas

4.3 Tolerância Por Nível De Tensão

O nível de tensão de uma linha é uma classificação da linha feita com base na tensão definida nas barras (nós) de sua extremidade. Uma proposta adicional é a de variar os níveis de tensão a serem consideradas para o cálculo das perdas. A Tabela 3 mostra uma análise das perdas com relação ao nível de tensão das linhas. Como podemos observar a grande parte das perdas se concentram em alguns poucos níveis de tensão.

Tabela 3 - Trade-off entre o tempo e a acurácia variando a tolerância em MW

Grupo	Nível	% linhas acumuladas	% Perdas acumuladas	Grupo	Nível	% linhas acumuladas	% Perdas acumuladas
1	C	7,24%	20,71%	2	A	74,66%	83,42%
1	G	45,59%	40,37%	3	" "	77,12%	90,00%
1	F	65,82%	55,86%	3	B	79,39%	93,36%
1	E	71,42%	70,37%	3	I	86,79%	94,72%
2	D	73,87%	78,70%		outras	100,00%	100,00%

A proposta é de considerar as perdas apenas nestes níveis de tensão. Adotando tolerância de 1MW e 10%, valores obtidos pelas análises feitas anteriormente, obteve-se o trade-off entre a acurácia e tempo de CPU, apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Trade-off entre o tempo e a acurácia variando a tolerância em MW

Grupos onde as perdas foram consideradas	% Perdas Consideradas	% Linhas Consideradas	Tempo CPU (p/ 12 iterações da PDD)
C, G, F, E	64,43	21,09	00:47:12
C, G, F, E, D, A	83,45	22,71	01:04:12
C, G, F, E, D, A, B, I	86,89	23,66	01:08:40

Como podemos observar, houve uma redução no tempo computacional ao se desprezar as perdas em alguns níveis de tensão, entretanto o percentual de perdas do sistema que foram representadas caiu bastante, o que não justifica a adoção da escolha por nível de tensão.

4.4 Representação das Perdas apenas para os Primeiros dias do Estudo

A última análise é de considerar as perdas apenas para alguns dias iniciais da programação diária da operação. A Tabela 5 mostra os tempos de CPU obtidos quando se variou esse número de dias, para uma tolerância de 2% e 1MW.

Tabela 5 - Tempo de CPU ao se variar o número de dias com representação das perdas.

Dias com Perdas	5 dias	1 dia	2 dias	3 dias	4 dias
Tempo (hh:mm:ss)	01:15:14	00:31:39	00:51:34	01:04:46	01:04:53

Observa-se uma grande redução de tempo computacional quando se considera as perdas apenas para o primeiro dia. A Figura 5 faz a comparação da geração da usina hidroelétrica de Itaipu ao longo da semana, variando-se o número de dias com representação das perdas.

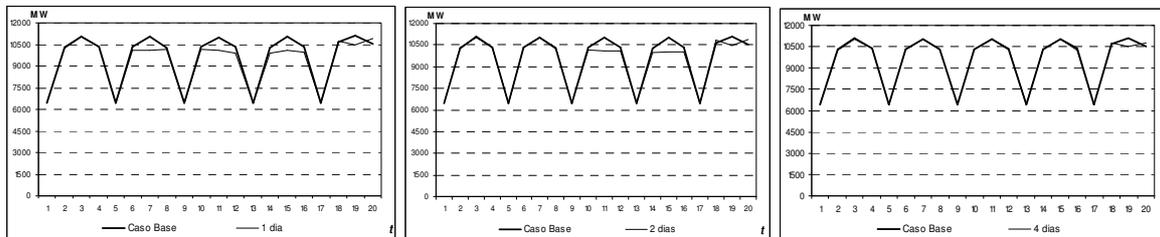


Figura 5 - Comparação da operação de Itaipu entre considerar as perdas em todos os dias e diferentes números de dias.

Observa-se que a operação para o primeiro dia é praticamente igual em todos os casos, ocorrendo desvios significativos apenas para os dias onde não se consideram as perdas. Conclui-se que a não consideração das perdas nos últimos dias não afeta a operação do primeiro dia, que é o foco da programação diária da operação.

5.0 - CONCLUSÕES

Neste artigo fez-se uma análise do *trade-off* entre o tempo de CPU e a qualidade dos resultados de despacho, ao se resolver o problema de programação diária da operação relaxando-se as tolerâncias na representação das perdas nos circuitos da rede elétrica. Os resultados mostraram que a tolerância em MW para os desvios é o parâmetro que mais impacta os resultados. A utilização de tolerâncias por níveis de tensão deve ser mais bem estudada, pois aparentemente as tolerâncias em MW e % já são suficientes para obter uma compensação desejável entre tempo computacional e acurácia na modelagem. A combinação das tolerâncias de 1MW e 10% foi a que apresentou o melhor compromisso entre tempo e acurácia, para o caso analisado. Os resultados considerando-se as perdas apenas em alguns dias são animadores, já que a operação dos primeiros dias não é afetada significativamente pela forma de representação das perdas nos demais dias da semana.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

- [1] M.E.P. Maceira, L.A. Terry, F.S. Costa 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 24-28, 2002.
- [2] 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.
- [3] A. L. Diniz, L. C. F. Sousa, M. E. P. Maceira et al, " Estratégia de Representação DC da Rede Elétrica no Modelo de Despacho da Operação Energética – DESSEM", Proceedings of the VIII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – SEPOPE, Brasília, Brazil, May 2002.
- [4] 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, Rio de Janeiro, Brazil, May 2004.
- [5] SANTOS, T.N, DINIZ, A.L., "Avaliação da performance da programação dinâmica dual em relação à definição dos estágios no problema de programação da operação", XIX SNTPEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – Rio de Janeiro, Outubro, 2007.
- [6] A. L. Diniz, T. N. Santos, M. E. P. Maceira, "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.
- [7] COSTA, L., M., P., DINIZ, A., L., SANTOS, T., N., "A influência de diferentes tipos de modelagem de redes elétricas no problema de coordenação hidrotérmica com restrições na transmissão", XI SEPOPE - Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Belém , Pará, Brazil, Mar, 2009
- [8] Monticelli, A., Fluxo De Carga Em Redes De Energia Elétrica, Editora Edgard Blücher Ltda, São Paulo, 1983.