



GRUPO IV

Análise e Técnicas de Sistemas de Potência (GAT)

**LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE DISPOSITIVOS FACTS EM SISTEMAS
HIDROTÉRMICOS**

E. J. de Oliveira*
UFJF

J. W. Marangon Lima
EFEI

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para representar e analisar a influência de dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission Systems) no problema multiperíodo de despacho econômico. O objetivo é encontrar a melhor localização dos equipamentos para minimizar os custos de geração térmica e os investimentos nestes dispositivos em um intervalo de tempo pré-especificado. A metodologia considera a inter-dependência operacional entre as usinas hidroelétricas o que caracteriza um problema de coordenação hidrotérmica. Também é considerado as perdas na transmissão e a variação na capacidade dos circuitos. O algoritmo proposto é testado em um sistema teste e no sistema da região Sul do Brasil.

PALAVRAS CHAVE

Planejamento da Operação, FACTS, Coordenação Hidrotérmica.

1.0 - INTRODUÇÃO

As restrições ambientais e econômicas impostas para construção de novas linhas de transmissão e/ou centros de geração levantou a necessidade de se aumentar a capacidade de transmissão e melhorar o controle dos sistemas existentes. Como resultado, existe atualmente, uma nova tendência para o uso otimizado das capacidades de transmissão disponíveis, em lugar de se construir novos recursos de transmissão. Os avanços na eletrônica de potência abrem um novo caminho para tratar com as restrições na operação de sistema, causados pelas reatâncias fixas das linhas e de direções de fluxo indesejáveis. Dispositivos de controle baseados na eletrônica de potência, conhecidos como dispositivos FACTS, permitem maior flexibilidade na

operação e controle de sistemas de potência, de forma a melhorar o uso dos sistemas de transmissão existentes. A inserção de tais dispositivos em sistemas elétricos pode ser uma estratégia promissora para diminuir o congestionamento da transmissão e aumentar a capacidade de transferência [1]. Usando-se estes tipos de dispositivos, pode-se evitar a construção de uma nova linha de transmissão, ou no mínimo postergar a sua implantação.

O sistema de transmissão geralmente impõe restrições para o despacho ótimo das unidades geradoras, aumentando assim os custos operacionais. Neste sentido, é mostrado neste artigo que as restrições impostas pela rede de transmissão podem ser reduzidas pela inclusão apropriada de dispositivos FACTS. Também é mostrado que a localização de tais dispositivos na rede tem uma influência considerável no desempenho do equipamento. Para tanto, foi desenvolvido uma metodologia para otimização da localização dos dispositivos FACTS, a qual é apresentada neste artigo.

2.0 - O PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE FACTS

Todo equipamento capaz de mudar alguns parâmetros do sistema por meio da tecnologia de tiristor é considerado um dispositivo FACTS [2,3]. Desde que este trabalho enfoca a habilidade de tais dispositivos em mudar a direção do fluxo de potência ativa, a rede de transmissão é representada por um modelo linear.

Neste trabalho, o problema de despacho econômico (DE) com restrições de transmissão é simplificado usando-se o modelo de fluxo de carga DC, onde restrições de tensão e estabilidade são incorporados através de limites preestabelecidos de fluxo de potência ativa. O problema DE modificado é então resolvido

usando-se programação linear (PL). Neste sentido, são considerados dois tipos de dispositivos de FACTS: a compensação série (CS) e o defasador (DE).

A compensação série é representada por uma mudança na matriz de susceptância. O problema pode ser formulado como [4,5]:

$$\text{Min } \mathbf{C}^T \mathbf{G} + \mathbf{C}_{CS}^T \Delta \mathbf{\Gamma} \quad (1)$$

sa

$$\mathbf{G} - \mathbf{B} \boldsymbol{\theta} - \Delta \mathbf{B} \boldsymbol{\theta}' = \mathbf{L} \quad (1.1)$$

$$\bar{f}_k^0 \gamma_k^0 - \bar{f}_k^0 \Delta \gamma_k = \bar{f}_k^0 \gamma_k^0 \quad k=1, \dots, m \quad (1.2)$$

$$\underline{\mathbf{G}} \leq \mathbf{G} \leq \bar{\mathbf{G}} \quad (1.3)$$

$$-\bar{\mathbf{F}} \leq \mathbf{F} \leq \bar{\mathbf{F}} \quad (1.4)$$

$$0 \leq \Delta \mathbf{\Gamma} \leq \bar{\mathbf{\Gamma}} \quad (1.5)$$

Onde:

\mathbf{C}	vetor de custos de geração(US\$/MW.ano)
\mathbf{G}	vetor de geração térmica (MW)
\mathbf{C}_{CS}	vetor de custo da CS(US\$/mho.ano)
$\Delta \mathbf{\Gamma}$	vetor de variação de susceptância devido a CS (mho)
\mathbf{B}	matriz de susceptância de barra(sem CS)
$\boldsymbol{\theta}$	vetor de ângulos de tensão
$\Delta \mathbf{B}$	matriz de variação da susceptância devido à compensação série
$\boldsymbol{\theta}'$	vetor de ângulos de tensão da última iteração
\mathbf{L}	vetor de cargas ativas (MW)
\bar{f}_k^0	limite de fluxo na linha k associado com restrições de tensão e/ou estabilidade
\bar{f}_k	novo limite de fluxo na linha k, proporcionado pela inclusão da CS
γ_k^0	susceptância da linha k sem a CS
m	numero de ramos
$\underline{\mathbf{G}}, \bar{\mathbf{G}}$	vetores de limites de geração
$\bar{\mathbf{F}}$	vetor de novos limites de fluxo nos ramos
\mathbf{F}	vetor de fluxos nos circuitos
$\bar{\mathbf{\Gamma}}$	vetor de limites de variação de susceptância (CS)

Desde que, com a introdução da compensação série, as susceptâncias variam, o problema (1) torna-se não-linear devido ao termo $\Delta \mathbf{B} \boldsymbol{\theta}'$. Outros aspectos tornam o problema mais complexo, tais como:

- as capacidades das linhas, \bar{f}_k^0 , podem mudar quando os dispositivos FACTS são instalados. Esses limites não podem ser maiores do que os limites térmicos;
- perdas nas linhas de transmissão mudam quando são incluídos dispositivos FACTS no sistema;

Para superar tais dificuldades, as referências [4,5] mostram uma técnica para resolver o problema (1),

baseada em PL seqüencial. Alguns pontos desta técnica podem ser destacados:

- A equação (1.2), é utilizada para representar a variação no limite de estabilidade da linha, quando a CS é adicionada. Se $\Delta \gamma_k = 0$, então não existe compensação na linha k . Neste caso, o novo limite \bar{f}_k , é igual ao limite inicial, \bar{f}_k^0 . Se $\Delta \gamma_k > 0$, então o novo limite \bar{f}_k , aumenta com o aumento da compensação $\Delta \gamma_k$. Por outro lado, o fluxo na linha f_k tem que ser no máximo igual ao limite térmico da linha k (\bar{f}_k).
- O custo da CS é uma função não linear de $\Delta \gamma_k$, o coeficiente $C_{CS}(k)$ necessita ser reavaliado em cada iteração do problema (1). O custo dos dispositivos FACTS adotado no trabalho é de 100 US\$/kVA. Note que isto representa uma parcela anual de 26.3 mil US\$/MVA.ano se for considerado uma taxa de 10% ao ano e um período de amortização de 5 anos.

Embora a representação do Defasador (DE) seja tradicionalmente realizada através da técnica de injeções de potência [6,7], as referências [4,5] usam a mesma estrutura do problema (1) para determinar a melhor localização do DE. Para tanto:

- foi considerado que a variação de fluxo causada por ψ_k (ângulo do defasador) é equivalente à variação de fluxo causada por $\Delta \gamma_k$. A Equação (2) mostra esta equivalência.

$$f_k = \gamma_k^0 (\theta_{ij} + \psi_k) = (\gamma_k^0 + \Delta \gamma_k) \theta_{ij} \quad (2)$$

- foi desenvolvido e utilizado na função objetivo do problema (1), uma função custo para o DE, em substituição à função custo da CS.

3.0 - COORDENAÇÃO HIDROTÉRMICA

O problema de alocação anteriormente descrito foi desenvolvido em um ambiente estático onde foi avaliado somente um caso base preestabelecido. Para incluir a interdependência temporal entre as usinas hidroelétricas, torna-se necessário analisar a influência dos dispositivos FACTS durante um intervalo de tempo. Além disso, devido às incertezas com o período de planejamento, tais como: aflúências e demanda de carga, o problema torna-se estocástico. Programação dinâmica estocástica pode resolver este problema complexo, mas a sua aplicação direta é impraticável devido a dimensão do problema, que conduz a excessivo tempo computacional [8]. Uma simplificação é supor conhecidas a demanda e as aflúências em um determinado horizonte de

planejamento. A programação dinâmica dual [9] é uma alternativa e é usada neste trabalho para resolver o problema de planejamento a longo prazo de sistemas com vários reservatórios acoplados, associados com a alocação de dispositivos FACTS. A natureza aleatória do problema é considerada em um item subsequente.

Para uma determinada afluência, o problema (1) pode ser escrito como segue:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{T_E} \mathbf{C}^T \mathbf{G}_t + \mathbf{C}_{CS}^T \Delta \Gamma \quad (3)$$

sa

$$\mathbf{G}_t + \Theta^T \mathbf{Q}_t - \mathbf{B} \theta - \Delta \mathbf{B} \theta' = \mathbf{L}_t \quad (3.1)$$

$$\bar{f}_k^0 \gamma_k^0 - \bar{f}_k^0 \Delta \gamma_k = \bar{f}_k^0 \gamma_k^0 \quad k=1, \dots, m \quad (3.2)$$

$$V_{t+1}(i) = V_t(i) + A_t(i) - Q_t(i) - S_t(i) + \sum_{j \in M_i} (Q_t(j) + S_t(j)) \quad i=1, \dots, n \quad (3.3)$$

$$\underline{\mathbf{Q}} \leq \mathbf{Q}_t \leq \bar{\mathbf{Q}} \quad (3.4)$$

$$\underline{\mathbf{V}} \leq \mathbf{V}_t \leq \bar{\mathbf{V}} \quad (3.5)$$

$$\underline{\mathbf{G}} \leq \mathbf{G}_t \leq \bar{\mathbf{G}} \quad (3.6)$$

$$-\bar{\mathbf{F}} \leq \mathbf{F}_t \leq \bar{\mathbf{F}} \quad (3.7)$$

$$0 \leq \Delta \Gamma \leq \bar{\Gamma} \quad (3.8)$$

onde:

- n número de usinas hidráulicas.
- T_E número de estágios no período de planejamento.
- M_i conjunto de usinas imediatamente a montante usina i .
- $V_t(i)$ nível de armazenamento da usina i no estágio t .
- $A_t(i)$ afluência da usina i no estágio t .
- $Q_t(i)$ volume turbinado na usina i no estágio t .
- $S_t(i)$ volume vertido na usina i no estágio t .
- Θ vetor de produtividade das usinas hidráulicas.
- \mathbf{L}_t vetor de carga ativa e perdas no estágio t . As perdas nos circuitos são consideradas como uma carga adicional às barras e são, neste modelo, reavaliadas a cada iteração.

A restrição (3.3) corresponde à equação de balanço da água.

O problema (3) pode ser resolvido usando a técnica de decomposição de Benders [10]. Para o primeiro estágio, a alocação dos dispositivos FACTS é resolvida junto com o despacho econômico, com este procedimento obtém-se o limite inferior para a função objetivo. Os outros estágios provêm os cortes de Benders e avaliam o limite superior da função objetivo. Quando a diferença entre limites superior e inferior é

menor do que uma certa quantia, o processo de iteração termina.

O programa desenvolvido para resolver o problema (3) incorpora a variação de carga diária. A Figura 1 mostra a característica de carga durante um dia típico de trabalho: 12 horas de carga leve (50% do tempo), 8 horas de carga média (33.3% do tempo) e 4 horas de carga pesada (16.7% do tempo). Na técnica de decomposição cada estágio necessita ter a mesma duração de tempo, o que causa um aumento no número de estágios para representar este ciclo particular de carga.

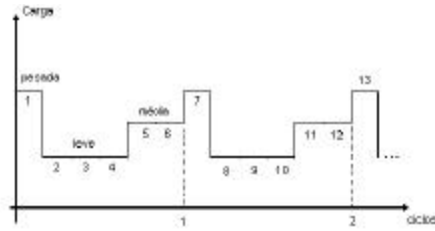


FIGURA 1: CARACTERÍSTICA DA CARGA

O algoritmo global para a localização da compensação série apresenta um “loop” interno, o qual localiza a CS. O “loop” principal processa a decomposição de Benders para o problema de despacho hidrotérmico. O mesmo algoritmo é usado para o DE com pequenas mudanças.

A localização ótima dos dispositivos FACTS é realizada no primeiro estágio e então o custo operacional, que considera o horizonte de planejamento, é avaliado. Baseado nos cortes de Benders, a primeira localização é reavaliada para ver se ainda é necessário acrescentar tais dispositivos. Quando a carga é representada como na Figura 1, é prudente que o período de carga pesada inicie o ciclo. Normalmente é neste nível de carga que os dispositivos FACTS têm grande chance de serem requeridos.

4.0 - ESTUDO DE CASOS

4.1 Sistema teste

Primeiramente, a aplicação do algoritmo proposto é testada no sistema descrito na Figura 2 [11]. A Figura 3 mostra a configuração em cascata das usinas. Os dados para este sistema estão detalhados no Anexo A. Uma afluência média é inicialmente usada para as gerações hidráulicas.

Neste sistema, sem dispositivos FACTS, é necessário despachar as gerações térmicas nas barras 4 e 5. A geração hidráulica não é completamente usada porque existem restrições ativas na transmissão. O circuito 3-6

está operando no limite de estabilidade ou tensão, \bar{f}_k^0 , e é a principal restrição ativa. A primeira linha da Tabela 1 mostra o custo operacional (CO) sem FACTS, o qual representa o caso base (CB). Neste exemplo, cada ciclo de carga é representado por quatro meses (Figura 1). Neste caso é assumido que o mesmo padrão de carga ocorre diariamente durante todos os ciclos.

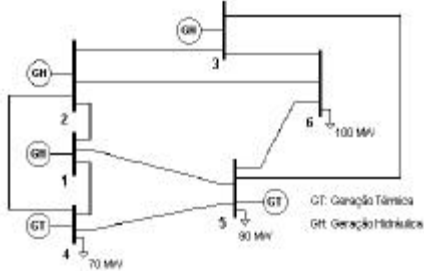


FIGURA 2: SISTEMA TESTE

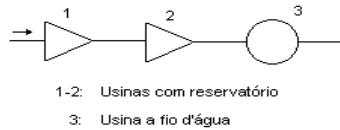


FIGURA 3: USINAS DO SISTEMA TESTE

A Tabela 1 mostra os principais resultados quando somente um tipo de equipamento é adicionado individualmente ao sistema. Para a compensação série (CS), o método proposto seleciona a linha 3-6 com uma compensação de 11.7% ou um capacitor de 1.17 MVar. Para o defasador (DE), a linha 3-5 foi escolhida e o ângulo do DE é de 2.6^0 . A razão para a mudança de localização dos equipamentos é devido ao alto custo do DE na linha 3-6. Além disso, a alternativa tradicional de se construir uma nova linha de transmissão (NL) também é considerada nesta análise.

A compensação série na linha 3-6 produz a maior redução no custo total variável (CTV) indicado na quinta coluna. Este custo representa a soma dos componentes de custo da função objetivo. Não há nenhum incentivo para instalar o defasador porque seu custo é maior do que o lucro obtido pela variação do custo operacional. O CTV para o defasador é maior que o caso base (CB) porque o custo do equipamento (CE) é muito alto.

TABELA 1: CTV PARA O SISTEMA TESTE

Alternativa	Perda (MW)	CO*	CE **	CTV *
CB	1.53	1.82	-	1.820
CS: 3-6	1.58	1.22	36.20	1.256
DE: 3-5	1.55	1.21	1054.26	2.264
NL: 3-6	1.00	1.17	180.00	1.350
CS: 3-5	1.55	1.21	54.73	1.264

NOTA: * $\times 10^6$ US\$/ano e ** $\times 10^3$ US\$/ano

Outra simulação foi realizada, considerando-se que a linha 3-6 opera em seu limite térmico. Como o fluxo não pode ser aumentado nesta linha, a alocação da CS mudou para linha 3-5 (veja última linha da Tabela 1). Neste caso, o custo operacional também reduz, mas o CE aumenta. Isto mostra a importância de se considerar a variação de capacidade da linha quando a CS é considerada. Porém, em ambos os casos (CS na linha 3-6 ou na linha 3-5) a redução no custo de combustível é suficiente para pagar a CS.

A desvantagem de se usar valores médios para as aflúncias é produzir resultados otimistas[8]. Assim, torna-se necessário analisar a influência de incertezas relacionadas com o problema de alocação de dispositivos FACTS. A Tabela 2 mostra os resultados para uma seqüência de aflúncia seca (SS) que representa 40% da seqüência média (SM) e para uma seqüência úmida (SU) que é 60% maior que a SM:

TABELA 2: EFEITO DA AFLUÊNCIA

CASO	CO $\times 10^6$ US\$/ano	CE $\times 10^3$ US\$/ano	CTV $\times 10^6$ US\$/ano
SS	3.12	15.82	3.133
SM	1.22	36.20	1.256
SU	0.48	61.05	0.549

Pode ser visto da Tabela 2 que há uma alteração no grau de compensação de acordo com a seqüência de aflúncia. A localização da CS é a mesma para os três casos, ou seja, a linha 3-6. O melhor resultado da CS no custo operacional ocorre para o caso de SU. Note que a linha 3-6 é a principal conexão entre as usinas hidroelétricas e as cargas, por isso a CS é mais eficaz quando há bastante água para ser turbinada. Baseado nos resultados da Tabela 2, é possível usar uma abordagem probabilística assumindo, por exemplo, as seguintes probabilidades: 0.5 para a SM, 0.25 para a SS e 0.25 para a SU. Neste caso, deve-se adotar uma compensação de 12.1%.

4.2 Sistema brasileiro

O mesmo método é aplicado ao sistema da região Sul do Brasil. O sistema descrito na Figura 4 é um equivalente que tem 16 geradores, 54 barras e 84 circuitos. Neste sistema, aproximadamente 70% das fontes de potência são de geração hidráulica (GH) e o restante de geração térmica (GT). Neste exemplo, é considerado somente uma condição de hidrologia, ou seja, a seqüência média de aflúncias. A Figura 5 mostra os principais rios e as usinas. O custo do não fornecimento de energia para as cargas também é considerado na função objetivo do problema de otimização (3), assumindo que cada barra tem uma usina térmica com um custo de geração igual ao custo do déficit.

Na análise seguinte, somente a compensação série é considerada devido aos resultados previamente obtidos.

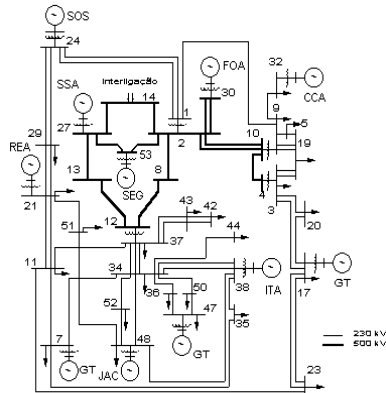


FIGURA 4: SISTEMA SUL

Baseado no modelo de livre acesso à rede de transmissão, é adicionado ao sistema, três transações de pedágio que são analisadas independentemente:

Transação T1: 100 MW da barra 14 para a barra 23 que usa o sistema na direção do fluxo principal.

Transação T2: 100 MW da barra 23 para a barra 14 que usa o sistema na direção contrária do fluxo principal.

Transação T3: 100 MW da barra 14 para a barra 19 que está na mesma direção do fluxo.

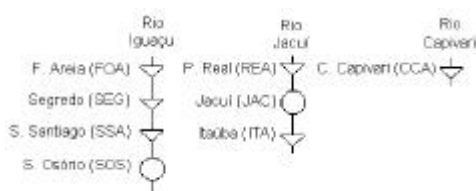


FIGURA 5: PRINCIPAIS RIOS DA REGIÃO SUL

A Tabela 3 mostra a localização da CS, o custo operacional (CO), o custo da compensação série (CtoCS) e o custo total variável (CTV) para os seguintes casos:

CB-ST-SCS que significa Caso Base sem Transações e sem Compensação Série.

BC-ST-CCS Caso Base sem Transações e com Compensação Série.

T1-SCS transação de pedágio T1 sem Compensação Série.

T1-CCS transação de pedágio T1 com Compensação Série.

As linhas restantes da Tabela 3 se referem, em pares, às transações T2 e T3.

Os resultados foram obtidos através da solução do problema de otimização (3). O principal objetivo desta Tabela é mostrar o impacto da transação de pedágio na localização da CS e os custos associados.

Os casos T1-CCS e CB-ST-CCS selecionam a linha 4-10 para a localização da CS, mas a transação de pedágio T1 aumenta tanto o CO quanto o custo da CS (CtoCS). Isto aconteceu porque a transação de pedágio T1 está na direção do fluxo principal. Isto não acontece para transação T2 onde a CS não é requerida. Lembre-se que a transação T2 está na direção contrária do fluxo principal aliviando as linhas de 500 kV. A transação T3 muda a localização da CS da linha 4-10 para a linha 1-9, porque o fluxo desta transação utiliza circuitos diferentes das transações T1 e T2. Além disso, a transação T3-SCS produz um CO muito alto devido a redução de carga. Por outro lado, com a transação T3-CCS o CTV é drasticamente reduzido mas o CtoCS aumenta. Portanto, a transação pode afetar os custos da CS e a sua localização.

TABELA 3: EFEITO DA TRANSAÇÃO DE PEDÁGIO

Caso	Local	Perdas MW	CO*	CtoCS*	VTC*
CB-ST-SCS	-	90.5	33.00	-	33.00
CB-ST-CCS	4-10	104.3	30.30	2.40	32.70
T1-SCS	-	94.0	34.39	-	34.39
T1-CCS	4-10	113.0	30.75	2.60	33.36
T2-SCS	-	92.0	32.40	-	32.40
T2-CCS	-	92.0	32.40	-	32.40
T3-SCS	-	91.0	54.72	-	54.72
T3-CCS	1-9	108.9	30.31	2.40	33.20

NOTA: * x 10⁶ US\$/ano

A Tabela 3 mostra que a perda total aumentou com a utilização da CS, isto ocorre devido ao redespacho permitido pela CS, neste caso as usinas remotas foram mais utilizadas, em consequência, o sistema de transmissão. Entretanto, o custo operacional, como esperado, diminuiu, em todos os casos testados.

Para estas simulações, o algoritmo proposto, em vez de selecionar linhas sobrecarregadas, selecionou as linhas 1-9 e 4-10 que estão operando abaixo de seus limites. Isto mostra que as linhas sobrecarregadas não são sempre as melhores candidatas para se instalar os dispositivos FACTS.

5.0 - CONCLUSÃO

Este artigo enfocou a localização ótima de dispositivos FACTS em sistemas de potência e a sua efetividade para um sistema predominantemente hidráulico. Dos

resultados obtidos alguns pontos podem ser enfatizados:

- Baseado nos custos adotados para os dispositivos FACTS, a compensação série é a melhor alternativa para controlar os fluxos de potência ativa.
- A instalação dos dispositivos FACTS pode ser justificada considerando somente o custo operacional no período de planejamento.
- É importante incluir a variação nos limites de estabilidade e tensão no algoritmo de localização da CS.
- Perdas na transmissão é um fator chave que necessita de ser considerado no problema de localização de FACTS. Embora dispositivos FACTS geralmente aumentam as perdas, nos exemplos mostrados neste trabalho os dispositivos FACTS ainda foram necessários.
- A localização de dispositivos FACTS é altamente dependente das transações de pedágio.

Todo estes pontos necessitam ser discutido entre os agentes da transmissão, usuários da rede e órgão regulador, porque o avanço da tecnologia FACTS tende a diminuir seus custos, e então, aumentar o número de tais dispositivos no sistema de transmissão.

6.0 - REFERENCIAS

- [1] F.D. Galiana, K. Almeida, M. Toussaint, J. Griffin, D. Atanackovic, B.T. Ooi, D. T. McGrillis; "Assessment and Control of the Impact of FACTS Devices on Power System Performance", *IEEE Trans. on PWRs*, vol.11, no.4, pp. 1931-1936, November 1996.
- [2] N.G. Hingorani, "FACTS: Flexible AC Transmission Systems", *EPRI workshop*, Cincinnati, Ohio, November 1990.
- [3] J.L. Gronquist, W. A. Sethares, F.L. Alvarado, R.H. Lasseter, "Power Oscillation Damping Control Strategies for FACTS Devices Using Locally Measurable Quantities", *IEEE Trans on PWRs*, vol.10, no.3, pp. 1598-1605, August 1995.
- [4] E.J. de Oliveira, J. W. Marangon Lima, K.C. de Almeida, "Optimal Allocation of FACTS Devices", *VI SEPOPE*, Salvador Brazil, May 1998.
- [5] E.J. de Oliveira, J. W. Marangon Lima, "Flexible AC transmission system devices: allocation and transmission pricing", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 21, No. 2, February 1999.
- [6] T.T. Lie and W. Deng, "Optimal Flexible AC Transmission Systems(FACTS) Devices Allocation", *Electrical Power & Energy Systems*, vol.19, no.2, pp. 125-134,1997.
- [7] G.N. Taranto, L.M.V. Pinto, M.V.F. Pereira, "Representation of FACTS Devices in Power System Economic Dispatch", *IEEE Trans on PWRs*, vol.7, no.2, pp. 572-576, May 1992.
- [8] M.V. Pereira and L.M.V.G. Pinto, "Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach ", *Water Resource Research*, vol.21, no.6, pp. 779-792, June 1985.
- [9] B.G.Goresntin, N.M.Campodonico, J.P. Costa, M.V.F. Pereira, "Stochastic Optimization of a Hydro-Thermal System Including Network Constraints", *IEEE Trans. on PWRs*, vol.7, no.2, May 1992.
- [10] Benders, J.F., "Partiloning procedures for solving mixed variables programming problems, *Numersche Mathematic*, 238-252, 1962.
- [11] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, *Power Generation Operation & Control*, John Wiley & Sons, 1984.

ANEXO A

A Tabela A1 mostra os dados do sistema teste para avaliar a localização de FACTS. A geração custa para as unidades térmicas 1 e 2 respectivamente 30 US\$/MWh e 40 US\$/MWh. A penalidade pelo não atendimento às cargas é 400 US\$/MWh.

TABELA A1 – DADOS DOS CIRCUITOS

Circuito	Custo* Circuito	r_{lk} pu	x_{lk} pu	\bar{f}_k^0 MW	\bar{f}_k MW
L 1-2	100.00	0.02	0.20	50	50
L 1-4	100.00	0.02	0.20	50	50
L 1-5	100.00	0.03	0.30	40	50
L 2-3	100.00	0.02	0.25	40	50
L 2-4	180.00	0.01	0.10	80	100
L 2-5	100.00	0.03	0.30	40	50
L 2-6	180.00	0.02	0.20	50	100
L 3-5	90.00	0.02	0.26	40	40
L 3-6	180.00	0.01	0.10	60	100
L 4-5	90.00	0.04	0.40	30	30
L 5-6	90.00	0.03	0.30	40	40

NOTA: * 10^3 US\$/ano

As principais características das usinas hidráulicas estão resumidas na Tabela A2.

TABELA A2 – DADOS DAS USINAS
HIDROELÉTRICAS

Característica	Usina 1	Usina 2	Usina 3
Capacidade instalada (MW)	100	100	120
Capacidade armazenamento (10^6 m ³)	140	141	0
Vazão Máxima (m ³ /s)	68	70	76
Afluência média (m ³ /s)	35	6	4