MODELO INTEGRADO GERAÇÃO-TRANSMISSÃO PARA PROGRAMAÇÃO DE DESLIGAMENTOS DE GERADORES NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

E.L.Silva
Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)
Florianópolis, Brasil

M.C.Rafael
Universidade Eduardo Mondlane (UEM)
Maputo, Moçambique

M. Th. Schilling
Universidade Federal Fluminense (UFF)
Rio de Janeiro, Brasil

Resumo - Este artigo apresenta uma nova metodologia para a programação de desligamentos de unidades geradoras, para fins de manutenção, no horizonte de curto prazo (*i. e.* um mês adiante) do planejamento da operação de sistemas de potência. A principal contribuição do artigo reside na modelagem aperfeiçoada das restrições de operação do sistema, que são incorporadas ao problema através das equações de fluxo de potência ótimo linearizado. O problema de otimização de grande porte resultante é resolvido através de programação inteira-mista cuja estrutura é adequada ao uso do algoritmo de decomposição de Benders. Os resultados obtidos enfatizam a necessidade de se considerar de forma detalhada as restrições impostas pelo sistema de transmissão, quando do estabelecimento de um programa realista de desligamentos da geração.

Palavras-Chave - *programação de desligamentos de geradores; otimização; fluxo de potência ótimo linearizado; decomposição de Benders.*

Abstract- This paper describes a new approach for establishing outage schedules of generators. The time frame considered refers to power systems short-term operations planning horizon (*i.e.* one month ahead). The paper main contribution is focused on modeling grid operational constraints, which are dealt with by an optimal DC power flow. The resulting large-scale optimization problem is solved by mixed-integer programming techniques aided by Benders decomposition strategy. The obtained results show clearly that the representation of transmission is essential for the establishment of a sound outage schedule of generators.

Keywords - *outage schedule of generators; optimization; linearized optimal load-flow; Benders decomposition.*

Artigo submetido em 22/07/97
1a. Revisão em 19/11/97; 2a. Revisão em 16/04/98
Aceito sob recomendação do Ed. Cons. Prof.Dr. Edson Watanabe

1 INTRODUÇÃO

Um problema típico das equipes de planejamento da operação é a análise dos pedidos de liberação para desligamentos de equipamentos e instalações para manutenção. Para tomada de decisão, os planejadores verificam os impactos causados ao sistema por esses desligamentos programados e, em função dessas análises, os desligamentos são alocados para os períodos mais adequados de modo que a operação do sistema seja a mais confiável possível.

Atualmente, a realização desta tarefa é árdua na medida em que são requeridos, para cada um dos desligamentos programados, o processamento de diversos fluxos de potência representativos de um conjunto de contingências plausíveis, normalmente contingências simples, com as quais o sistema poderá ter que conviver.

No novo ambiente da indústria de energia elétrica, esse problema tende a se agravar já que o agente operador do sistema necessitará dispor de mais agilidade para tomada de decisão tendo em conta as diversas transações de energia entre compradores e vendedores. Adicionalmente, é possível que a introdução da competição na geração possa estimular a postergação de manutenções, aumentando o risco de operação do sistema, requerendo então, uma coordenação rigorosa do agente operador do sistema. Assim, a automatização desse processo é um objetivo importante a ser alcançado.

Formalmente, pode-se caracterizar este problema não somente pela expressiva dimensionalidade resultante, como também pela sua complexidade. Deve-se ressaltar que a não consideração do sistema de transmissão, sobretudo no horizonte de curto-prazo da operação, pode resultar em programas de desligamentos não adequados à realidade operativa do sistema.

A consideração do sistema de transmissão no problema pode ser alcançada através de três níveis de complexidade, ou seja, os fluxos nos circuitos podem ser determinados utilizando-se equações de *fluxos em redes* (*Silva et alii, 1995; Marwali e*

Shahidehpour,1997), *fluxo de potência linearizado* e *fluxo de potência não linear*, sendo esta última abordagem a mais adequada para o horizonte de curto-prazo, mas de difícil implentação, uma vez que é necessário introduzir as equações de fluxo de potência ótimo não-linear na formulação do problema.

Neste artigo propõe-se um procedimento automatizado para análise e tomada de decisão relativa aos pedidos de desligamentos de unidades geradoras baseado no algoritmo de decomposição de Benders e modelando os fluxos na rede através de uma representação linearizada. Neste algoritmo, os diversos desligamentos programados são analisados de modo a se verificar os impactos causadas ao sistema e, em função dessa análise, o processo é realimentado de modo a se buscar outras datas para os desligamentos. O procedimento segue até que se encontre uma escala de desligamentos que atenda os critérios de confiabilidade estabelecidos.

2 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

A elaboração de um programa de desligamentos de unidades geradoras passa inicialmente pelo *planejamento da manutenção*, cuja elaboração atinge horizontes de pelo menos *um ano a frente*. Posteriormente, com horizontes de um mês a frente, é estabelecido a *programação de desligamentos* cujo objetivo é a reavaliação do plano definido anteriormente, com a conseqüente adequação daquele plano às circunstâncias atuais.

O problema de planejamento da manutenção, sob uma ótica de programação matemática, é formulado de modo que o plano proposto não viole as restrições de gerência da manutenção nem as restrições de operação elétrica (*e.g.* os circuitos não podem apresentar sobrecargas). Entende-se por restrições de gerência da manutenção aquelas impostas pelas equipes de manutenção. As restrições de operação elétrica são aquelas referentes às equações de fluxo de potência. Os conceitos fundamentais desse problema podem ser vistos em *Silva et alii,1995; Zürn e Quintana, 1977; Dopazo e Merrill, 1975; Mukerji e Parker, 1991; Yellen et alii, 1992; Chen e Toyoda, 1991*.

No problema de planejamento da manutenção, face às incertezas desse horizonte de estudo e ao porte do problema resultante, tem-se adotado uma representação mais simplificada do sistema de transmissão por equações de fluxo em redes. A função objetivo desse problema consiste da minimização do valor esperado do corte de carga em contingências ao longo do horizonte de estudo considerado, normalmente um ano, o qual é subdividido em períodos mensais ou semanais.

No problema de programação de desligamentos de unidades geradoras é necessário reavaliar os desligamentos planejados na etapa anterior e, adicionalmente, analisar novos pedidos de desligamentos não previstos inicialmente. Nesses estudos, se de um lado as incertezas diminuem, o que nos permite adotar uma abordagem determinística para o problema, de outro lado, os requisitos de modelagem da operação do sistema elétrico devem ser mais sofisticados. Assim, embora a complexidade problema seja maior, sua dimensão se reduz, tornando exeqüível a solução do programa linear inteiro-misto resultante.

No tocante à função objetivo desse problema, diferentemente daquela utilizada no planejamento a médio prazo, que visa a minimização do valor esperado do corte de carga, aqui o objetivo é a obtenção de um programa de desligamentos para as semanas subseqüentes, de modo que o sistema não apresente corte de carga para um elenco de contingências selecionadas.

Face ao exposto, o modelo proposto para a programação de desligamentos de unidades geradoras é baseado num algoritmo de otimização, no qual o sistema de geração é representado de forma integrada ao sistema de transmissão. O modelo de otimização é baseado *no método da decomposição de Benders*.

Portanto, diferentemente das abordagens propostas por *Silva et alii, 1995* e *Marwali e Shahidehpour,1997*, para *planejamento da manutenção*, onde a operação do sistema elétrico é representada por fluxos em redes, agora a operação do sistema elétrico é representada pelas equações de fluxo de potência ótimo linearizado. Outra diferença fundamental entre as abordagens citadas e a atual, diz respeito a consideração das falhas do sistema. Nas referências citadas, as falhas foram consideradas de forma estocástica, enquanto aqui, uma vez conhecidas as contingências de maior probabilidade, forma-se um conjunto com essas contingências, as quais são testadas, não sendo permitido o corte de carga para nenhuma delas. Este procedimento visa refletir a prática operativa, onde é preferível adiar um desligamento, ao invés de se conviver com o risco de corte de carga para as contingências mais prováveis.

Portanto, o objetivo do modelo proposto neste artigo é a determinação, para horizontes de curto prazo, de um programa de desligamentos sem a ocorrência de cortes de carga no sistema, para as contingências previamente selecionadas, de modo a atender a um conjunto de restrições originadas do gerenciamento da manutenção e do gerenciamento da operação do sistema de energia elétrica.

As restrições de gerenciamento da manutenção referem-se às restrições de limites dos recursos disponíveis, seqüência da manutenção das unidades, intervalos mínimo e máximo entre manutenções sucessivas para uma dada unidade e duração da manutenção de cada unidade. As restrições do gerenciamento da operação do sistema de energia elétrica referem-se ao suprimento da demanda, à observância dos limites de capacidade das unidades e dos circuitos, entre outras.

3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA E PROPOSTA DE SOLUÇÃO

Com base na argumentação anterior, o problema é formulado matematicamente, para cada estado do sistema, considerando-se restrições de gerenciamento da manutenção e restrições impostas pela operação do sistema, estas via modelo de fluxo de potência ótimo linearizado. O problema a ser tratado é expresso por :

$$Minimize \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{NG} c_{it} x_{it} + \sum_{t=1}^{T} \sum_{j=1}^{NB} r_{jt} \qquad (1.a)$$

sujeito a:

- *Restrições de obrigatoriedade*:

$$\sum_{t=1}^{T} x_{it} = 1 \quad \text{i} \in \Omega_{\text{M}} \qquad (1.b)$$

- *Restrições dos períodos de tempo não permitidos:*

$$x_{it} = 0 \quad para \;\; t < t_i^{\min} \text{ e } t > t_i^{\max} \;\; i \in \Omega_{\text{M}} \qquad (1.c)$$

- *Restrições dos períodos de tempo permitidos:*

$$x_{it} = \{0,1\} \quad para \;\; t_i^{\min} \le t \le t_i^{\max} \;\; \text{i} \in \Omega_{\text{M}} \qquad (1.d)$$

- *Restrições dos recursos para a manutenção*:

$$\sum_{t-di+1}^{t} \sum_{i \in \phi u} x_{it} g_{it}^{\max} \leq g_{ut}^{\max} \quad \forall t \;\; i \in \Omega_{\mathrm{M}} \tag{1.e}$$

- *Restrições de exclusividade:*

$$\sum_{t-di+1} \sum_{i \in \phi u} x_{it} \leq 1 \;\; \forall t \;\; i \in \Omega_{\mathrm{M}} \tag{1.f}$$

- *Restrições de seqüência entre manutenções:*

$$x_{pt1} - x_{qt2} \leq 0 \;\; \forall (p,q) \in \Omega_{\mathrm{M}} \tag{1.g}$$

- Restrições do balanço de carga por estado do sistema:

$$\sum_{i \in \Omega g} g_{it}^{j} + \theta_{jt} \sum_{m \in \Omega_j} b_{jm} - \sum_{m \in \Omega_j} \theta_{mt} b_{jm} + r_{jt} = L_{jt}$$

$$\forall \text{ estado} \tag{1.h}$$

- Restrições da capacidade de geração por estado do sistema:

$$g_{it} - (1 - x_{it}) g_{it}^{nom} \leq 0 \;\; \forall t \;\; i \in \Omega \mathrm{g} \,;\, \forall \text{ estado} \tag{1.i}$$

- Restrições do fluxo nos circuitos por estado do sistema:

$$\left| b_{ij} \theta_{ij} \right|_t \leq f_{ij,t}^{\max} \;\; \forall (t, i \neq j) \,;\, \forall \text{ estado} \tag{1.j}$$

onde:

b_{jm} admitância equivalente do circuito *j-m*;

θ_{jm} diferença angular entre os nós *j* e *m*;

θ_{jt} ângulo nodal *j* no subperíodo *t*;

r_{jt} corte de carga na barra *j* no subperíodo *t*;

θ_{mt} ângulo nodal *m* no subperíodo *t*;

g_{it}^{j} geração associada à unidade geradora *i* da barra *j* no subperíodo *t*;

Ω_j conjunto de circuitos ligados à barra *j*;

t subperíodo do horizonte de programação;

T número de subperíodos do horizonte de programação;

$\Omega \mathrm{g}$ conjunto de geradores do sistema de energia elétrica;

Ω_{M} conjunto de geradores a serem desligados para manutenção;

NB número total de barras do sistema de energia elétrica;

NG número de unidades geradoras que integram o plano de manutenção;

P identificador da unidade geradora *p*;

q identificador da unidade geradora *q*;

ϕ_u conjunto de unidades geradoras pertencentes à usina *u*;

L_{jt} demanda de potência ativa da barra *j* no subperíodo *t*;

g_{it}^{nom} capacidade nominal do gerador *i* no subperíodo *t*;

$f_{ij,t}^{\max}$ fluxo máximo do circuito i-j no subperíodo t;

$g_{ut}^{\max}$ geração máxima da usina u no subperíodo t;

x_{it} variável de decisão associada à unidade geradora i no subperíodo t;

c_{it} custo de manutenção da unidade geradora i no subperíodo t;

$t_i^{\min}$ subperíodo mínimo de uma janela de manutenção associado à unidade i;

$t_i^{\max}$ subperíodo máximo de uma janela de manutenção associado à unidade i;

$g_{it}^{\max}$ geração máxima associada à unidade geradora i no subperíodo t;

d_i duração da manutenção da unidade geradora i.

Nesta formulação, as duas parcelas da função objetivo (1.a) representam os custos diretos da manutenção (neste artigo considerados idênticos ao longo dos subperíodos), e os custos decorrentes dos cortes de carga em função das restrições impostas pelo sistema elétrico quando da ocorrência de contingências.

As equações (1.b)-(1.g) descrevem as restrições impostas pela gerência da manutenção, cujo detalhamento pode ser encontrado em *Silva et alii 1995*, enquanto que as restrições definidas pelas equações (1.h)-(1.j), descrevem as restrições impostas pela operação do sistema de energia elétrica.

As três últimas restrições, juntamente com uma função objetivo que minimize o corte de carga do sistema, originam o denominado subproblema de operação para um determinado estado do sistema. Este subproblema pode ser resolvido eficientemente por programação linear, caso as variáveis de decisão x_{ij} sejam conhecidas. Assim, o problema em análise tem uma estrutura que permite a sua decomposição em dois subproblemas : (*i*) de decisão e (*ii*) de operação, o que é ilustrado na figura 1.

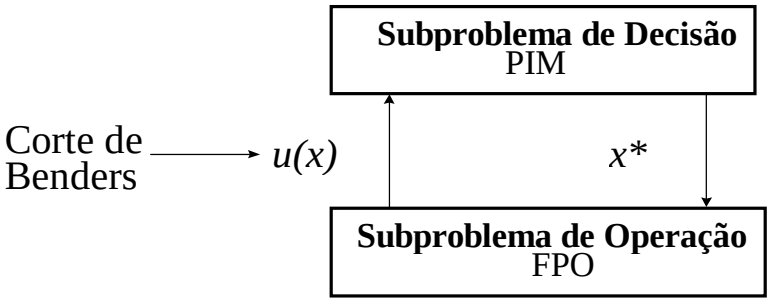

Figura 1 - Metodologia de Solução com Aplicação da Técnica de Decomposição de Benders

No esquema proposto, inicialmente resolve-se o subproblema de decisão, que constitui-se em um Programa Inteiro-Misto (PIM), determinando-se o momento mais adequado para o desligamento de cada unidade geradora, sob a observância das restrições associadas à gerência da manutenção. Nesta fase, as variáveis de decisão assumem 1 ou 0, indicando o desligamento do gerador ***i*** no subperíodo *t* (x_{it}=1), e o não desligamento do gerador ***i*** no subperíodo *t* (x_{it}=0), respectivamente

A solução do subproblema de decisão definirá a configuração do sistema a ser analisada no subproblema de operação, onde será verificado, através de uma análise de contingências, a compatibilidade da decisão selecionada com os requisitos de operação do sistema. Logo, dado que as variáveis de decisão indicam o desligamento ou não da unidade geradora para uma semana específica, deve-se verificar se esta decisão permitirá a operação confiável do sistema.

O subproblema de operação é formulado em termos das variáveis de operação, que requer a solução de um conjunto de problemas de fluxo de potência ótimo (FPO) linearizado, tomando em consideração a diminuição dos recursos de geração por força das decisões tomadas no módulo de decisão. Assim, para cada contingência, tem-se um número de estados definido pelo número de períodos do horizonte de estudo. Nesta proposição, cada contingência resulta na análise de quatro estados correspondentes às semanas do mês.

Como visto, o resultado do subproblema de operação indicará se a decisão fornecida pelo subproblema de decisão satisfaz ou não às exigências de operação do sistema. Caso a decisão tomada pelo subproblema de decisão não atenda os requisitos impostos pela operação do sistema, isto é, se houver corte de carga para alguma contingência especificada, restrições adicionais, denominadas de *Cortes de Benders*, são incorporadas ao subproblema de decisão visando restringi-lo ainda mais, face dos requisitos de operação do sistema elétrico. Do contrário, o algoritmo pára encontrando um programa de desligamentos viável. Este processo se desenvolve de forma iterativa até que se obtenha convergência do processo. O algoritmo de decomposição Benders é apresentado no Apêndice B.

4 IMPLEMENTAÇÃO

A seguir demonstra-se a viabilidade conceitual e computacional do modelo proposto, através de sua aplicação a um sistema-teste de dimensão reduzida e também para uma configuração do sistema Sul do Brasil.

4.1 Sistema Teste Reduzido

Considere-se o sistema teste de três usinas da figura 2, onde G_i é a unidade geradora *i*, L_i é a demanda da barra *i* e x_{ij} é a reatância indutiva do circuito *i-j*. Os dados do sistema e as características dos componentes são indicados nas tabelas A.1-A.4 do apêndice A.

Para este sistema pretende-se determinar um programa ótimo de desligamentos para todas as unidades sob as seguintes condições:

- desligamento de cada unidade é obrigatório;
- desligamentos simultâneos unidades da mesma usina são proibidos;
- por simplicidade, considera-se que as atividades de manutenção em cada unidade devem ser realizadas impreterivelmente no período máximo de uma semana;

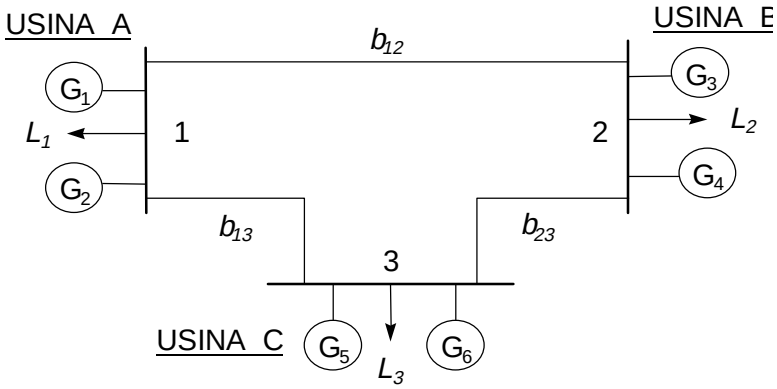

Figura 2 - Sistema Teste para a Programação de Desligamentos

- horizonte de programação corresponde ao período operacional de um mês;
- sistema não deve apresentar corte de carga tanto em regime normal de operação quanto em contingências simples dos circuitos de transmissão, nomeadamente, as contingências dos circuitos 1-2, 1-3 e 2-3.

A seguir são apresentados os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia desenvolvida. A tabela 1 mostra a evolução das escalas de desligamentos em função do número de iterações.

Nas figuras 3,4,5 e 6 são apresentadas a distribuição dos cortes de carga por barra e os correspondentes valores acumulados por semana e por mês. A Figura 7 apresenta a evolução do corte de carga global até a obtenção da solução final. Os resultados mostram a necessidade de o cronograma de desligamentos ter que se adequar às restrições de operação do sistema. Deste modo, a solução final representa o cronograma ótimo de desligamentos, ao longo do mês, considerando o estado normal do sistema e os estados resultantes da ocorrência de indisponibilidades dos circuitos 1-2,1-3 e 2-3.

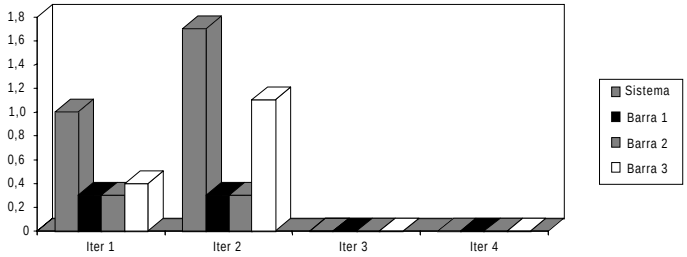

Figura 3 - Distribuição dos Cortes de Carga (MW) – Configuração Base

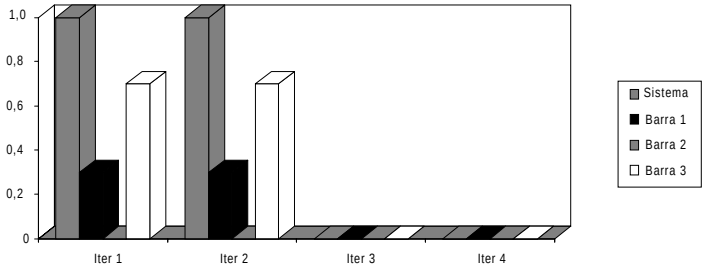

Figura 4 - Distribuição dos Cortes de Carga (MW) - Perda do Circuito 1-2

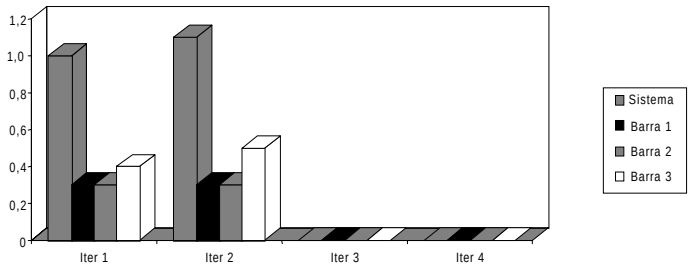

Figura 5 - Distribuição dos Cortes de Carga (MW) - Perda do Circuito 1-3

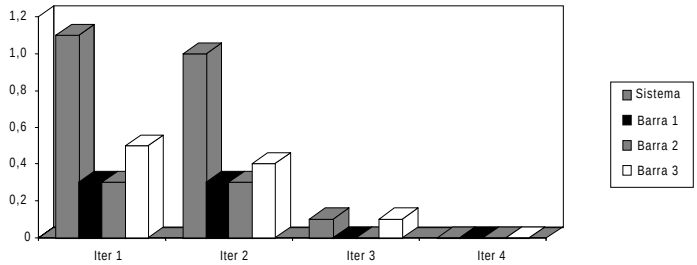

Figura 6 - Distribuição dos Cortes de Carga (MW) - Perda do Circuito 2-3

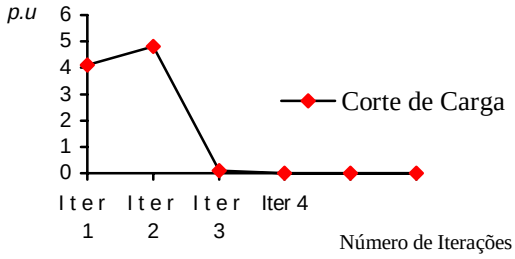

Figura 7 – Evolução do Corte de Carga Global

4.2 Sistema Sul Brasileiro

A metodologia desenvolvida foi também aplicada para determinar a escala ótima de desligamentos de unidades geradoras para uma configuração equivalente do sistema elétrico Sul Brasileiro. Trata-se de um sistema de grande porte

Tabela 1 - Escalas de Desligamentos das Unidades Geradoras

UNIDADE GERADORA	ITERAÇÃO 1				ITERAÇÃO 2				ITERAÇÃO 3			
	S 1	S 2	S 3	S 4	S 1	S 2	S 3	S 4	S 1	S 2	S 3	S 4
1			■			■			■			
2	■				■						■	
3		■			■				■			
4	■						■					■
5			■				■					■
6	■				■						■	

SI - Semana *i*

Tabela 2 - Cortes de Carga (MW) sem Consideração das Restrições Transmissão

Semana	BARRA								SISTEMA
	J. Lacerda	Blumenau	Curitiba	Farroupilha	Palhoça	Santo Osório	Xanxerê	Ilhota	(MW)
1	5.74	88.04	15.92	11.61	7.06	12.72	25.55	13.93	180.57
2	3.72	12.70	18.96	4.03					39.41
3		8.38							8.38
4							4.42		4.42

comportando 10 usinas, com um total de 22 geradores, 64 barras e 169 linhas. Para este sistema prevê-se o desligamento de seis unidades geradoras pertencentes a quatro usinas, nomeadamente, as usinas J. Lacerda - C, J. Lacerda -D, P. Fundo e S. Santiago. Foram pesquisadas as seqüências ótimas de desligamentos das unidades na área de interesse, no período de um mês dividido em quatro semanas. A curva de carga adotada é indicada na tabela A-5 e aplica-se a todas as barras do sistema, isto é, considera-se que a carga varia de forma coerente em todas as barras.

Foram consideradas 44 configurações do sistema elétrico correspondentes ao caso base e às indisponibilidades dos seguintes circuitos: LT 500 kV - Blumenau-Curitiba; TF 500/230 kV - Blumenau; TF 230/138 kV - Blumenau; LT 138 kV - Blumenau-Ilhota; LT 230 kV - Farroupilha-Siderópolis; LT 230 kV - J. Lacerda A-J. Lacerda B; LT 230 kV - J. Lacerda A-J. Lacerda A; LT 230 kV - Palhoça-Blumenau; LT 230 kV - S. Osório-Areia; LT 230 kV - S. Osório-Xanxerê;

O subproblema de decisão resultante possui 24 variáveis inteiras e 62 restrições, excluindo os cortes de Benders. Cada subproblema de operação, representativo de um estado do sistema, possui 139 variáveis contínuas e 273 restrições, o que resulta em um problema com 6166 variáveis e 12012 restrições, se considerarmos o elenco de contingências apresentado e um horizonte de estudo composto por quatro semanas.

Caso a escala de desligamentos fosse obtida com a hipótese de não se considerar as restrições de transmissão, o sistema teria que conviver com o risco de corte de carga para o elenco de contingências previamente definido, como podemos observar da tabela 2. Para esta hipótese, a contingência mais crítica é a perda da LT 230 kV - Farroupilha- Siderópolis, com corte de carga de cerca de 88 MW na barra de Blumenau, na semana 1.

Na tabela 3 é apresentada a escala de desligamentos resultantes considerando-se as restrições de transmissão (coluna **com transmissão**). Adicionalmente, é apresentada a escala de desligamentos sem a consideração prévia das restrições de transmissão (coluna **sem transmissão**). Note-se que a incorporação das restrições de transmissão no modelo causa alteração da escala de desligamentos de modo a evitar cortes de carga para o elenco de contingências considerado.

Para a escala de desligamentos obtida, considerando-se as restrições de transmissão, o modelo convergiu em duas iterações. O tempo de processamento foi da ordem de 4 minutos em um computador Pentium 100 MHz, 16 MB de RAM. Para solução dos subproblemas de decisão e de operação utilizou-se o pacote de otimização, *CPLEX,1995*, o qual juntamente com um código em FORTRAN-77, 1995 constituem um modelo integrado.

5 CONCLUSÕES

Este artigo apresenta uma nova metodologia para análise e tomada de decisões para estabelecimento da programação de desligamentos de unidades geradoras no horizonte de curto prazo do planejamento da operação. O programa de desligamentos obtido permite uma operação confiável, sem violação de critérios operativos e respeitando restrições impostas pela gerência da manutenção.

A metodologia tem como principal particularidade, a representação detalhada do sistema de transmissão através de um modelo de fluxo de potência linearizado, o que constitui um avanço em relação às proposições de *Silva et alii,1995*; *Marwali e Shahidehpour,1997*, cujas restrições de operação do sistema são modeladas por fluxos em redes. Os resultados obtidos ratificam a necessidade de se considerar o sistema de transmissão neste tipo de problema.

Ressalte-se que embora a aplicação proposta tenha sido restrita ao caso de desligamentos de unidades geradoras, a mesma pode ser estendida para a análise de desligamentos de circuitos.

AGRADECIMENTOS

À CAPES pelo apoio na disponibilização de recursos necessários à prossecução da pesquisa proposta. O terceiro autor registra o apoio do CNPq através do projeto 522849/96-2. Suporte adicional, também foi fornecido pela FINEP/RECOPE através do projeto SAGE 0626/96.

Tabela 3 - Escala de Desligamentos

USINA	UNIDADE GERADORA	SEMANA DO DESLIGAMENTO	
		Sem transmissão	Com transmissão
J. LACERDA-C	1	1	1
J. LACERDA-D	2	1	1
P. FUNDO	3	1	2
S. OSÓRIO	4	2	3
S. OSÓRIO	5	3	2
S. OSÓRIO	6	1	1

REFERÊNCIAS

Benders, J.F. (1962). Partioning Procedures for Solving Mixed Variables Programming Problems. *Numerische*

Mathematik, Vol. 4, pp 238-252.

Chen, L. & J. Toyoda (1991). Optimal Generating Unit Maintenance Scheduling for Multi-area System with Network Constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6, pp. 1168-1174.

CPLEX, Optimization, Inc. (1995). *Using the CPLEX® Callable Library, CPLEX 3.0 User Documentation Update*.

Dopazo, J.F. & H.J.Merrill (1975). Optimal Generator Maintenance Scheduling Using Integer Programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 94, pp. 1537-1545.

Ford, L.R. and D. R. Fulkerson (1962). *Flows in Networks*, Princeton University Press, USA.

Marwali M. K. C. & S.M. Shahidehpour (1997). Integrated Generation and Transmission Maintenance Scheduling with Network Constraints. *Proceedings of the 20th. Int. Conf. on Power Industry Computer Applications*,May, 11-16, Columbus, Ohio, pp. 37-42.

Mukerji, R. & J.H. Parker (1991). Power Plant Maintenance Scheduling: Optimizing Economics and Reliability.

IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, no 2, May, pp. 476-483.

Silva, E.L.; M. Morozowski; L.G.S. Fonseca, G.C. Oliveira; A.C.G. Melo & J. C. O. Mello (1995). Transmission Constrained Maintenance Scheduling of Generating Units: A Stochastic Programming Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, no 2, May, pp.695-701.

Watcom FORTRAN 77, 5th Edition (1995). WATCOM International Corporation. Waterloo, Ontario, Canada.

Yellen, J.; T.B. Al-Khamis, S. Vemuri & L. Lemonidis (1992). A Decomposition Approach to Unit Maintenance

Scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, no 2, May, pp. 726-733.

Zürn, H.H. & V.H. Quintana (1977). Several Objective Criteria for Optimal Preventive Maintenance Scheduling.

IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 96, pp. 984-992.

APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA

Tabela A.1 - Dados de Usinas do Sistema Reduzido

Número da Barra	Número de Geradores	Capacidade Máxima *(pu)*
1	2	1.9
2	2	1.9
3	2	1.9

Tabela A.2 - Dados de Barras do Sistema Reduzido

Número da Barra	Demanda *(pu)*
1	2.2
2	2.2
3	2.3

Tabela A.3 - Dados de Circuitos do Sistema Reduzido

Barra Inicial	Barra Final	Reatância Indutiva *(pu)*	Capacidade *(pu)*
1	2	0.3333	0.3
1	3	0.5000	0.4
2	3	0.5000	0.4

APÊNDICE B – ALGORITMO DECOMPOSIÇÃO DE BENDERS

Utilizando notação matricial, o problema de programação de desligamentos de unidades geradoras pode ser formulado como segue:

$$\text{Min } cx + dy$$

sujeito a:

$$Ax \geq b$$

$$J_t x + Ky \geq g_t \qquad \forall\, t$$

Onde :

c	vetor de custos direto de decisão;
d	vetor dos coeficientes de custo transposto;
x	vetor de variáveis de decisão;
y	vetor de variáveis de operação associados aos estados;
$Ax \geq b$	restrições relacionadas às políticas de gerenciamento do sistema;
$J_t x + Ky \geq g_t$	restrições relacionadas à gerência e à operação do sistema elétrico.

Por simplicidade de notação foi eliminada a indicação de transposição dos vetores c e d.

A solução do problema formulado pode ser encontrada através do algoritmo de decomposição de Benders, o qual é apresentado a seguir. Nesse algoritmo, α_τ representa o somatório do corte de carga para o conjunto das contingências considerado, para o período t.

Passo 0

Inicialização

$k = 1$

$S = \varnothing$

$\bar{z} = \infty$

Defina ε = tolerância desejada para convergência.

Passo 1

$$\text{Min } cx + \sum_t \alpha_t$$

sujeito a:

$$Ax \geq b$$

$$\alpha_t \in S$$

Passo 2

A solução $\sum_t \alpha_t^k$, na iteração k, atende as restrições de problema global apresentado no passo 1, e o custo associado, dado por

$\underline{z} = c\,x^k + \sum_t \alpha_t^k$ pode ser escrito como um *limite inferior* para o custo da solução ótima z^* do problema global.

Passo 3

Resolva o problema do segundo estágio dada a solução x^k, para cada período t.

$$u_t^k = \text{Min } dy_t^k$$

sujeito a:

$$K\,y_t^k \geq g_t - J_t x_k$$

Passo 4

Seja y_t^k a solução ótima do problema do passo 4. O par (x^k, y^k) é uma solução viável do problema original, embora não necessariamente ótima, com custo associado $cx^k + dy^k$, então faça:

$$\bar{z} = \text{Min}\,(\bar{Z},\, cx^k + dy^k)$$

Nesta expressão, $\bar{z}$ deve ser interpretado como um limite superior do custo global.

Passo 5

Se $|\,\bar{z} - \underline{z}\,| < \varepsilon$, a solução ótima é o par (x,y) associado ao limite superior $\bar{z}$.

Caso contrário, atualize a estimativa de $u_t(x)$, adicionando, para cada período t, uma restrição $\alpha_t \geq \pi_t^k\,(g_t - J_t x)$ denominada de *corte de Benders* ao conjunto S, onde π_t^k é o vetor de multiplicadores ótimos associados à restrição.

Passo 6

Faça $k = k + 1$, vá para o passo 1.