

Redespacho da produção após a ocorrência de uma contingência.

Consideração do impacto económico nos consumidores *

A. ALMEIDA DO VALE

Eng. Elect. (U. P.)

Prof. Extr. (F. E. U. P.)

F. MACIEL BARBOSA

Eng. Elect. (U. P.)

Prof. Aux. (F. E. U. P.)

J. BORGES GOUVEIA

Eng. Elect. (U. P.)

Assistente (F. E. U. P.)

VLADIMIRO MIRANDA

Eng. Elect. (U. P.)

Assistente (F. E. U. P.)

resumo

Nos Sistemas Eléctricos de Energia de grandes dimensões (SEE) há necessidade de recorrer a técnicas computacionais tanto para estudos de planeamento como para estudos de exploração. No presente trabalho apresenta-se uma nova filosofia, com base em técnicas de programação linear, para a avaliação do comportamento económico dos SEE, após a ocorrência de uma contingência, para o caso particular de sistemas com cargas constantes.

1 — INTRODUÇÃO

A razão de ser de um Sistema Eléctrico de Energia (SEE) é alimentar a carga do sistema. Por razões económicas as cargas devem ser alimentadas a um custo mínimo sem violar os valores contratuais da tensão e frequência e sem que os elementos do SEE ultrapassem as suas capacidades.

Um SEE pode considerar-se constituído por um sistema de produção, um sistema de transporte e um sistema de distribuição. Embora cada um destes possa ser estudado individualmente, em certa fase dos estudos há necessidade de os três sistemas serem considerados como um todo. À medida que os SEE vão sendo cada vez maiores, o estudo global dos sistemas vai-se tornando cada vez de mais difícil análise, devido ao número elevado de

abstract

As power systems increase in size and complexity, new computing techniques are developed for planning and operating studies. In this paper, a cost reliability model using linear programming for economic dispatch following line or generator outages in a composite system is presented. This being a theoretical approach, loads are assumed to remain at constant level during normal operating conditions; nevertheless, this paper gives new insight into the way may be faced contingency analysis for planning purposes and new developments are suggested.

hipóteses de funcionamento e de avaria que se devem considerar.

Nos últimos anos um grande número de trabalhos tem sido publicado na literatura especializada, apresentando estudos realizados no domínio dos SEE de grandes dimensões. Ao fazer estes estudos, há necessidade de definir o fim a que se destinam para permitir que algumas hipóteses simplificativas sejam introduzidas nos modelos utilizados. Normalmente os estudos são orientados para a explo-

(*) Trabalho realizado no âmbito das actividades do projecto de investigação «Análise, optimização e estudos de fiabilidade em Sistemas Eléctricos de Energia» (CEEUP), subsidiado pelo Instituto Nacional de Investigação Científica.

ração ou para o planeamento da expansão do sistema. Também há que considerar se os modelos implementados se destinam a aplicações «on-line» ou «off-line».

Nos modelos para estudos de planeamento é prática aceite a suficiente precisão do modelo de corrente contínua (modelo D. C.) para o cálculo do trânsito de potências. Este modelo não considera o trânsito de potências reactivas, as tensões nos barramentos são consideradas constantes e iguais a 1 p.u., as resistências das linhas não são consideradas e são ignoradas as capacidades à terra que possam aparecer nos esquemas equivalentes de qualquer componente do sistema eléctrico [1].

Pela natureza dos acontecimentos (contingências) que estão na origem dos estudos de planeamento abordados nesta comunicação, a aproximação D. C. revela-se ainda satisfatória, dada a não exigência de grande rigor nos resultados; por outro lado, os resultados obtidos com o modelo D. C. revelam-se próximos dos resultados obtidos com o modelo de corrente alternada (modelo A. C.) quando as linhas do sistema veiculam potências próximas do seu limite nominal.

A linearização das equações que permitem o cálculo do trânsito de potências nos SEE e a utilização destas equações em estudos de planeamento permitiu a aplicação de técnicas de programação linear para o estudo do despacho óptimo e para a determinação do novo despacho, quando há avarias em grupos ou quando quaisquer outros componentes do sistema saem de serviço.

O objectivo deste trabalho é a apresentação de uma nova filosofia de avaliação do comportamento económico dos SEE. Nesta comunicação aborda-se o problema da gestão do sistema eléctrico após a ocorrência de uma contingência para o caso particular de sistemas com cargas constantes. A metodologia apresentada é actualmente objecto de trabalhos de investigação na FEUP, com o objectivo da sua generalização para sistemas reais. Estes trabalhos inserem-se no âmbito da linha de investigação «Análise Optimização e Estudos de Fiabilidade em Sistemas Eléctricos de Energia» do CEEUP (Instituto Nacional de Investigação Científica) e visam a preparação do doutoramento dos investigadores nela integrados e co-autores do presente trabalho.

2 — CRITÉRIO ECONÓMICO E MODELO

Quando ocorre uma contingência (saída de serviço de uma linha, de um gerador) pode acontecer que, devido ao perigo de violação de determinados limites físicos do sistema, limites contratuais, ou apenas por impossibilidade estrutural (por exemplo, isolamento de um grupo de consumidores da sua fonte de alimentação), o SEE não possa cumprir a sua função de alimentação das cargas. Nesta situação, várias medidas podem ser tomadas para minimizar as consequências negativas daquele acontecimento:

- um simples redespacho da produção;
- uma reconfiguração do sistema (eventualmente acompanhada da medida anterior);
- uma acção de deslastre de cargas (eventualmente acompanhada por, pelo menos, uma das medidas anteriores).

Estas acções apresentam-se aqui ordenadas aproximadamente de acordo com a sua suposta crescente gravidade; este é, de facto, um critério empírico que se fundamenta

no desejo de, tanto quanto possível, garantir o abastecimento dos consumidores, conhecidos que são os efeitos gravosos dos cortes de fornecimento de energia.

Se admitirmos que, antes de verificada a contingência, o sistema funcionava no seu ponto óptimo económico (configuração e despacho estabelecidos de modo a minimizar os custos de produção e transporte de energia), concluímos que, no estado pós-contingência, ainda que seja possível garantir a alimentação das cargas, o funcionamento do sistema traduzir-se-á por um encargo mais elevado.

Esse encargo deve-se à elevação do custo resultante da adição das parcelas relativas à produção de energia e às perdas.

Vários critérios têm sido adoptados para obter soluções de exploração quando é necessário actuar no sistema após a ocorrência de contingências. Entre esses critérios, poderemos citar o redespacho com recurso a coeficientes de sensibilidade [2], a utilização de funções de penalidade para evitar, num processo de cálculo automático, uma excursão do ponto de funcionamento para uma situação de corte de cargas [3] e o estabelecimento de tabelas de mérito para os diversos barramentos, a fim de proceder ao deslastre de cargas por uma ordem «à priori» considerada como menos nefasta.

A adopção destas e de outras técnicas pode todavia ser criticada pelo facto de não considerar o sistema global produtor-consumidor e não aplicar um critério quantificado e objectivo para a selecção das soluções. Assim, na sequência dos estudos realizados, apresenta-se nesta comunicação um novo critério que se pode traduzir pelo princípio da minimização permanente do encargo global de gestão do Sistema Eléctrico com inclusão dos consumidores.

A uma contingência (saída de serviço de uma linha, por exemplo) é possível, por via de estudos e análises de fiabilidade adequados, associar uma frequência de ocorrência f e um tempo médio de residência no estado de avaria r , o que permite calcular a indisponibilidade média anual U , já que $f \cdot r = U$. Dadas as características dos Sistemas de Energia, é habitualmente possível tomar a taxa de ocorrência em vez da frequência de ocorrência, pois assumem valores numericamente muito próximos.

Estes índices de fiabilidade, como é óbvio, ficam de alguma maneira associados àqueles barramentos onde a situação anormal determina perda de carga.

Se admitirmos que um corte de abastecimento de energia provoca a um consumidor um prejuízo $D(P, t)$ dependendo da duração t do corte e da potência P cortada, da forma

$$D(P, t) = b_0 P + b P t \quad (1)$$

com b_0 e b constantes reais, tomando as durações de corte como variáveis aleatórias pode provar-se que o prejuízo médio anual associado aos cortes de energia se traduz por

$$D_a = g f L + h U L \quad (2)$$

com

- g, h — constantes reais;
- f — frequência de ocorrência de interrupções;
- U — indisponibilidade média anual;
- L — potência média cortada.

Dividindo pela indisponibilidade e recordando que $r^{-1} = \mu$ (taxa de reparação), obtem-se

$$D = (g\mu + h) L \quad (3)$$

em que

g — valor do kW cortado (\$/kW);
 h — valor do kWh não fornecido (\$/kWh);
 μ — taxa de reparação (/h);
 D — custo de interrupções de serviço (\$/h).

Se fizermos

$$g\mu + h = d \quad (4)$$

verificamos que, para cada contingência, podemos associar um custo aos barramentos onde seja possível verificar-se deslastre de cargas, com valor proporcional à carga média cortada. Como nesta comunicação apenas consideraremos o caso de um sistema com cargas constantes, a carga média cortada é igual ao valor especificado da carga em cada barramento.

O problema a resolver, portanto, pode ser enunciado da seguinte forma: após a ocorrência de uma contingência que provoque perda de carga, efectuar um redespacho de produção que minimize um valor global constituído pela adição dos custos de produção com os custos de corte de cargas. Para a sua resolução serão utilizadas técnicas de Programação Linear (descritas no capítulo seguinte), que terão por base um modelo do sistema cuja característica principal é a inclusão de geradores fictícios em todos os nós com carga especificada (fig. 1): a estes geradores serão associadas curvas de custo de produção lineares com declive igual ao coeficiente de custo, calculado por (4), dependente da contingência em estudo. As curvas de custo de produção dos geradores reais são igualmente linearizadas.

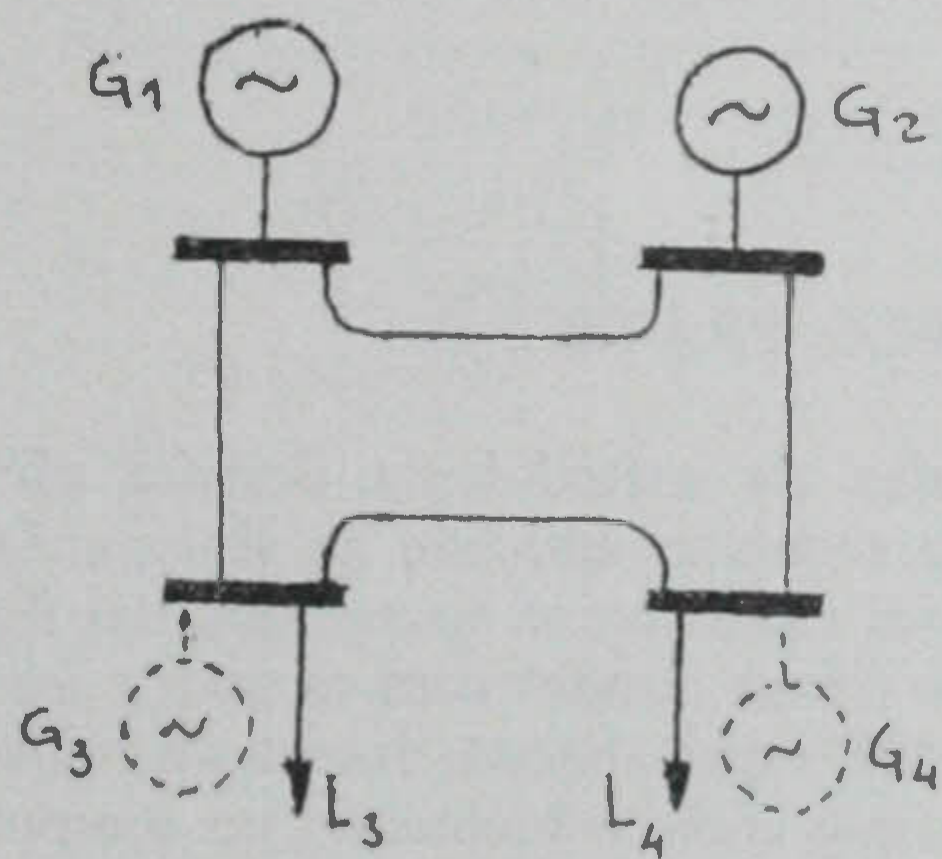


Fig. 1 — Exemplo da inclusão de geradores fictícios (a traço-traço)

Sobre este sistema-modelo é possível fazer um despacho ótimo económico da produção; se a solução ótima deste estudo impuser a entrada em funcionamento de algum dos geradores fictícios, o significado a extrair é o de que se torna globalmente mais económico cortar, nesse nó, uma carga igual ao valor produzido por aquele gerador.

Deve referir-se que barramentos distintos podem ter associados custos por kW cortado e kWh não fornecido diferentes, dependendo da natureza dos consumos efectuados. Desta forma, através de um critério objectivo quantificado, é igualmente estabelecida uma certa escala de mérito de barramentos, não apresentando todavia o carácter absoluto e subjectivo que noutras técnicas assume.

3 — FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO MODELO

A formulação do problema descrito como um problema de programação linear implica a definição de uma função objectivo e de um conjunto de restrições que traduzam o funcionamento e as limitações do sistema eléctrico e que, além disso, sejam relações lineares [4].

3.1 — Função objectivo

A função objectivo traduz o custo de exploração do sistema-modelo apresentado no capítulo anterior; divide-se em duas parcelas correspondentes ao custo de produção e ao custo associado ao corte de cargas

$$\min \phi' = c_0 + \sum_{i=1}^{n_1} c_i P_i + \sum_{k=1}^{n_2} d_k P_k \quad (5)$$

em que

n_1 — número de nós em que há geradores reais;
 n_2 — número de nós em que há geradores fictícios;
 c_i — custo incremental do gerador real i ;
 d_k — custo incremental do gerador fictício k calculado por (4);
 P_i — potência injectada no barramento com o gerador real i ;
 P_k — potência injectada no barramento com o gerador fictício k ;

sendo

$$P_i = P_{pi} - P_{ci};$$

e

$$P_k = P_{ck} - P_{fk};$$

com

P_{pj} — potência produzida pelo gerador real j ;
 P_{cj} — potência consumida especificada no barramento j ;
 P_{Fj} — potência efectivamente fornecida aos consumidores ligados ao barramento j .

Numa forma matricial a função objectivo (a menos das parcelas constantes) pode ser representada por

$$\min \phi = \mathbf{C} \mathbf{P} \quad (6)$$

A solução ótima que pretendemos obter para o problema conjunto de redespacho e deslastre de cargas deverá satisfazer um conjunto de condições que têm a ver quer com a estrutura da rede quer com as capacidades máximas e mínimas impostas pelos grupos produtores do sistema, quer ainda com a máxima potência que qualquer ramo do sistema (transformadores ou linhas) pode suportar.

As condições associadas à estrutura da rede traduzem-se segundo o modelo D. C. por

$$P = B' [\theta] \quad (7)$$

em que

B' — matriz das admitâncias nodais linearizada de acordo com as aproximações do modelo D. C.; é uma matriz quadrada cuja dimensão é (n, n) onde n é o número de barramentos do sistema;

$[\theta]$ — vector que representa os ângulos dos barramentos do sistema.

Substituindo em (6) obtém-se, finalmente,

$$\min \phi = C B' [\theta] \quad (8)$$

3.2 — Restrições

As condições impostas pelas capacidades mínimas e máximas dos grupos produtores são facilmente explicitadas e advêm do facto de qualquer grupo produtor poder desenvolver uma potência compreendida entre dois valores limites, ou seja

$$P_i^{\min} \leq P \leq P_i^{\max}$$

e ainda em termos matriciais

$$P^{\min} \leq P \leq P^{\max} \quad (9)$$

Combinando as equações (7) e (9) resulta

$$P^{\min} - P_c \leq B' [\theta] \leq P^{\max} - P_c \quad (10)$$

que se pode desdobrar em

$$B' [\theta] \geq P^{\min} - P_c = L^{\min} \quad (11)$$

e

$$-B' [\theta] \geq -(P^{\max} - P_c) = -L^{\max} \quad (12)$$

As condições que derivam da máxima capacidade de transmissão dos ramos do sistema cujos limites são impostos quer por razões térmicas, quer por razões de estabilidade, traduzem-se na equação matricial

$$P_1^{\min} \leq P_1 \leq P_1^{\max} \quad (13)$$

em que

P_1 — vector que representa o fluxo de potência nos ramos do sistema;

$P_1^{\min}$ — vector que representa a potência mínima que pode circular nos ramos do sistema;

$P_1^{\max}$ — vector que representa a potência máxima que pode circular nos ramos do sistema.

Na generalidade dos casos, a potência máxima é simétrica em relação à potência mínima que pode circular num ramo do sistema e então

$$P_1^{\max} = -P_1^{\min} \quad (14)$$

O vector P_1 pode-se exprimir como

$$P_1 = B_1 [\theta] \quad (15)$$

em que

B_1 — matriz com as seguintes dimensões:

número de linhas = número de ramos do sistema;

número de colunas = número de barramentos do sistema.

Em cada uma das colunas de B_1 só não são nulos os elementos correspondentes aos nós emissão e recepção do respectivo ramo, correspondendo aos nós i e k entre os quais o ramo se encontra ligado. Os dois elementos têm o mesmo valor absoluto $1/X_{ik}$ e o sinal será positivo ou negativo conforme se considerar a potência a sair ou a entrar no respectivo barramento (X_{ik} — reactância do ramo ik).

Combinando as expressões (13), (14) e (15) obtém-se

$$B_1 [\theta] \geq -P_1^{\max} \quad (16)$$

$$-B_1 [\theta] \geq -P_1^{\max} \quad (17)$$

As variáveis $[\theta]$ têm domínio real.

As equações (11), (12), (16) e (17) constituem as restrições a que a função objectivo (8) se encontra submetida.

Para a resolução do problema assim formulado optou-se pela resolução do problema dual devido à substancial diminuição do número de restrições envolvidas.

Em termos matriciais pode-se escrever o problema dual como

$$\min \psi = [-L^{\min} | -P_1^{\max} | L^{\max} | P_1^{\max}]^t W \quad (18)$$

sujeito a

$$[B' | B_1 | -B_1 | -B_1]^t W = B'^t C^t \quad (19)$$

com $W \geq 0$.

4 — EXEMPLO PRÁTICO

As virtudes da metodologia descrita são ilustradas pelo exemplo seguinte, aplicado ao sistema de 14 barras do IEEE, cujos esquemas se apresentam nas figuras 2 e 3. Os resultados foram obtidos com recurso a um programa, em FORTRAN, especialmente desenvolvido para este tipo de estudos e que corre actualmente no computador IBM 370/180 do Centro de Cálculo do Porto, por gentileza da Electricidade de Portugal-EDP.

Os dois casos seleccionados e que a seguir se apresentam correspondem à consideração das seguintes contingências:

— caso A: saída de serviço de duas linhas simultaneamente (linha 6/12, ou linha «a», e linha 6/13, ou linha «b»); no cálculo dos índices de fiabilidade deste acontecimento foi incluída a possibilidade de avaria por causa comum [5]

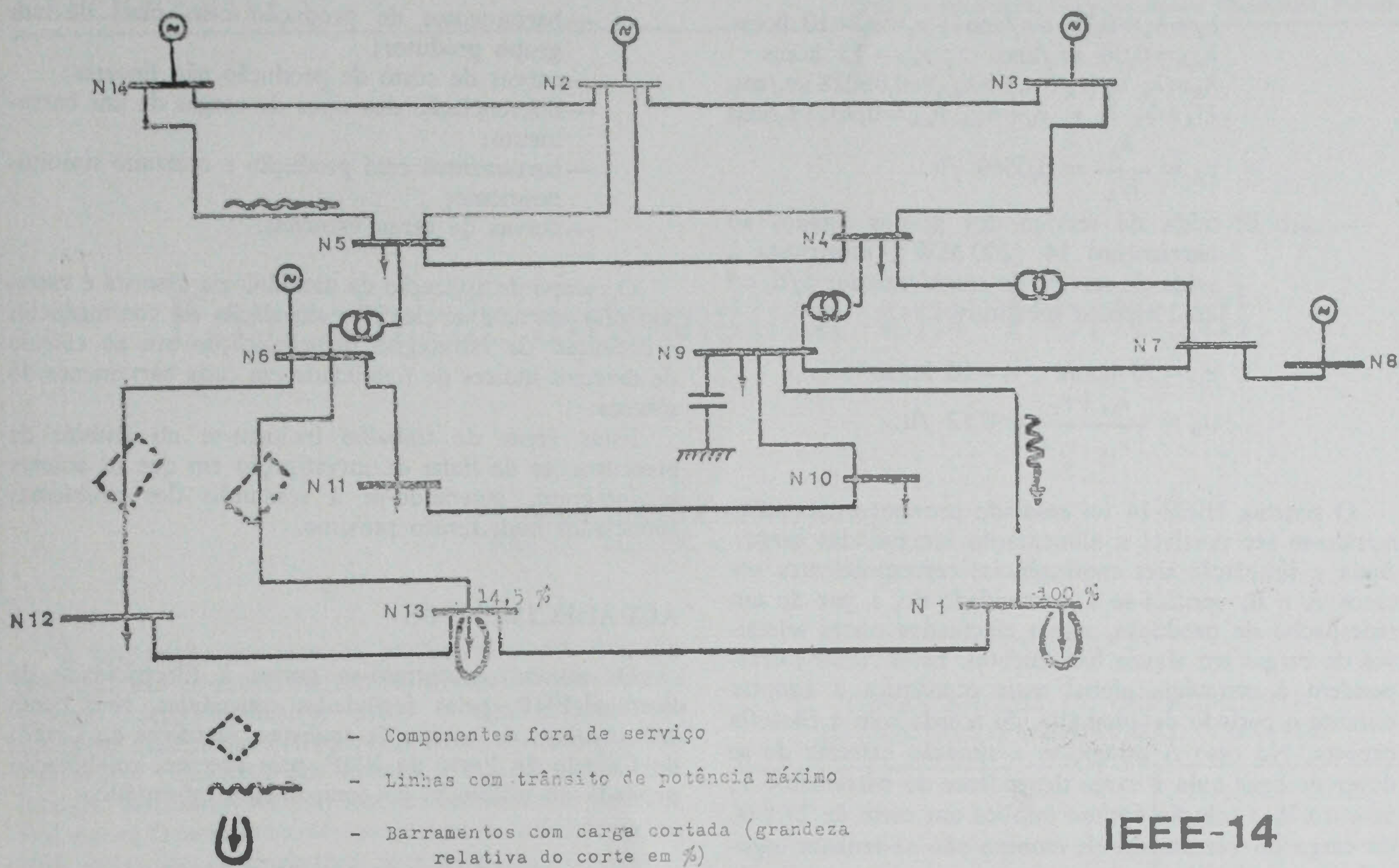
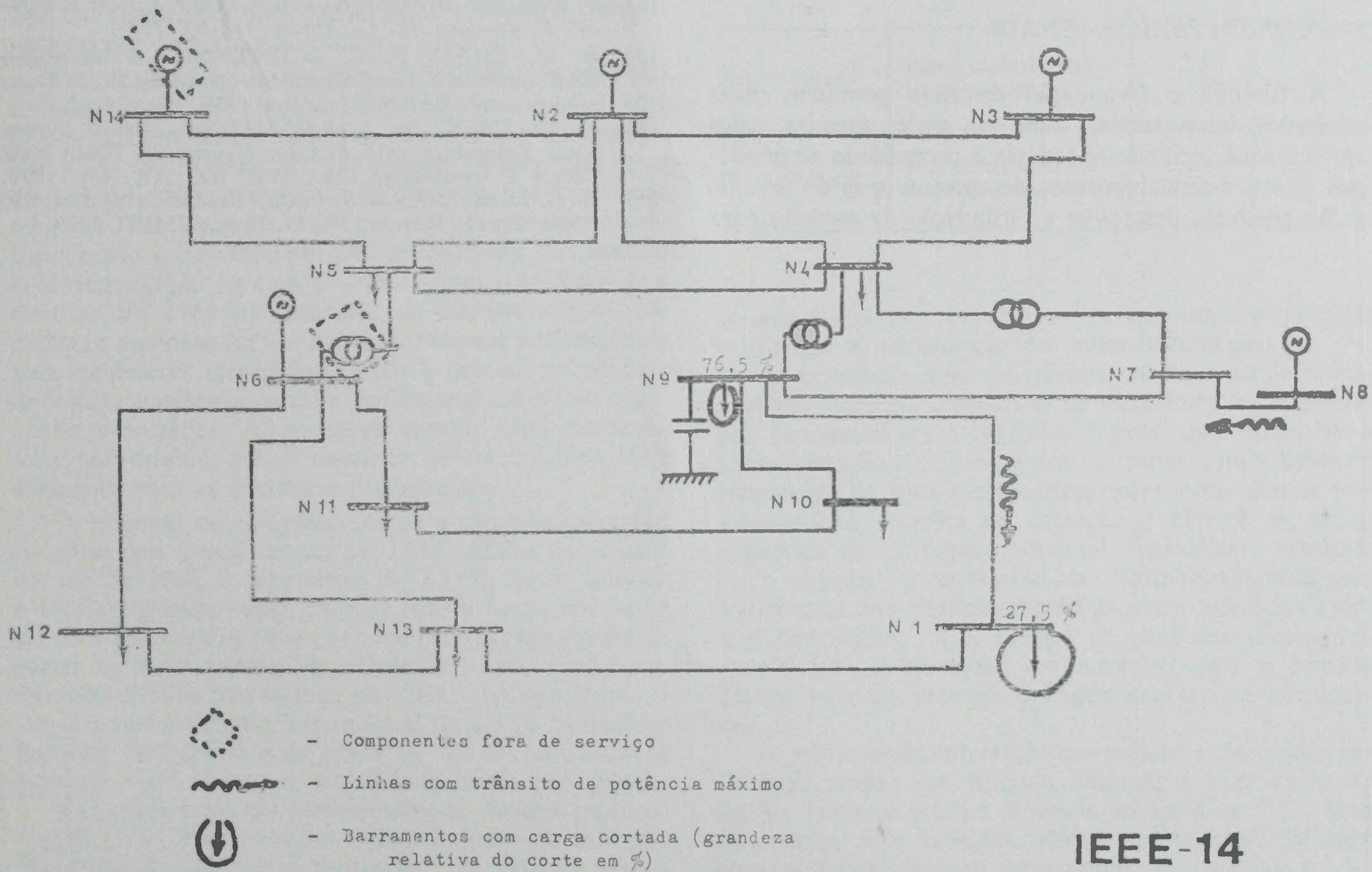


Fig. 2 — *Caso A*



$$\begin{aligned}\lambda_a &= \lambda_b = 0,35 \text{ av./ano} ; r_a = r_b = 10 \text{ horas} \\ \lambda_{a,b} &= 0,06 \text{ av./ano} ; r_{a,b} = 15 \text{ horas} \\ \lambda_A &= \lambda_a \lambda_b (r_a + r_b) + \lambda_{a,b} = 0,06028 \text{ av./ano} \\ U_A &= \lambda_a \lambda_b r_a r_b + \lambda_{a,b} r_{a,b} = 0,9014 \text{ h/ano} \\ \mu_A &= \frac{\lambda_A}{U_A} = 0,0669 \text{ /h.}\end{aligned}$$

— caso B: saída de serviço dos grupos ligados ao barramento 14 (200 MW), sobreposta à saída de serviço do transformador 5/6, ou «t», suposto substituível

$$\begin{aligned}r_{14} &= 50 \text{ horas} ; r_t = 10 \text{ horas} \\ \mu_B &= \frac{r_{14} + r_t}{r_{14} \cdot r_t} = 0,12 \text{ /h.}\end{aligned}$$

O sistema IEEE-14 foi ensaiado previamente, confirmando-se ser possível a alimentação integral das cargas. Após a simulação das contingências correspondentes aos casos A e B, verifica-se a necessidade de, a par de um redespacho da produção, serem efectuados cortes selectivos de cargas em alguns barramentos. Estes cortes correspondem à estratégia global mais económica a adoptar durante o período de anomalia, de acordo com a filosofia exposta. No caso A atingiu-se a situação extrema de se dever desligar toda a carga dependente do barramento 1; no caso B, a solução óptima implica um corte de 27,5 % da carga no barramento 1, embora não se tenham esgotado as possibilidades de corte de cargas com custo de interrupção menor (barramentos 4 e 9).

5 — COMENTÁRIOS FINAIS

A filosofia e formulação descritas permitem obter resultados interessantes, como se pode apreciar pelos apresentados, sentindo-se todavia a necessidade de prosseguir o seu desenvolvimento; de entre as vias de investigação possíveis, destaca-se a formulação de modelos para

- barramentos de produção com mais de um grupo produtor;
- curvas de custo de produção não lineares;
- diferenciação dos tipos de cargas de um barramento;
- barramentos com produção e consumo simultaneamente;
- curvas de carga variáveis.

O campo de aplicação da metodologia descrita é vasto, podendo estender-se desde a simulação de contingências e definição de estratégias de exploração até ao cálculo de diversos índices de fiabilidade em cada barramento do sistema.

Estas áreas de trabalho incluem-se no âmbito de preocupações da linha de investigação em que os autores se integram, esperando-se a resolução dos problemas enunciados num futuro próximo.

AGRADECIMENTOS

Os autores encontram-se gratos à Electricidade de Portugal-EDP, pelas facilidades concedidas, bem como aos membros da equipa de analistas científicos do Centro de Cálculo do Porto da EDP, pela preciosa colaboração prestada na utilização do equipamento informático.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] U. G. KNIGHT — *Power System Engineering and Mathematics* (livro); Pergamon Press, 1972.
- [2] F. MACIEL BARBOSA — *Bulk Power System Reliability Evaluation*; Ph. D. Thesis UMIST 1979.
- [3] S. M. CHAN, F. C. SCHWEPPE — *A Generation Reallocation and Load Shedding Algorithm*; IEEE Transactions, vol. PAS-98, Jan/Feb 1979, pgs. 26-34.
- [4] C. M. SHEN, M. A. LAUGHTON — *Power System Load Scheduling with Security Constraints Using Dual Linear Programming*; Proc. IEE, vol. 117, Nov. 1970.
- [5] E. N. DIALYNAS — *Reliability Evaluation of Electrical Power Supply Systems*; Ph. D. Thesis UMIST 1979.