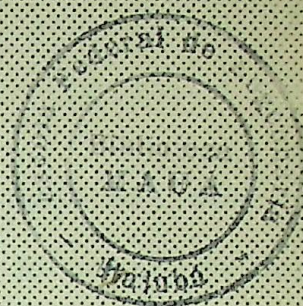


TESE
598

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO



" PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE
SISTEMAS DE TRANSMISSÃO
LEVANDO EM CONSIDERAÇÃO O
REMANEJAMENTO DO PONTO
DE OPERAÇÃO E LIMITAÇÕES
ENERGÉTICAS "

RICARDO GUALBERTO ELIAS

ORIENTADORES :

PROF. DR. JÚLIO CÉSAR TIBÚRCIO

PROF. DR. MÁRIO VEIGA FERRAZ PEREIRA

ITAJUBÁ - MG
1989

CLASS: 621.3.066.6:621.315(043.2)

CUTT: E42p

TOMSO 598

RESUMO

Este trabalho apresenta os resultados obtidos com a utilização de uma metodologia que usa a mudança do ponto de operação do sistema para a otimização da expansão da transmissão e também verifica, posteriormente, se são atendidas as metas energéticas estipuladas para as usinas da rede representada.

O modelo de mudança otimizada do ponto de operação é formulado como um problema de programação linear onde o objetivo é a determinação dos valores de geração e o modelo é linearizado. Para uma dada configuração, tenta-se eliminar as sobrecargas na rede através do remanejamento de geração, caso não seja possível são efetuados cortes nas cargas.

O algoritmo de ordenação dos melhores reforços a uma rede, utiliza a análise de sensibilidade que determina a variação de índices globais de desempenho em face à variação nas capacidades de seus elementos. Tais índices de desempenho são obtidos através de um algoritmo que é um prolongamento e adaptação do problema de mudança otimizada do ponto de operação.

O modelo de pré-despacho de geração é utilizado para avaliar se a rede obtida pela síntese permitindo-se o redespacho de geração também atende às metas energéticas mensais das usinas representadas. Este modelo é apresentado como um problema de programação linear cujas restrições são típicas para o emprego do método de decomposição de Dantzig-Wolfe.

A metodologia apresentada foi aplicada a um caso exemplo de 55 barras e 98 linhas obtendo-se um ganho apreciável em termos de investimento no sistema de transmissão se comparado aos resultados alcançados usando-se o planejamento tradicional.

ABSTRACT

This work presents the results obtained with the use of an optimal active power generation rescheduling methodology in order to optimize the long-term transmission expansion problem. It is also verified whether the monthly generation targets for each hydro plant represented in the network are violated.

The optimal generation rescheduling problem is solved by an efficient version of the dual simplex method. For each network the generation rescheduling methodology is used to eliminate violations of electrical constraints. If this procedure is not successful, the same model sheds loads in an optimal way to eliminate such violations.

A sensitivity analysis methodology is used to rank possible investments to the network in accordance with their effectiveness in increasing the system load supplying capability or reducing the system load curtailment. The calculation of these indices is performed as a special case of the optimal generation rescheduling methodology.

After incorporating the best reinforcement to the network using the sensitivity analysis, the predispach model is employed in order to verify whether the monthly generation targets for each hydro plant are violated. The predispach is modeled as a large scale linear programming and solved by Dantzig-Wolfe decomposition.

A case study is presented with 55 buses and 98 circuits, where a considerable benefit in terms of investment in the transmission system was obtained compared to the traditional planning methodology.

MEMORIAL

Dr. Prof. Francisco de Paula Velloso, born in
Rio de Janeiro, on August 10, 1854, died in
Rio de Janeiro, on August 10, 1914.
Dr. Prof. Francisco de Paula Velloso, born in
Rio de Janeiro, on August 10, 1854, died in
Rio de Janeiro, on August 10, 1914.
Dr. Prof. Francisco de Paula Velloso, born in
Rio de Janeiro, on August 10, 1854, died in
Rio de Janeiro, on August 10, 1914.

PARA JÚLIO GUALBERTO

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Pesquisador Dr. Mario Veiga pelo estímulo, pelas inúmeras sugestões e correções no curso do trabalho.

Ao Prof. Júlio Cesar Tibúrcio pela dedicação nos trabalhos de orientação.

Aos colegas com quem tive a oportunidade de compartilhar amizade e experiência nestes 13 anos de vida profissional.

CONTEUDO

RESUMO	i
ABSTRACT	iii
DEDICATORIA	v
AGRADECIMENTOS	vi
CONTEUDO	vii
SIMBOLOGIA	x

	Pág.
1. Introdução.....	1
2. Revisão Bibliográfica.....	6
3. Mudança do Ponto de Operação do Sistema.....	11
3.1 Introdução.....	12
3.2 Formulação do Problema.....	14
3.2.1 Variáveis de Controle.....	14
3.2.2 Função Objetivo.....	15
3.2.3 Balanço de Potência.....	17
3.2.4 Limite de Geração.....	18
3.2.5 Limites de Fluxo de Potência.....	18
3.2.6 Corte de Carga.....	20
3.2.7 Hierarquia de Redespacho.....	20
3.3 Base Reduzida.....	22
3.4 Variáveis com Limites.....	28
3.5 Solução do Problema de Mudança do Ponto de Operação do Sistema	32
3.6 Caso Exemplo 1.....	35
3.7 Caso Exemplo 2.....	42
3.8 Conclusões.....	45

4.	Utilização da Análise de Sensibilidade no	
	Planejamento da Expansão de Sistemas.....	47
4.1	Introdução.....	48
4.2	Índices de Desempenho de um Sistema.....	51
4.2.1	MCC (Mínimo Corte de Carga).....	51
4.2.2	MDG (Máxima Demanda Garantida).....	53
4.3	Cálculo dos Índices de Desempenho.....	54
4.3.1	MCC.....	54
4.3.2	MDG.....	54
4.4	Interpretação Econômica do Problema Dual.....	58
4.5	Sensibilidade em Relação ao MCC.....	63
4.5.1	Análise de Sensibilidade para Variação da Demanda...	66
4.5.2	Análise de Sensibilidade para Reforços nas Linhas...	69
4.6	Sensibilidade em Relação a MDG.....	73
4.7	Utilização da Análise de Sensibilidade no	
	Planejamento de Sistemas de transmissão.....	74
4.7.1	Sensibilidade e Otimização.....	74
4.7.2	Expansão com a Mudança do Ponto de Operação do	
	Sistema.....	75
4.7.3	Expansão sem a Mudança do Ponto de Operação	
	(Critério Tradicional).....	78
4.8	Conclusões.....	79
5.	Utilização do Pré-Despacho de Geração na Análise	
	de Viabilidade de Sistemas Planejados.....	81
5.1	Introdução.....	82
5.2	Aplicação do Algoritmo de Dantzig-Wolfe ao Problema	
	do Pré-Despacho.....	85
5.3	Caso Exemplo.....	88

	Pag.
5.3.1 Curvas de Permanência.....	89
5.3.2 Metas de Geração.....	91
5.3.3 Resultados.....	94
5.4 Conclusão.....	97
6. Conclusão.....	99
7. Referências Bibliográficas.....	104

Apendice 1 - Fluxo de Potência Linearizado

Apendice 2 - Programação Linear

Apendice 3 - Princípio de Decomposição de Dantzig-Wolfe

SIMBOLOGIA

- ΔP_i - vetor de mudança nas injeções (gerações) controláveis de uma rede elétrica
- c_i - vetor de custo incremental das i injeções (gerações) controláveis
- $\bar{P}_i$ - limite superior de geração na barra i
- $\underline{P}_i$ - limite inferior de geração na barra i
- P^0, P^0_i - ponto de operação inicial das i gerações controláveis
- $P^0_{k,m}$ - fluxo de potência inicial na linha que liga os nós k - m
- $\bar{P}_{k,m}$ - limite superior de fluxo de potência na linha ligando os nós k - m
- $\underline{P}_{k,m}$ - limite inferior de fluxo de potência na linha ligando os nós k - m
- $\Delta P_{k,m}$ - variação de fluxo ativo na linha que liga os nós k - m
- $r_{k,m}$ - resistência série do circuito ligando os nós k e m
- $x_{k,m}$ - reatância série do circuito ligando os nós k e m
- $b_{k,m}^{SH}$ - susceptância shunt do circuito ligando os nós k e m
- $b_{k,m}$ - susceptância série do circuito ligando os nós k e m
- $z_{k,m}$ - impedância série do circuito ligando os nós k e m
- $y_{k,m}$ - admitância série do circuito ligando os nós k e m
- $g_{k,m}$ - condutância série do circuito ligando os nós k e m
- $b_{k,m}$ - susceptância série do circuito ligando os nós k e m
- $P_{k,m}$ - fluxo de potência ativa no circuito ligando os nós k e m
- V_k, V_m - magnitude das tensões das barras terminais do circuito km
- θ_k, θ_m - ângulos das tensões das barras terminais do circuito km
- $\theta_{k,m} = \theta_k - \theta_m$
- Ω_k - conjunto das barras vizinhas da barra k
- $\bar{P}$ - vetor das injeções líquidas de potência ativa

- H - matriz de admitância nodal
 θ - vetor dos ângulos das tensões nodais θ_k
 $\Delta\theta$ - vetor de variação dos ângulos nodais
 $e^t_{k,m}$ - vetor incidência ($e^t_{k,m} = | 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ -1 \ 0 \ |$)
 $|A^+|_{k,m} = \frac{e^t_{k,m} H^{-1}}{x_{k,m}}$
 $a_{k,m}$... elemento da matriz $|A^+|_{k,m}$ que relaciona as mudanças de fluxo na linha às mudanças de injeção em cada barra de injeção (geração) controlável
 x, x_j - vetor de variáveis do problema de programação linear
 x_B ... vetor de variáveis básicas
 x_N - vetor de variáveis não básicas
 B - matriz dos coeficientes contendo as variáveis básicas
 N - colunas das variáveis não básicas
 c_B - custo das variáveis básicas
 c_N - custo das variáveis não básicas
 π - vetor de multiplicadores duais
 A, A_j - matriz dos coeficientes das equações de restrição
 a_{ij} - coeficientes das equações de restrição
 b, b_j - vetor dos valores à direita das equações representando as restrições
 c_j, c^t - vetor das variáveis do problema de PL
 x_{n+1} - variável de folga
 R - submatriz de B (variáveis básicas) contendo equações de balanço de potência e fluxos fixados no limite
 0 - matriz zero
 S - submatriz de B (matriz básicas) contendo as equações de fluxo relaxadas
 I - matriz identidade
 U - submatriz de N (variáveis não básicas) contendo as equa-

- ções de balanço de potência
- V - submatriz de N (variáveis não básicas) contendo as equações de fluxo relachadas
- c^b - vetor de custo associado às variáveis naturais básicas
- c^f - vetor de custo associado às variáveis de folga
- x^b - variáveis naturais básicas
- x^f - variáveis de folga básicas
- x^N - variáveis naturais não básicas
- x^f_N - variáveis de folga não básicas
- Δx^b - variação das variáveis naturais básicas
- Δx^f_b - variação das variáveis de folga básicas
- Δx^N - variação das variáveis naturais não básicas
- Δx^f_N - variação das variáveis de folga não básicas
- x_r - variável com limites violados
- $\underline{x}_r$ - limite inferior de x_r
- $\bar{x}_r$ - limite superior de x_r
- r_i - gerador fictício que corresponde a um corte de carga na barra i
- r - vetor de geradores fictícios
- n - número de barras da rede
- B' - matriz susceptância
- d, d_i - vetor correspondente as cargas na rede
- s - matriz incidência
- $\bar{\psi}$ - máxima diferença angular do ramo
- δ - demanda global atendida
- h - vetor contendo o fator de participação de cada barra na demanda total
- α_{km} - escalar que traduz a sensibilidade de variação do fluxo numa linha quando se variam as injeções fictícias r
- π_i - variável dual, multiplicador dual, multiplicador simplex

ou custos marginais dos recursos existentes no problema primal (custo/unidade do recurso i)

π^*_i - π_i na solução ótima

π_d - variável dual, multiplicador dual, multiplicador simplex ou custo marginal de variação da demanda

π_p - variável dual, multiplicador dual, multiplicador simplex ou custo marginal de variação da geração

π_r - variável dual, multiplicador dual, multiplicador simplex ou custo marginal de variação das gerações fictícias

π_γ - variável dual, multiplicador dual, multiplicador simplex ou custo marginal de variação na capacidade de transporte dos elementos da rede

π_δ - variável dual definida conforme equação (4.45)

G - vetor de metas energéticas

s - desvio da programação de geração inicial em relação às metas de geração

M - custo de penalização para o desvios das metas energéticas

m - número de restrições de acoplamento

Δ^{pj} - variação de i -ésimo gerador durante o j -ésimo período

NG - número de geradores controláveis

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1. INTRODUÇÃO

Planejar consiste basicamente na aplicação do conhecimento para prever e avaliar cursos de ação alternativos com vistas à tomada de decisão. Todo e qualquer tipo de planejamento, a despeito das complexas e variadas formas que possa assumir, apresenta algumas características básicas: o estabelecimento de uma relação entre presente, passado e futuro, a análise de critérios para uma escolha entre alternativas disponíveis, a antecipação de soluções para problemas previsíveis. Cada vez mais tem sido dada atenção às técnicas de planejamento, já que as mesmas possibilitam o aumento da eficiência, racionalidade e segurança das decisões através da maximização do rendimento no uso de recursos escassos.

Com base nessa definição de planejamento, em um sentido mais geral, podemos caracterizar como sendo o objetivo do planejamento da expansão sistemas de potência, em um sentido restrito, a delimitação de quando e onde deverão ser instalados os novos equipamentos na rede existente, buscando atender aos consumidores de forma confiável e também minimizando os custos de expansão e operação.

Tradicionalmente, a tarefa da síntese de redes é executada de forma manual pelo planejador que dispõe, além de sua experiência, de ferramentas computacionais, tais como: programas para análise de fluxo de potência, estabilidade e curto circuito. Com o crescimento das redes e também das incertezas associadas (mercado, plano de obras, determinação do carregamento máximo das

linhas, entrada das novas unidades de geração entre outras), este problema vem tornando-se cada vez mais complexo, limitando a aplicabilidade dos métodos convencionais.

Desta forma, foram desenvolvidos vários modelos automáticos de síntese de redes empregando metodologias diferentes. No capítulo 2 deste trabalho é feita uma recapitulação e apresentação dos mais importantes.

No planejamento tradicional da transmissão, e mesmo nos modelos de síntese desenvolvidos, os despachos de geração são pré-fixados e associados às demandas de ponta previstas para o período em análise. A partir destes são efetuados os reforços ao sistema.

No caso de sistemas termoeletricos tal procedimento é plenamente justificável, uma vez que os despachos levam em consideração a minimização dos custos de combustível. Como o sistema brasileiro é predominantemente hidroelétrico, não existe um único despacho econômico para as horas de ponta de cada ano, ao longo do período. Desta forma, existe grande flexibilidade em se redespachar as usinas hidroelétricas nas horas de ponta, desde que se compense essa geração nos períodos fora de ponta de forma a preservar a meta de geração ao longo do mês.

Entretanto, nunca se avaliou de uma maneira rigorosa o significado econômico de se tentar reduzir os investimentos no sistema de transmissão adotando-se despachos flexíveis na hora de ponta. Este tipo de avaliação é muito importante para as concessionárias de energia elétrica, pois podem existir casos para os quais se consiga uma economia apreciável em termos de investimento de obras propostas como reforço do sistema de transmissão, desde

que se adote este procedimento.

Não existe um critério formalizado que justifique o porque da adoção de despachos fixos no planejamento de redes. A tradição de se planejar desta forma talvez seja uma herança do planejamento das empresas estrangeiras caracterizadas por um parque gerador onde prevalecem as usinas térmicas. É possível inclusive que se esteja planejando, em alguma das vezes, para um ponto inviável de operação do sistema como um todo, ou seja, os despachos estipulados não cumprem as metas energéticas das usinas.

Este trabalho apresenta o resultado da utilização de uma metodologia que muda o ponto de operação do sistema com a finalidade de otimizar o planejamento da transmissão e também verificar, posteriormente, se são atendidas as metas energéticas estipuladas para as usinas da rede representada.

No capítulo 3, é apresentado um modelo para a mudança do ponto de operação do sistema (redespacho de potência ativa), que é formulado como um problema de programação linear onde o objetivo é a determinação dos valores de geração e o modelo é linearizado. Para uma dada configuração, tenta-se eliminar as sobrecargas na rede, se existirem, através do remanejamento da geração. Caso não seja possível, o modelo efetua cortes nas cargas até que as sobrecargas sejam eliminadas.

No capítulo 4, é apresentado um algoritmo de ordenação dos reforços a uma rede, através de análise de sensibilidade, que determina a variação de um índice global de desempenho face à variação nas capacidades de seus elementos. São comparados os custos obtidos para uma rede sintetizada com e sem redespacho para os seguintes índices de desempenho: MCC (mínimo corte

de carga), MCC/custo, MDG(máxima demanda garantida),MDG/custo. Tais índices de desempenho são obtidos através de um algoritmo que é uma extensão e adaptação do problema de mudança do ponto de operação.

No capítulo 5 é verificado se, a rede expandida permitindo-se despachos flexíveis, também atende as metas de geração mensais estabelecidas para as usinas representadas. Nesta análise é utilizado um modelo de "pré-despacho de geração". O pré-despacho é formulado como um problema de programação linear cujas restrições são típicas para o emprego do método de decomposição de Dantzig-Wolfe. Cada um dos subproblemas resolvidos nas diversas iterações são similares aos problemas mudança do ponto de operação. Estes subproblemas são formulados para cada um dos patamares de carga em que se pode dividir a curva de carga da rede estudada.

Capítulo 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2. REVISÃO BIBLIOGRAFICA

Nas últimas duas décadas, tem havido um esforço intenso de desenvolvimento de modelos matemáticos direcionados para a resolução do problema da síntese de redes. Este esforço é justificado pela observação de que estes modelos podem auxiliar o planejador e gerar expressivas reduções de investimento nos sistemas em estudo.

A resolução do problema de síntese é extremamente complexa devido aos seguintes fatores :

- incerteza dos níveis e locais de novas cargas e também das novas unidades de geração;
- grande número de alternativas de reforço;
- interdependência das decisões de reforço ao longo do tempo (problema de decisão dinâmico com vários estágios associados);
- interdependência entre a capacidade de transporte dos circuitos e a configuração do sistema.

Vários modelos matemáticos tem sido propostos para a resolução deste problema. Os primeiros trabalhos utilizavam basicamente a programação linear (PL) . O "método da GE" [1 , 2] , por exemplo, propunha a síntese em três etapas distintas: estimativa do fluxo de potência na rede, seleção do circuito a ser adicionado com base na localização da pior sobrecarga e por último a utilização de um fluxo AC com a finalidade de se verificar a existência de alguma inviabilidade na rede. Os programas para as duas primeiras etapas se baseiam no uso de um modelo de transpor-

tes para o cálculo do fluxo nas redes. Os autores justificaram o uso desta modelagem pela sua simplicidade e, também, pelo fato de permitir a simulação de situações para as quais os níveis de geração/carga são bastante superiores ao nível da transmissão (por exemplo, o ano horizonte), sem levar estes casos a divergência no fluxo de potência. O método permite, também, que seja considerada no futuro a representação de novas barras ligadas ao sistema original sem acarretar soluções inviáveis.

O "método de Kaltenbach" [3] utiliza a PL para resolver um problema de planejamento estático (um estágio) e um método de programação dinâmica para resolver o problema da expansão através do tempo. Na resolução do problema de PL são consideradas restrições denominadas "restrições de confiabilidade", nas quais as aberturas angulares das ligações devem ficar dentro de uma faixa especificada. Em muitas situações, os autores consideram o critério de confiabilidade muito rígido, daí a conveniência de resolver-se o problema da expansão estática em duas etapas: primeiramente, eliminam-se as sobrecargas no caso base, e, em seguida consideram-se, se for o caso, os reforços necessários para aliviar as sobrecargas em situações de contingência. No caso da determinação da expansão ótima através do tempo (programação dinâmica), depara-se com um problema muito mais complexo do que o anterior: o custo computacional de um tratamento do problema através da programação linear inteira seria muito grande. Desta forma, o procedimento adotado baseia-se em um método de programação linear com variáveis contínuas, seguido de um processo de arredondamento.

Os métodos baseados em programação não-linear, como o "Método do Gradiente" [4], foram originalmente propostos

para resolver o problema de planejamento estático . Estes tem uma função objetivo com índices caracterizados como funções do tipo penalidade. Os acréscimos de novas linhas são feitos no sentido de minimizar os custos de expansão e ao mesmo tempo reduzir os índices de segurança, os quais penalizam as violações dos limites operacionais das linhas. A análise de contingências pode também ser incorporada aos mesmos.

Os métodos de expansão da transmissão usando programação inteira, "Branch-and-Bound" [5 ,6], diferem dos anteriores por considerem a natureza discreta das linhas e de seus respectivos custos. Apesar de serem voltados para a resolução do planejamento estático, podem também ter o seu uso estendido para a resolução do problema da expansão ao longo do tempo (aplicável no modelo da ref.5, apenas). São feitas análises de sensibilidade do mesmo tipo elaborado por Kaltenbach. A utilização de técnicas de esparsidade torna mais fácil o tratamento de sistemas de grandes dimensões (modelo da ref. 5).

O crescimento da dimensão dos sistemas, o desenvolvimento de programas interativos (conversacionais) para computadores de grande porte e também as facilidades de utilização de microcomputadores, direcionou a adoção nos trabalhos mais recentes de algoritmos que utilizam listas ordenadas de reforços mais atraentes dentro de um grande número de candidatos. Os aspectos acima mencionados são reforçados através de um excelente diagnóstico encontrado na referência 7 que diz: "...devido principalmente às dimensões do problema, às interações entre as expansões dos sistemas de transmissão e geração, e às particularidades de cada sistema, torna-se indispensável a participação do planejador, através de programas interativos (conversacionais), sendo portanto

desaconselhável a utilização de programas inteiramente automáticos".

As listas ordenadas de reforços são obtidas, nestes métodos, através de uma análise de sensibilidade que, na maioria das vezes, compara o índice de desempenho do sistema com a variação da capacidade dos seus elementos, ou seja, com a entrada de cada uma das alternativas de reforço. A grande vantagem deste método é poder identificar os estrangulamentos da rede e avaliar os benefícios das possíveis adições por intermédio dos índices de desempenho.

Alguns dos algoritmos desenvolvidos utilizando esta metodologia [4 , 8] apresentam os índices de desempenho relacionados à sobrecarga nos elementos da rede (linhas/transformadores) ou à violação nos limites de tensão dos barramentos, o que constitui uma limitação, devido a falta de compatibilidade entre estes índices com aqueles utilizados nos estudos de geração, tais como LOLP (Loss of Load Probability) e LSC (Load Supplying Capability, traduzido aqui como Máxima Demanda Garantida - MDG) que estão diretamente relacionados com o corte de carga no sistema [9].

Como a compatibilização entre a geração e a transmissão é uma necessidade amplamente reconhecida nos estudos de planeamento [10,11,12,13], será utilizado neste trabalho, conforme mencionado na introdução, uma análise de sensibilidade para síntese de redes que considera índices de desempenho que podem ser traduzidos em termos de corte de carga (MCC) ou máxima capacidade de atendimento (MDG) [14,15].

Capítulo 3

MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

3.0 MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

3.1 Introdução

A experiência tem mostrado que o uso da programação não linear para resolução do fluxo de potência ótimo apresenta uma série de dificuldades. Dentre elas, merecem ser citadas: a morosidade na convergência, o tempo computacional elevado a complexidade dos algoritmos, a dificuldade na manipulação das matrizes esparsas, dificuldades no reconhecimento da inviabilidade do problema.

Neste trabalho optou-se por um método aproximado para se efetuar a mudança do ponto de operação do sistema (redespacho de potência ativa). O modelo apresenta resultados com precisão satisfatória para muitas aplicações. A aproximação advém do fato de se utilizar um modelo de fluxo de potência linearizado que tem como principal característica a rapidez na resposta e o baixo custo computacional. A utilização do fluxo de potência linearizado é aceitável principalmente para estudos de expansão a longo prazo em sistemas de alta tensão, já que os erros percentuais para se estimar os fluxos de potência ativa são pequenos, da ordem de 5% [16].

O problema da mudança do ponto de operação é formulado como um problema de programação linear (PL), onde o objetivo é a determinação dos valores de geração e o modelo da rede é linearizado.

Neste capítulo são apresentados os resultados encontrados com o modelo de mudança do ponto de operação que verifica, para uma configuração dada, se os despachos de geração são compatíveis com o sistema de transmissão, ou seja, para o caso de sobrecarga em uma ou mais linhas, o modelo tenta eliminá-las através do remanejamento de geração. Caso isso não seja possível, o modelo efetua cortes de carga, até que as sobrecargas sejam eliminadas.

O algoritmo de solução utilizado no problema de PL é o dual simplex, onde as maiores modificações se encontram nos critérios para entrar ou sair da base considerando os incrementos negativos na geração, a estrutura da rede elétrica e uma representação por segmentos lineares da curva de custo.

3.2 Formulação do Problema

Inicialmente, para um determinado ponto de operação de uma rede elétrica, são levantadas as inviabilidades existentes (sobrecargas em linhas e transformadores) através do cálculo do fluxo de potência nos vários ramos, utilizando-se um modelo linearizado, cujo algoritmo está descrito no apêndice 1 deste trabalho. O modelo de mudança do ponto de operação objetiva a determinação de um novo ponto de operação, de tal forma que sejam atendidas tanto as restrições operacionais (eliminação de sobrecargas) quanto a função objetivo.

A seguir serão fornecidas informações mais detalhadas sobre as variáveis de controle, a função objetivo e as restrições consideradas nesse problema específico.

3.2.1 Variáveis de Controle

No problema formulado o objetivo é aliviar as sobrecargas de um sistema através do controle das injeções de potência ativa. Desta forma, todas as ações de controle podem ser analiticamente representadas por mudanças no vetor de injeções, ou seja, são equivalentes a variações das gerações da rede:

$$\Delta P = |\Delta P_1 \Delta P_2 \dots \Delta P_i| \quad *$$

onde i - são as injeções controláveis

3.2.2 Função-Objetivo

As funções objetivo (F.O.) usuais para o problema de mudança do ponto de operação do sistema são: despacho econômico, desvio mínimo quadrático ou desvio absoluto mínimo (fig.1).

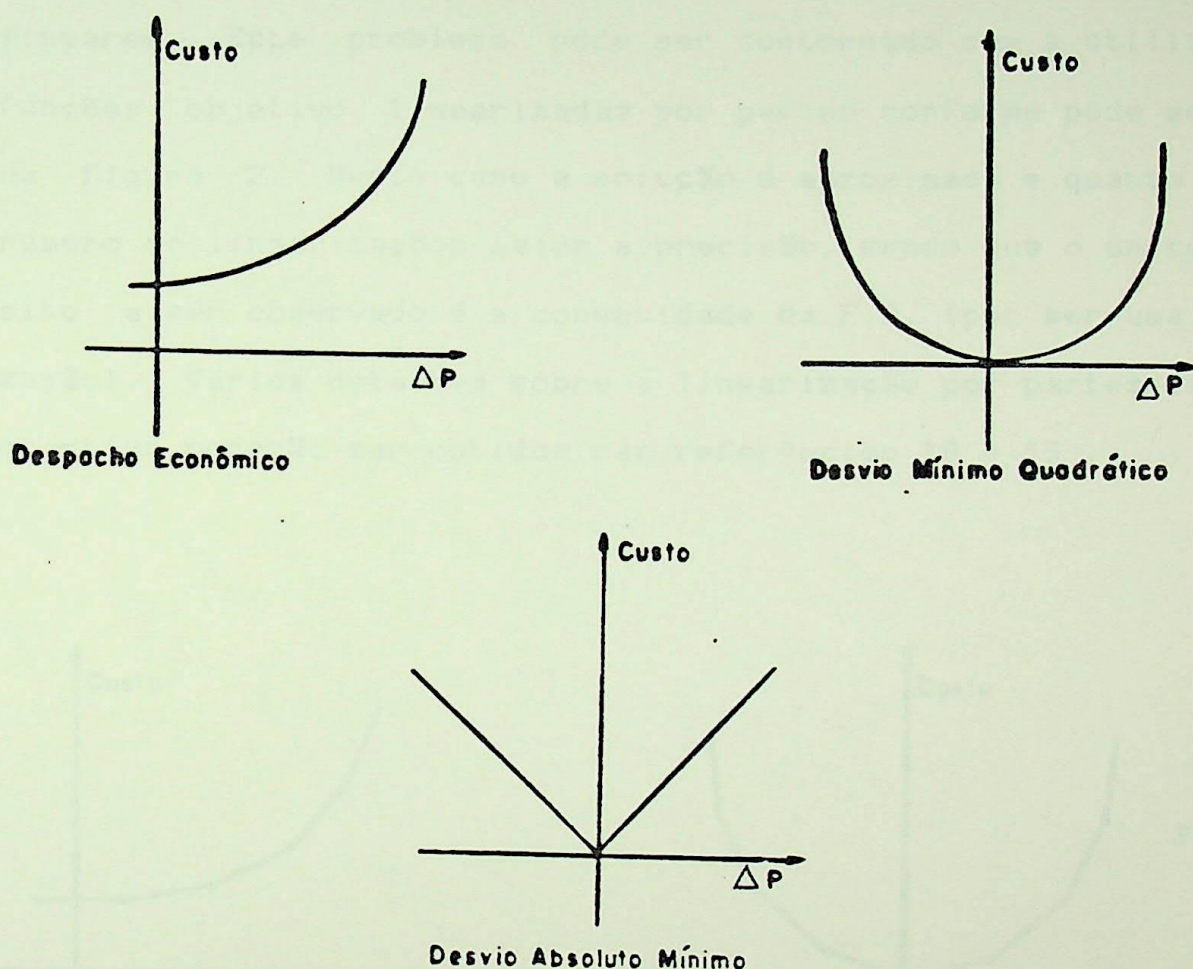


Fig.1

Para o caso de redes contendo usinas térmicas, onde o objetivo é minimizar o custo do combustível, as F.O. podem ser aproximadas por um polinômio de até 3ª ordem [17] (despacho econômico).

Para sistemas hidráulicos, onde não existe um custo direto, pode-se fazer uma aproximação pelo custo marginal de geração, ou seja, o custo de aumentar a geração em 1 MW.

Neste custo é considerado também o custo de eventuais déficits no futuro devido a uma maior utilização presente dos estoques de água. Assim as F.O. para redes contendo usinas hidráulicas podem ser representadas pelo desvio mínimo quadrático ou pelo desvio absoluto mínimo do ponto de operação.

Em consequência, existem funções objetivo não lineares. Este problema pode ser contornado com a utilização de funções objetivo linearizadas por partes conforme pode ser visto na figura 2. Neste caso a solução é aproximada e quanto maior o número de linearizações maior a precisão, sendo que o único requisito a ser observado é a convexidade da F.O. (por ser uma minimização). Vários detalhes sobre a linearização por partes da função objetivo poderão ser obtidos nas referências 18 e 19 .

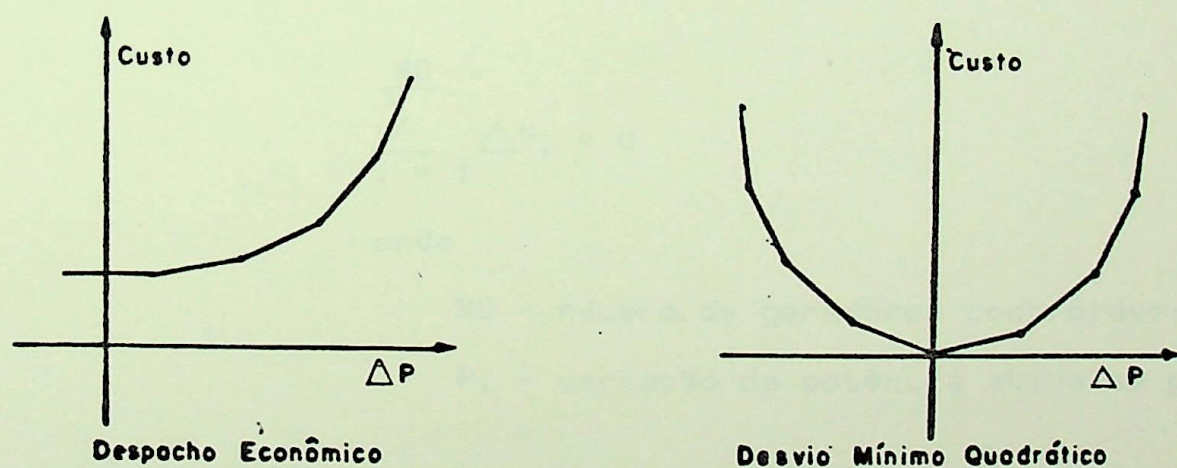


Fig. 2

Neste trabalho será utilizado como função objetivo o desvio absoluto mínimo do ponto de operação, que além de ser linear, dirige a solução do problema para um ponto mais próximo do atual estado de operação.

A inclinação das retas associadas ao desvio míni-

mo do ponto de operação permite que seja hierarquizado os despachos das várias usinas da rede, o que será visto mais a frente.

A função objetivo a ser minimizada é então:

$$f = \sum_i c_i (\Delta P_i) \quad (3.1)$$

onde c_i é o vetor custo incremental das i gerações controláveis.

3.2.3 Balanco de Potência

Na formulação incremental do problema de mudança do ponto de operação, a equação do balanço de potência traduz-se no fato de que as variações de injeção devem cancelar-se, ou seja:

$$\sum_{i=1}^{NG} \Delta P_i = 0 \quad (3.2)$$

onde

NG - número de geradores controláveis

P_i - variação da potência ativa no gerador i .

Na equação (3.2) não se considerou que a mudança do ponto de operação do sistema pode acarretar uma variação das perdas. É aconselhável, portanto, que se calcule um novo fluxo de potência AC após o redespacho otimizado de forma a constatar se para o novo ponto de operação não há violações no fluxo das redes, ou nas gerações, ao se considerar as perdas. Caso haja alguma violação, o processo deve ser repetido.

3.2.4 Limites na Geração

Para cada uma das i barras contendo geradores controláveis no sistema, tem-se os limites superiores ($\bar{P}_i$) e inferiores ($\underline{P}_i$) de geração. Deve ser observado que nessa formulação os limites são expressos como diferenças em relação a um ponto de operação inicial (P^o).

Para cada barra i , tem-se:

$$P_i \leq P^o_i + \Delta P_i \leq \bar{P}_i$$

Como:

$$\Delta P_i = P_i - P^o_i$$

$$\Delta \bar{P}_i = \bar{P}_i - P^o_i, \quad \text{tem-se:}$$

$$\Delta P_i \leq \Delta P_i \leq \Delta \bar{P}_i \quad (3.3)$$

Em notação matricial a expressão (3.3) se torna:

$$\Delta P_i \leq |I| \Delta P \leq \Delta \bar{P}_i \quad (3.4)$$

Onde $|I|$ é a matriz identidade.

3.2.5 Limites de Fluxo de Potência

Dado um ponto de operação inicial (P^o_{km}), os limites inferior ($\underline{P}_{km}$) e superior ($\bar{P}_{km}$) de cada ramo i (nós terminais $k - m$) são:

$$\underline{P}_{km} \leq P^o_{km} + \Delta P_{km} \leq \bar{P}_{km}$$

onde: ΔP_{km} - variação de fluxo ativo no circuito km .

$$\Delta P_{KM} = P_{KM} - P^0_{KM}$$

$$\Delta \bar{P}_{KM} = \bar{P}_{KM} - P^0_{KM}$$

$$\text{logo:} \quad \Delta P_{KM} \leq \Delta P_{KM} \leq \Delta \bar{P}_{KM} \quad (3.5)$$

Como pode-se verificar pelo apêndice 1, em (A1.13):

$$\Delta P_{KM} = \frac{(\Delta \Theta_K - \Delta \Theta_M)}{x_{KM}}$$

e por (A1.14):

$$\Delta P_{KM} = \frac{e^t_{KM} H^{-1} \Delta P}{x_{KM}}, \quad \text{sendo} \quad |A^p|_{KM} = \frac{e^t_{KM} H^{-1}}{x_{KM}}$$

tem-se:

$$\Delta P_{KM} \leq |A^p|_{KM} \Delta P \leq \Delta \bar{P}_{KM} \quad (3.6)$$

Deve ser ressaltado que o vetor $|A^p|_{KM}$ é cheio enquanto a expressão $\Delta P_{KM} = (\Delta \Theta_K - \Delta \Theta_M)/x_{KM}$ é esparsa. Como o número de restrições de fluxo violadas em cada problema é geralmente pequeno, a expressão esparsa é utilizada para monitorar os fluxos nas linhas e a expressão com $|A^p|_{KM}$ somente é utilizada quando a restrição violada é ativada, uma vez que neste caso, cada elemento de $|A^p|_{KM}$ é um fator de distribuição relacionando as mudanças de fluxo na linha às mudanças de injeção em cada uma das barras de geração controlável.

3.2.6 Corte de Carga

Como foi dito anteriormente, o modelo de mudança do ponto de operação tenta eliminar as sobrecargas existentes na rede utilizando o redespacho de geração. Caso isso não seja possível, serão feitos cortes de cargas até que as sobrecargas sejam eliminadas. O modelo de corte de carga é uma extensão deste mesmo modelo. Neste caso se considera nas barras de carga uma geração fictícia cujo limite máximo correspondente à carga instalada na barra.

Para que o redespacho de geração tenha prioridade sobre o corte de carga, utiliza-se na função objetivo um custo mais baixo para as variações das gerações "reais" do que aquele empregado para as variações nas gerações "fictícias" das barras de carga, ou seja, para os cortes de carga.

3.2.7 Hierarquia de Redespacho

Pode ser que existam casos a serem analisados nos quais determinada geração tenha prioridade de despacho sobre as demais. O algoritmo de mudança do ponto de operação poderá ser utilizado por partes, considerando em cada etapa gerações com prioridade cada vez mais elevadas. Ou seja, na primeira etapa, tenta-se eliminar as sobrecargas utilizando as gerações com prioridade 1. Caso o problema seja inviável parte-se para a 2ª etapa, considerando desta vez no redespacho as gerações com prioridade 2 e assim sucessivamente. Caso persistam as sobrecargas no final dessas etapas, os cortes de carga são efetivados.

Resolver o problema da mudança do ponto de operação do sistema em etapas sucessivas é uma forma de se hierarquizar gerações com a mesma prioridade, ou seja, o mesmo custo. Caso as gerações "reais" ou "fictícias" tenham custos diferentes (usinas térmicas, custos de interrupção diferenciados), esses valores deverão ser ponderados na função objetivo.

3.3 Base Reduzida

A solução de problemas de programação linear foi inicialmente formulada em 1947 por Dantzig, através do método simplex. A partir daí, foram propostas várias modificações a este método com a finalidade de melhorar sua eficiência e rapidez computacional, quando aplicado a sistemas de grandes dimensões.

O apêndice 2 deste trabalho apresenta de forma sucinta, os principais teoremas e definições associados ao método simplex. Verifica-se nesse apêndice, que a utilização do método simplex revisado permite uma economia razoável de esforço computacional, uma vez que durante as várias iterações não se usa grande parte das informações contidas no "tableau" de resolução. As vantagens da utilização do método dual simplex quando empregado nos problemas de mudança do ponto de operação e o seu relacionamento com o método simplex também podem ser verificados neste mesmo apêndice.

E ainda possível obter-se ganhos computacionais mais relevantes se forem utilizados no algoritmo de mudança otimizada do ponto de operação, técnicas como a base reduzida e variáveis com limites. Tais técnicas serão descritas a seguir.

Como o próprio nome indica, com a técnica de base reduzida, ao invés de se inverter toda a matriz básica (B) nas iterações do método simplex revisado, é invertida apenas uma matriz de dimensão bem inferior.

Para cada iteração, as restrições de limite de geração e capacidade de transporte das linhas devem ser agrupadas da seguinte forma:

a) A equação de balanço de potência e as linhas correspondentes às restrições de fluxo atendidas no limite são posicionadas na parte superior do "tableau".

b) As colunas da base relativas às variáveis básicas (B) são posicionadas à esquerda das colunas relativas às variáveis de folga, s.

c) As colunas da matriz associadas as variáveis não básicas (N) são posicionadas à esquerda das colunas relativas às variáveis de folga.

As matrizes B e N que agrupam as variáveis básicas e não básicas do método simplex apresentado no apêndice 2, (A2.21), tomam a forma:

	B		N	
Equação de balanço de potência --->				
Restrições de fluxo no limite --->				
Restrições de fluxo relaxadas --->				
	Δ^P	s	Δ^P	s

Para ficar mais clara a montagem do "tableau" será apresentado um exemplo na figura 3. Trata-se de uma rede de cinco barras onde três são barras de geração (P_1, P_2 e P_3), as barras P_4 e P_5 são barras de carga ("geração fictícia"). Estas barras acham-se interligadas por intermédio de 6 linhas, sendo que apenas uma delas atinge e é mantida no seu limite superior, as 5 demais apresentam um fluxo de potência entre os limites superior e inferior (fluxos relaxados). São portanto 5 variáveis representando gerações controláveis e 6 equações de fluxo associadas a cada uma das linhas.

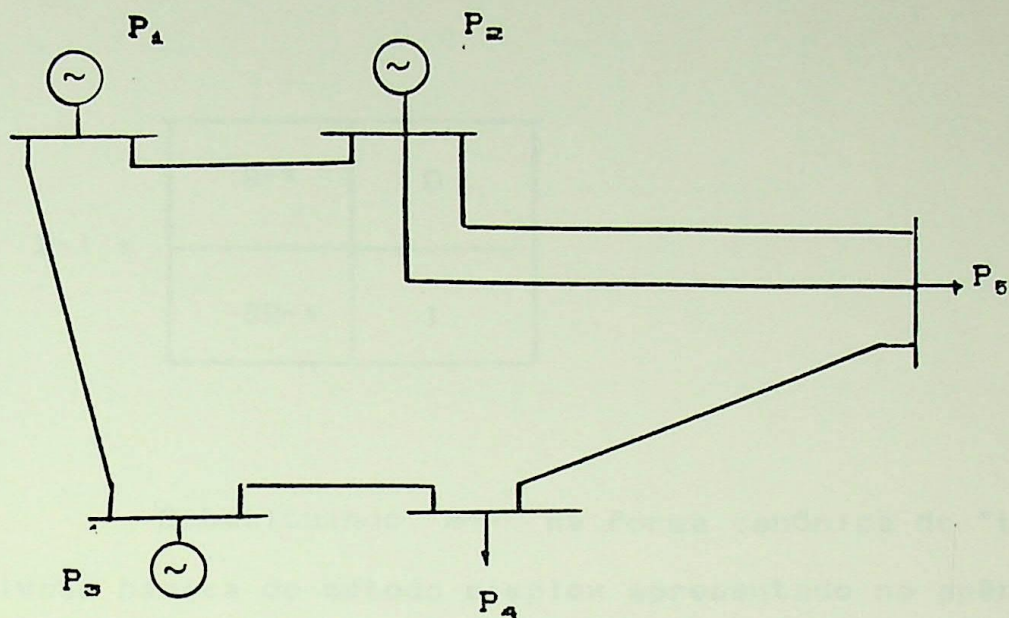
Vê-se assim que as variáveis de folga produzem colunas com vetores unitários e que também existem matrizes nulas referentes às variáveis de folga. Essas disponibilidades deverão ser consideradas no processo de inversão da matriz básica B , com a finalidade de se calcular as variáveis básicas.

Na equação de balanço de potência, foi adicionada uma variável de folga que é inicialmente não básica (nula) e deve permanecer como não básica durante as iterações, uma vez que essa variável não é elegível para eliminar qualquer violação.

Desta forma, pode-se ver pela figura 3 que B e N podem ser particionadas em quatro submatrizes [20]:

$$B = \begin{bmatrix} R & O \\ S & I \end{bmatrix}$$

$$N = \begin{bmatrix} U & I \\ V & O \end{bmatrix}$$



	Geradores na base (livres)		Folgas Livres	Geradores Fora da Base (fixos no Limite)			Folgas no Limite
Função objetivo	x	x		x	x	x	
Balanco de potência	1	1		1	1	1	1
Fluxos no limite	x	x		x	x	x	1
Fluxos relaxados	x	x	1	x	x	x	
	x	x	1	x	x	x	
	x	x	1	x	x	x	
	x	x	1	x	x	x	
	x	x	1	x	x	x	
	B			N			

Fig.3

A inversa de B será:

$$B^{-1} = \begin{array}{|c|c|} \hline R^{-1} & 0 \\ \hline -SR^{-1} & I \\ \hline \end{array}$$

Substituindo B^{-1} na forma canônica do "tableau" para a solução básica do método simplex apresentado no apêndice 2, (A2.22), vem:

$$T = \left| \begin{array}{c|c|c} I & B^{-1}N & B^{-1}b \\ \hline 0 & c_N - c_B B^{-1}N & -c_B B^{-1}b \end{array} \right|$$

$$B^{-1}N = \begin{array}{|c|c|} \hline R^{-1} & 0 \\ \hline -SR^{-1} & I \\ \hline \end{array} \begin{array}{|c|c|} \hline U & I \\ \hline V & 0 \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|} \hline R^{-1}U & R^{-1} \\ \hline V - SR^{-1}U & -SR^{-1} \\ \hline \end{array} \quad (3.7)$$

$$B^{-1}b = \begin{array}{|c|c|} \hline R^{-1} & 0 \\ \hline -SR^{-1} & I \\ \hline \end{array} \begin{array}{|c|} \hline b^n \\ \hline b^f \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline R^{-1}b^n \\ \hline b^f - SR^{-1}b^n \\ \hline \end{array} \quad (3.8)$$

Onde b^n =termo independente associado às variáveis naturais básicas
 b^f =termo independente associado às variáveis de folga básicas

$$c_B B^{-1} N = \begin{bmatrix} c_B^n & c_B^f \\ c_B^n & c_B^f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R^{-1} U & R^{-1} \\ V - SR^{-1} U & -SR^{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} c_B^n R^{-1} U & c_B^n R^{-1} \\ c_B^f R^{-1} U & c_B^f R^{-1} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

como $c_B^f = 0$

c_B^n - vetor custo associado às variáveis naturais básicas

c_B^f - vetor custo associado às variáveis de folga

$$c_B B^{-1} N = \begin{bmatrix} c_B^n & c_B^f \\ c_B^n & c_B^f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R^{-1} b^n \\ b^f - SR^{-1} b^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} c_B^n R^{-1} b^n \\ c_B^f R^{-1} b^n \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

De (3.7), (3.8), (3.9) e (3.10), vem a forma canônica do tableau:

0	0	$c_B^n - c_B^n R^{-1} U$	$- c_B^n R^{-1}$	$- c_B^n R^{-1} b^n$
I	0	$R^{-1} U$	R^{-1}	$R^{-1} b^n$
0	I	$V - SR^{-1} U$	$- SR^{-1}$	$b^f - SR^{-1} b^n$

$\begin{matrix} x_B^n & x_B^f & x_N^n & x_N^f & \end{matrix}$

(3.11)

onde: x_B^n - variáveis naturais básicas

x_B^f - variáveis de folga básicas

x_N^n - variáveis naturais não básicas

x_N^f - variáveis de folga não básicas

Obtém-se desta forma uma redução apreciável de memória já que somente a matriz R^{-1} precisa ser invertida e armazenada. As variáveis básicas (naturais e de folga) bem como a função objetivo podem ser calculadas à partir de (3.11):

$$x_B^n = R^{-1} b^n - R^{-1} U x_N^n - R^{-1} x_N^f$$

$$x_B^f = b^f - SR^{-1} b^n - (V - SR^{-1} U) x_N^n + SR^{-1} x_N^f$$

$$f_o = c_B^n R^{-1} b^n + (c_N - c_B^n R^{-1} U) x_N^n - c_B^n R^{-1} x_N^f$$

(3.12)

3.4 Variáveis com Limites

Muitos dos problemas de PL envolvendo situações práticas tem variáveis que estão sujeitas a limites tanto superiores quanto inferiores. É o caso da mudança otimizada do ponto de operação, onde os elementos do sistema (linhas e transformadores) e geradores são limitados, respectivamente, pela sua capacidade de transporte e geração, conforme foi visto nos itens 3.2.4 e 3.2.5.

O problema poderia ser resolvido pelo método dual simplex na forma convencional utilizando-se variáveis de folga. Neste caso a dimensão do mesmo aumentaria muito, tornando a solução computacionalmente dispendiosa.

A forma proposta de resolução desse problema consiste em se considerar como variável não básica aquela que estiver fixada em um dos seus limites, e como básica aquela que for livre, ou seja, não estiver fixada [21].

Se alguma das variáveis básicas (livres) ultrapassar seus limites, será determinado o conjunto das variáveis não básicas que são elegíveis para diminuir as violações ou eliminá-las. Deve ser observado que este conjunto é composto por variáveis capazes de reduzir a violação sem causar violações em si mesmas.

Pode ser visto na formulação matricial do método simplex (apêndice 2), como é possível calcular as alterações nas variáveis básicas e na função objetivo quando uma variável não básica (fixada no seu limite) é alterada tornando-se básica (livre).

No item anterior, da mesma forma, esses mesmos cálculos foram repetidos, usando-se desta feita as facilidades computacionais apresentadas pela base reduzida.

Portanto, através de (3.11) e (3.12) pode-se verificar qual a alteração nas variáveis básicas é ocasionada por uma variação nas variáveis não básicas [20]:

$$\begin{array}{c} \begin{array}{|c|} \hline \Delta x_B^n \\ \hline \Delta x_B^f \\ \hline \end{array} \\ \Delta x_B \end{array} = \begin{array}{|c|c|} \hline R^{-1} U & R^{-1} \\ \hline V - SR^{-1} U & -SR^{-1} \\ \hline \end{array} \begin{array}{|c|} \hline x_N^n \\ \hline x_N^f \\ \hline \end{array} \quad (3.13)$$

$\bar{A}$
 Δx_N

onde: Δx_B^n - variação das variáveis naturais básicas

Δx_B^f - variação das variáveis de folga básicas

Δx_N^n - variação das variáveis naturais não básicas

Δx_N^f - variação das variáveis de folga não básicas

Se numa determinada iteração do método dual simplex, uma variável x_r violar um de seus limites, será inicialmente determinada a variação necessária (Δx_r) para que essa variável atinja o limite mais próximo:

$\underline{x}_r$ - limite inferior de x_r

$\bar{x}_r$ - limite superior de x_r

$\Delta x_r = \underline{x}_r - x_r$ ou $\Delta x_r = x_r - \bar{x}_r$, dependendo se a violação for do limite inferior ou superior, respectivamente.

Por (3.13) se determina quais as variáveis não básicas x_j e qual a variação necessária (Δx_r) dessas variáveis, para eliminar a violação em x_r .

$$\Delta x_r = A_{r,j} \Delta x_j \quad j \in (m+1, \dots, n) \quad (3.14)$$

No quadro (3.15) está sintetizado o modo como se determina, a partir de uma leitura em (3.13), quais as variáveis não básicas capazes de eliminar a sobrecarga de x_r . Na primeira linha, por exemplo, se x_r violou seu limite inferior ($x_r < \underline{x}_r$), as variáveis não básicas fixadas no seu limite superior ($x_j = \bar{x}_j$) são elegíveis quando $A_{r,j} > 0$, ou seja, devem decrescer para eliminar a violação em x_r , caso contrário, provocariam uma violação nelas mesmas. E assim por diante, se procede da mesma forma para as demais linhas do quadro.

$x_r \leq \underline{x}_r$	$x_j = \bar{x}_j$	$A_{r,j} > 0$
	$x_j = \underline{x}_j$	$A_{r,j} < 0$
$x_r > \bar{x}_r$	$x_j = \bar{x}_j$	$A_{r,j} > 0$
	$x_j = \underline{x}_j$	$A_{r,j} < 0$

(3.15)

Dentre as variáveis capazes de eliminar a sobrecarga é selecionada aquela que induz ao menor aumento da função objetivo:

$$\Delta f_o = c_j \Delta x_j \quad (3.16)$$

Substituindo (3.14) em (3.16), vem:

$$\Delta f_o = \frac{c_j}{A_{r,j}} \Delta x_r$$

Logo, a variável não básica x_s selecionada para eliminar a violação x_r é aquela que, conforme pode-se verificar no Apêndice 2, seja capaz de eliminar a violação e que também agregue um menor custo à função objetivo:

$$\frac{c_j}{A_{r,j}} = \min_{j \in K} \left| \frac{c_j}{A_{r,j}} \right| \quad (3.17)$$

K é o conjunto de variáveis não básicas elegíveis

A partir da seleção da variável não básica x_s capaz de eliminar a sobrecarga em x_r , existe uma troca: x_r é fixada no limite passando a ser não básica e x_s passa a ser uma variável básica (livre). Obtem-se dessa forma uma nova base.

Pode ocorrer que a variável x_s escolhida não consiga eliminar a sobrecarga de x_r , violando ainda o seu limite oposto. Neste caso, a variável x_s é fixada no outro limite, continuando não básica, e o processo de seleção novamente repetido. Só que nesta nova seleção a violação Δx_r será menor do que a anterior.

3.5 Solução do Problema de Mudança do Ponto de Operação do Sistema

O problema da mudança do ponto de operação do sistema, conforme foi visto no item 3.2 consiste basicamente na resolução do seguinte problema de PL:

$$\begin{aligned} \min \quad & c \Delta P \\ \text{Sujeito a:} \quad & \sum_{i=1}^{NG} P_i = 0 \\ & \underline{\Delta P}_{km} \leq a_{km} \Delta P \leq \overline{\Delta P}_{km} \\ & \underline{\Delta P} \leq \Delta P \leq \overline{\Delta P} \end{aligned}$$

A seguir são descritas as etapas de solução do problema, o que consiste numa síntese dos conceitos anteriormente apresentados:

a) Determinação de um ponto de operação inicial. Esse ponto deve ser tal que os geradores da rede sejam capazes de atender a carga, estando dentro dos seus respectivos limites de geração.

b) Determinação da solução ótima inicial. No caso da função objetivo ser a do desvio mínimo do ponto de operação inicial, a solução ótima inicial é o próprio ponto de operação. A solução pode ser não viável por ocorrerem sobrecarga nos elementos da rede.

c) Formação de um conjunto de restrições de fluxo com carregamento acima de 90% de seus limites. Somente esses circuitos serão monitorados durante as iterações do algoritmo dual simplex. Esse procedimento heurístico tem a finalidade de se diminuir o esforço computacional sem prejuízo da otimalidade global.

d) Do conjunto em questão é selecionado o circuito com o fluxo mais violado, que será, se possível, forçado a seu limite. Caso não existam sobrecargas, o problema termina. Vai-se para j.

e) A partir desta etapa inicia-se a execução de uma iteração do método Dual-Simplex. Dada uma violação de fluxo ou geração (x_r) são calculados os termos A_{rj} .

f) Determinação do conjunto de variáveis não básicas elegíveis. Caso não existam, o problema é inviável.

g) Dentre as variáveis elegíveis, escolhe-se aquela que atenda, como já se viu em (3.17), a relação:

$$x_s \rightarrow \frac{c_s}{A_{r-s}} = \min_{j \in K} \left| \frac{c_j}{A_{r-j}} \right|$$

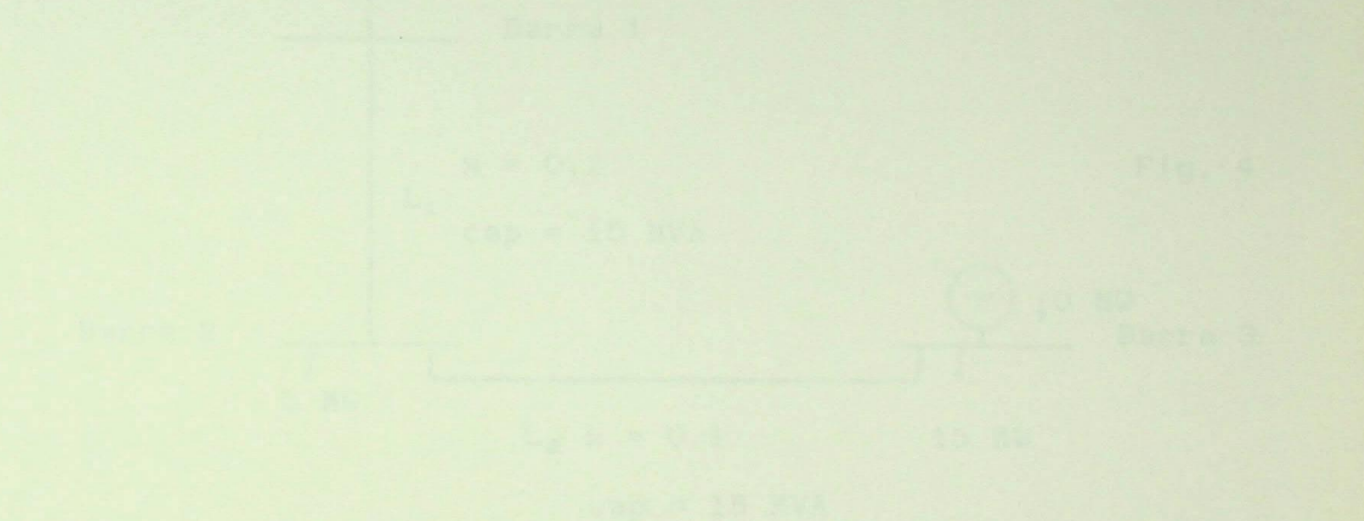
h) Se x_s elimina a violação em x_r sem violar seus limites, x_s passa a ser a nova variável básica e x_r é fixada no limite. Vai-se para i.

Caso contrário, a violação em x_r diminui pela fixação de x_s em seu limite oposto, x_s é retirado do conjunto de variáveis não básicas elegíveis e volta-se para f.

i) Obtenção de uma nova base. Volta-se para d terminando uma iteração do método Dual - Simplex.

j) Se $\underline{x}_i \leq x_i \leq \bar{x}_i$, $i = 1, \dots, m$. A solução obtida é ótima e viável. Caso contrário retorna-se para c.

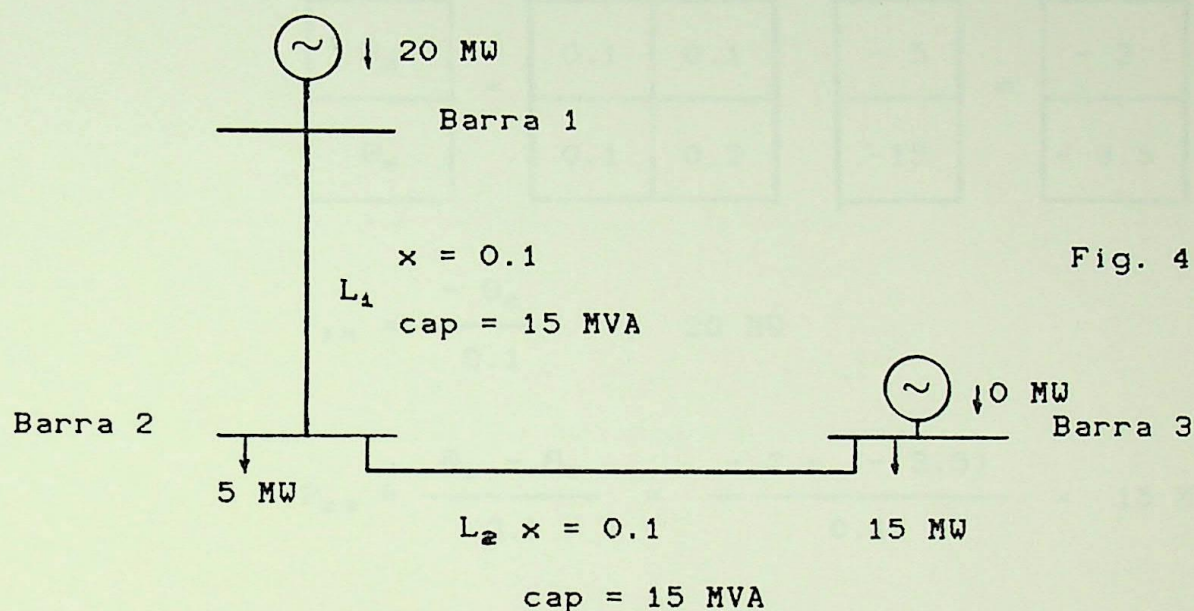
k) Cálculo dos novos ângulos nodais devido a mudança do ponto de operação.



A barra 1 é a barra de referência e está conectada a Barra 2 e Barra 3. Barra 2 possui uma carga de 10 MW e uma capacidade de 10 MW. Barra 3 possui uma carga de 10 MW e uma capacidade de 10 MW. As barras 2 e 3 estão conectadas por uma linha de transmissão com uma capacidade de 10 MW. O diagrama também indica a presença de um capacitor de 10 MW em Barra 2 e um capacitor de 10 MW em Barra 3.

3.6 CASO_EXEMPLO_1

Far-se-á, em seguida, uma aplicação prática da metodologia desenvolvida, para uma rede com 3 barras:



A barra 1 é a barra de referência e slack. A barra 2 tem uma carga de 5 MW. A barra 3 tem uma carga de 15 MW e uma geração cuja capacidade máxima é de 10 MW. As barras 1 e 2, 2 e 3 são conectadas, respectivamente, pelas linhas L₁ e L₂, cuja impedância é $x = 0.1$ (valor percentual na base 100 MVA), tendo ambas uma capacidade máxima de transporte igual a 15 MVA. No ponto de operação inicial a barra 3 tem geração zero, portanto, a barra 1 gera 20 MW. Na função objetivo, foi atribuído um custo de desvio do ponto de operação igual a 1 para as barras de geração e igual a 5 para as barras de geração fictícia (corte de carga).

Resolvendo o fluxo de potência, vem:

$$H = \begin{bmatrix} 20 & -10 \\ -10 & 10 \end{bmatrix}$$

$$H^{-1} = \begin{bmatrix} 0.1 & 0.1 \\ 0.1 & 0.2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \end{bmatrix} =$$

$$\begin{bmatrix} 0.1 & 0.1 \\ 0.1 & 0.2 \end{bmatrix}$$

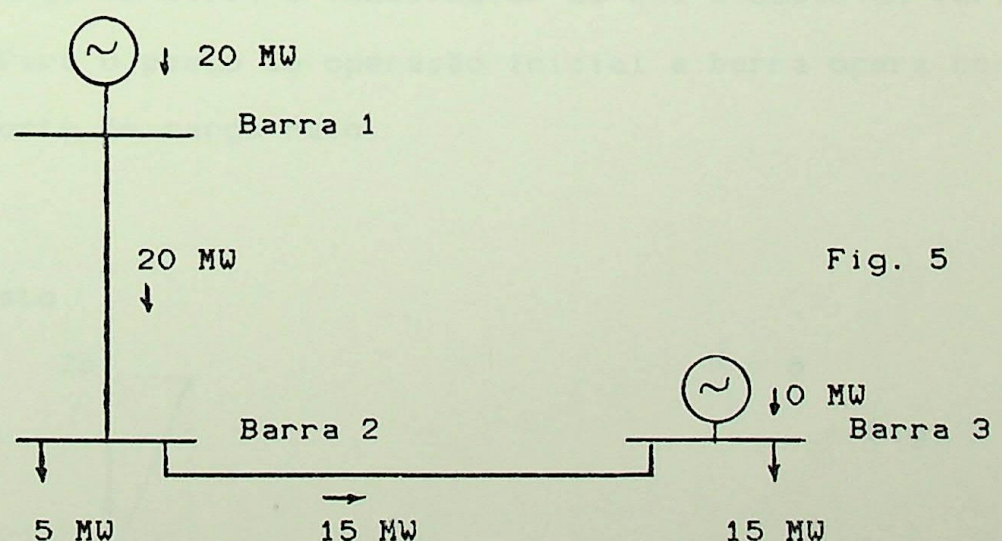
$$\begin{bmatrix} -5 \\ -15 \end{bmatrix} =$$

$$\begin{bmatrix} -2 \\ -3.5 \end{bmatrix}$$

$$P_{12} = \frac{-\theta_2}{0.1} = 20 \text{ MW}$$

$$P_{23} = \frac{\theta_2 - \theta_3}{0.1} = \frac{-2 - (-3.5)}{0.1} = 15 \text{ MW}$$

Portanto, a distribuição de fluxos na rede fica:



Vê-se desta forma que a linha L_2 está em sobrecarga.

Será apresentada, a seguir, a função objetivo das variáveis de controle:

Para a barra 1:

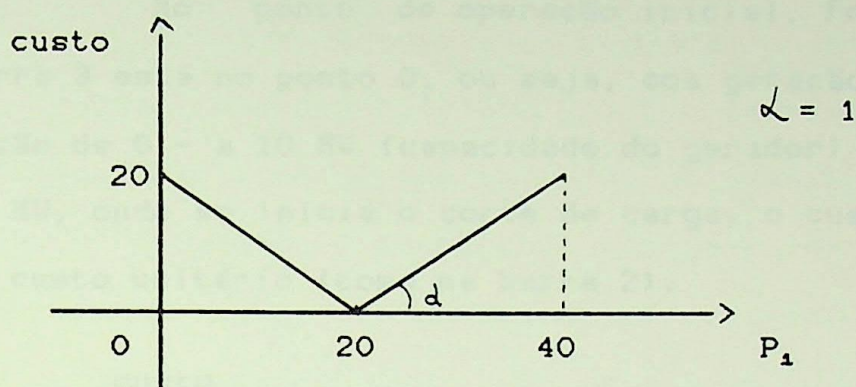


Fig. 6

A variação da geração na barra 1, tem custo unitário = 1.

Barra 2:

A barra 2 é uma barra de carga. Foi atribuído ao corte de carga um custo 5 vezes maior do que o custo de variação de geração. Para o ponto de operação inicial a barra opera no ponto 0 e tem corte de carga nulo.

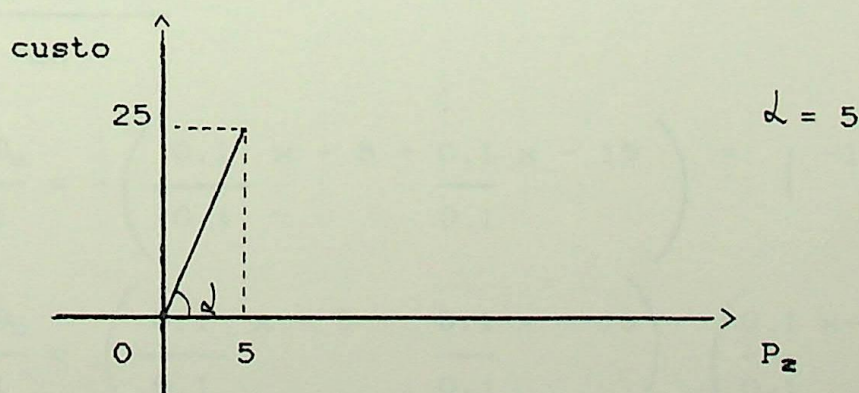
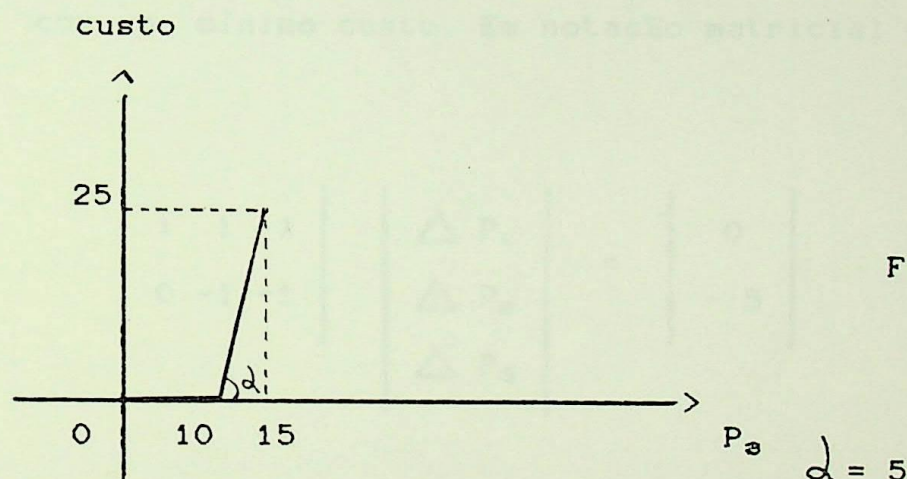


Fig. 7

Barra 3:

Essa barra tem geração e carga, portanto uma representação diferente das demais.

No ponto de operação inicial, foi estabelecido que a barra 3 está no ponto 0, ou seja, com geração nula. O custo de variação de 0 - a 10 MW (capacidade do gerador) é nulo. A partir de 10 MW, onde se inicia o corte de carga, o custo passa a ser 5 vezes o custo unitário (como na barra 2).



Cálculo dos fatores de distribuição para as linhas:

$$P_{KM} = \frac{\theta_K - \theta_M}{x_{KM}}$$

$$P_{12} = \frac{-\theta_2}{0.1} = - \left(\frac{0.1 \times -5 + 0.1 \times -15}{0.1} \right) = \begin{vmatrix} -1 & -1 \\ -5 & -15 \end{vmatrix}$$

$$P_{23} = \frac{\theta_2 - \theta_3}{0.1} = \left(\frac{0.1 \times -5 + 0.1 \times -15}{0.1} \right) \begin{pmatrix} 0.1 \times -5 + 0.2 \times -15 \\ 0.1 & 0.1 \end{pmatrix} = \begin{vmatrix} 0 & -1 \\ -5 & -15 \end{vmatrix}$$

O problema da mudança do ponto de operação será:

$$\begin{aligned} \min \quad & c_1 \Delta P_1 + c_2 \Delta P_2 + c_3 \Delta P_3 \\ & \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 = 0 \\ & \Delta F = d_1 \Delta P_1 + d_2 \Delta P_2 + d_3 \Delta P_3 \end{aligned}$$

No caso, a restrição violada se encontra no fluxo da linha L_1 (essa linha ultrapassa o seu limite máximo em 5 MW). A barra 1 (slack) foi considerada na base. As demais injeções foram consideradas não-básicas. É necessário a seguir verificar qual variável não-básica será capaz de se tornar básica e eliminar a sobrecarga, com o mínimo custo. Em notação matricial o problema fica:

$$\begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 0 & -1 & -1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 \\ -5 \end{vmatrix}$$

1º caso: ΔP_2 na base e ΔP_3 não básica

$$\begin{vmatrix} 1 & 1 \\ 0 & -1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 \\ -5 \end{vmatrix}$$

$$\begin{vmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 1 \\ 0 & -1 \end{vmatrix}^{-1} \begin{vmatrix} 0 \\ -5 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 1 \\ 0 & -1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} 0 \\ -5 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} -5 \\ 5 \end{vmatrix}$$

$$\Delta P_1 = -5 \quad \Delta P_2 = 5$$

É necessário aumentar a geração da barra 2 em 5 MW, no caso, cortar a carga em 5 MW. Ao mesmo tempo deve-se diminuir a geração da barra 1 em 5 MW.

Nas curvas de custo, verifica-se que o custo dessa medida operativa é:

$$\Delta f_o = 5 \times 5 + 5 \times 1 = 30$$

2º caso: ΔP_3 na base, ΔP_2 não básica

$$\begin{vmatrix} 1 & 1 \\ 0 & -1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 \\ -5 \end{vmatrix}$$

$$\begin{vmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 1 \\ 0 & -1 \end{vmatrix}^{-1} \begin{vmatrix} 0 \\ -5 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} -5 \\ 5 \end{vmatrix}$$

$$\Delta P_1 = -5 \quad \Delta P_3 = 5$$

É necessário aumentar a geração da barra 3 em 5 MW e diminuir a geração de barra 1 em igual valor.

O custo dessa operação é de:

$$\Delta f_o = 0 \times 5 + 1 \times 5 = 5$$

Logo, a medida a ser adotada é a de se colocar ΔP_3 na base, por ter o mínimo custo.

Para as novas injeções, os fluxos nas linhas serão:

$$\begin{array}{|c|} \hline \theta_2 \\ \hline \theta_3 \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|} \hline 0.1 & 0.1 \\ \hline 0.1 & 0.2 \\ \hline \end{array} \begin{array}{|c|} \hline -5 \\ \hline -10 \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline -1.5 \\ \hline -2.5 \\ \hline \end{array}$$

$$P_{12} = \frac{-\theta_2}{0.1} = 15 \text{ MW}$$

$$P_{23} = \frac{\theta_2 - \theta_3}{0.1} = 10 \text{ MW}$$

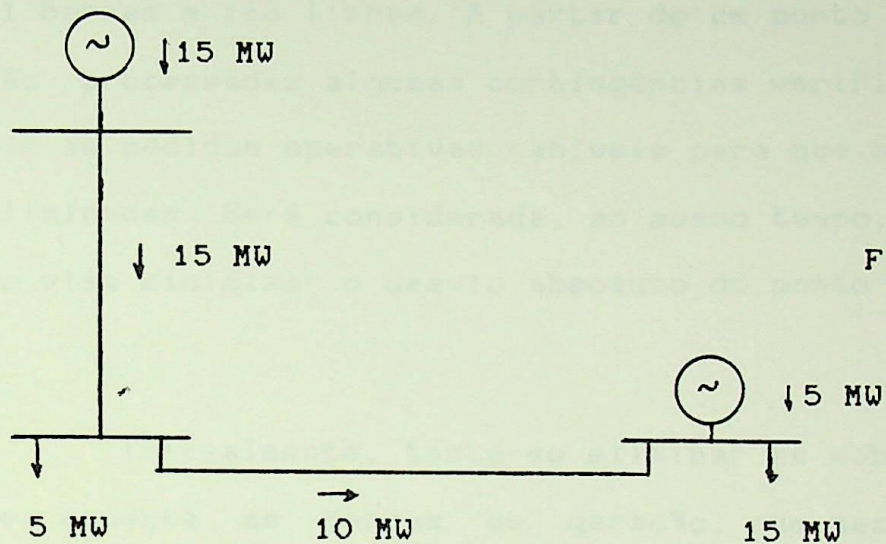


Fig. 9

Vê-se, então, que as violações foram eliminadas.

3.7 Caso Exemplo 2

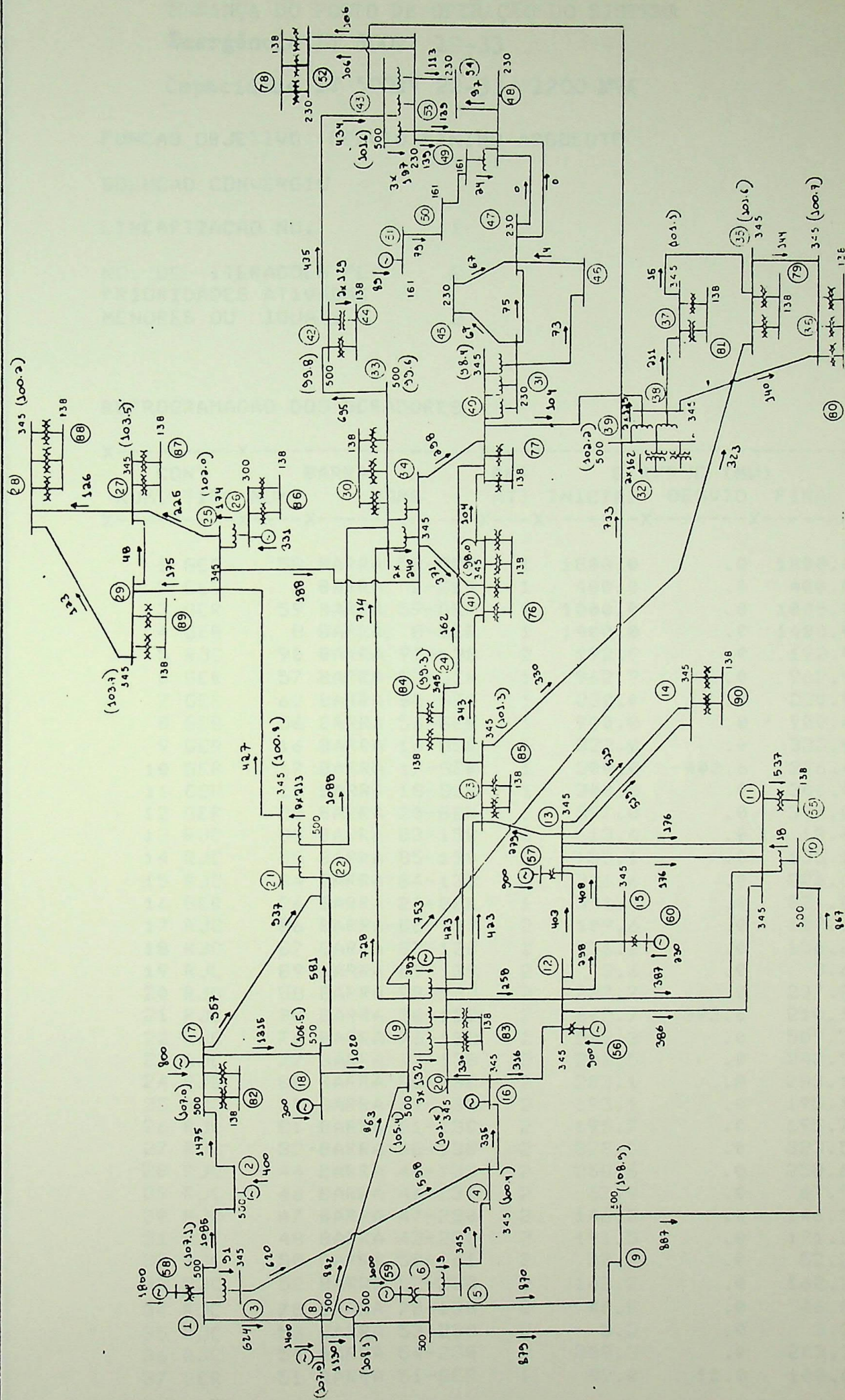
Para testar-se a eficácia da metodologia desenvolvida, serão mostrados a seguir os resultados obtidos utilizando-se a rotina de mudança do ponto de operação do sistema para uma rede de 91 barras e 163 linhas. A partir de um ponto de operação inicial, são processadas algumas contingências verificando-se em seguida quais as medidas operativas cabíveis para que as sobrecargas sejam eliminadas. Será considerada, ao mesmo tempo, uma função objetivo que visa minimizar o desvio absoluto do ponto de operação inicial.

Inicialmente, tenta-se eliminar as sobrecargas utilizando-se somente as barras de geração, que neste caso tem prioridade 1. Caso isso não seja possível, é ativada a prioridade 2, que considera também as gerações fictícias nas barras de carga (conforme foi visto nos itens 3.2.6 e 3.2.7).

Após a utilização da rotina de mudança otimizada do ponto de operação em cada caso, foi processado um fluxo AC, para se verificar a influência das medidas operativas tomadas, sobre as tensões nas barras do sistema.

Na figura 10 tem-se o caso base, ou seja, o ponto de operação inicial para o sistema a ser estudado.

A primeira contingência processada foi a da LT 500kV 19-33. Nas tabelas 1 e 2 se vê que a sobrecarga só foi eliminada através do corte de carga na Barra 30-138. Neste caso, a LT 500kV 22-33 foi fixada no seu limite superior, 1200 MVA. Na figura 11 pode-se ver o fluxo nas linhas e as tensões nas barras.



MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA
CASO BASE

MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Emergência LT 500kV 19-33

Capacidade LT 500kV 22-33 1200 MVA

FUNCAO OBJETIVO: DESVIO MINIMO ABSOLUTO

SOLUCAO CONVERGIU

LINEARIZACAO NO. : 1

NO. DE ITERACOES PL : 2

PRIORIDADES ATIVADAS

MENORES OU IGUAIS A : 2

REPROGRAMACAO DOS GERADORES

CONT		BARRA		PRI	GER/RJC (MW)		
NUM.	TIPO	NUM.	NOME	ATI	INICIAL	DESVIO	FINAL
1	GER	58	BARRA 58-GER	1	1800.0	.0	1800.0
2	GER	2	BARRA 2-GER	1	400.0	.0	400.0
3	GER	59	BARRA 59-GER	1	1000.0	.0	1000.0
4	GER	8	BARRA 8-GER	1	1400.0	.0	1400.0
5	RJC	90	BARRA 90-138	2	192.9	.0	192.9
6	GER	57	BARRA 57-GER	1	962.9	.0	962.9
7	GER	60	BARRA 60-GER	1	230.0	.0	230.0
8	GER	56	BARRA 56-GER	1	900.0	.0	900.0
9	GER	16	BARRA 16-GER	1	322.0	.0	322.0
10	GER	17	BARRA 17-GER	1	800.0	-403.6	396.4
11	GER	18	BARRA 18-GER	1	300.0	.0	300.0
12	GER	20	BARRA 20-GER	1	397.0	.0	397.0
13	RJC	83	BARRA 83-138	2	13.4	.0	13.4
14	RJC	85	BARRA 85-138	2	135.1	.0	135.1
15	RJC	84	BARRA 84-138	2	226.6	.0	226.6
16	GER	26	BARRA 26-GER	1	331.0	.0	331.0
17	RJC	86	BARRA 86-138	2	109.6	.0	109.6
18	RJC	87	BARRA 87-138	2	156.2	.0	156.2
19	RJC	89	BARRA 89-138	2	3.6	.0	3.6
20	RJC	88	BARRA 88-138	2	237.7	.0	237.7
21	RJC	30	BARRA 30-138	2	602.7	392.6	210.1
22	RJC	76	BARRA 76-138	2	509.3	.0	509.3
23	RJC	77	BARRA 77-138	2	242.5	.0	242.5
24	RJC	80	BARRA 80-138	2	283.1	.0	283.1
25	RJC	79	BARRA 79-138	2	195.1	.0	195.1
26	RJC	81	BARRA 81-138	2	195.7	.0	195.7
27	RJC	32	BARRA 32-138	2	323.5	.0	323.5
28	RJC	44	BARRA 44-138	2	258.6	.0	258.6
29	RJC	46	BARRA 46-230	2	67.9	.0	67.9
30	RJC	47	BARRA 47-230	2	146.3	.0	146.3
31	RJC	48	BARRA 42-230	2	191.5	.0	191.5
32	RJC	50	BARRA 50-161	2	52.2	.0	52.2
33	RJC	52	BARRA 52-230	2	162.2	.0	162.2
34	RJC	78	BARRA 78-138	2	46.8	.0	46.8
35	RJC	53	BARRA 53-230	2	3.2	.0	3.2
36	RJC	54	BARRA 54-230	2	208.3	.0	208.3
37	GER	51	BARRA 51-GER	1	89.0	11.0	100.0

SOMA DOS MODULOS DOS DESVIOS DE GERACAO: 807.17

VALOR DA FUNCAO OBJETIVO: 1592.35

Tab. 1

MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Emergência LT 500kV 19-33

Capacidade LT 500kV 22-33 1200 MVA

RESTRICOES ATENDIDAS NO LIMITE

X-----X-----X-----X

RESTRICAO

NUM. IDENT LIMITE UNID

X-----X-----X-----X

0 22/ 33 1200 MVA

NUMERO DE LINEARIZACOES PARA OBTENCAO DA SOLUCAO:

1

DESPACHO FINAL DE GERACAO

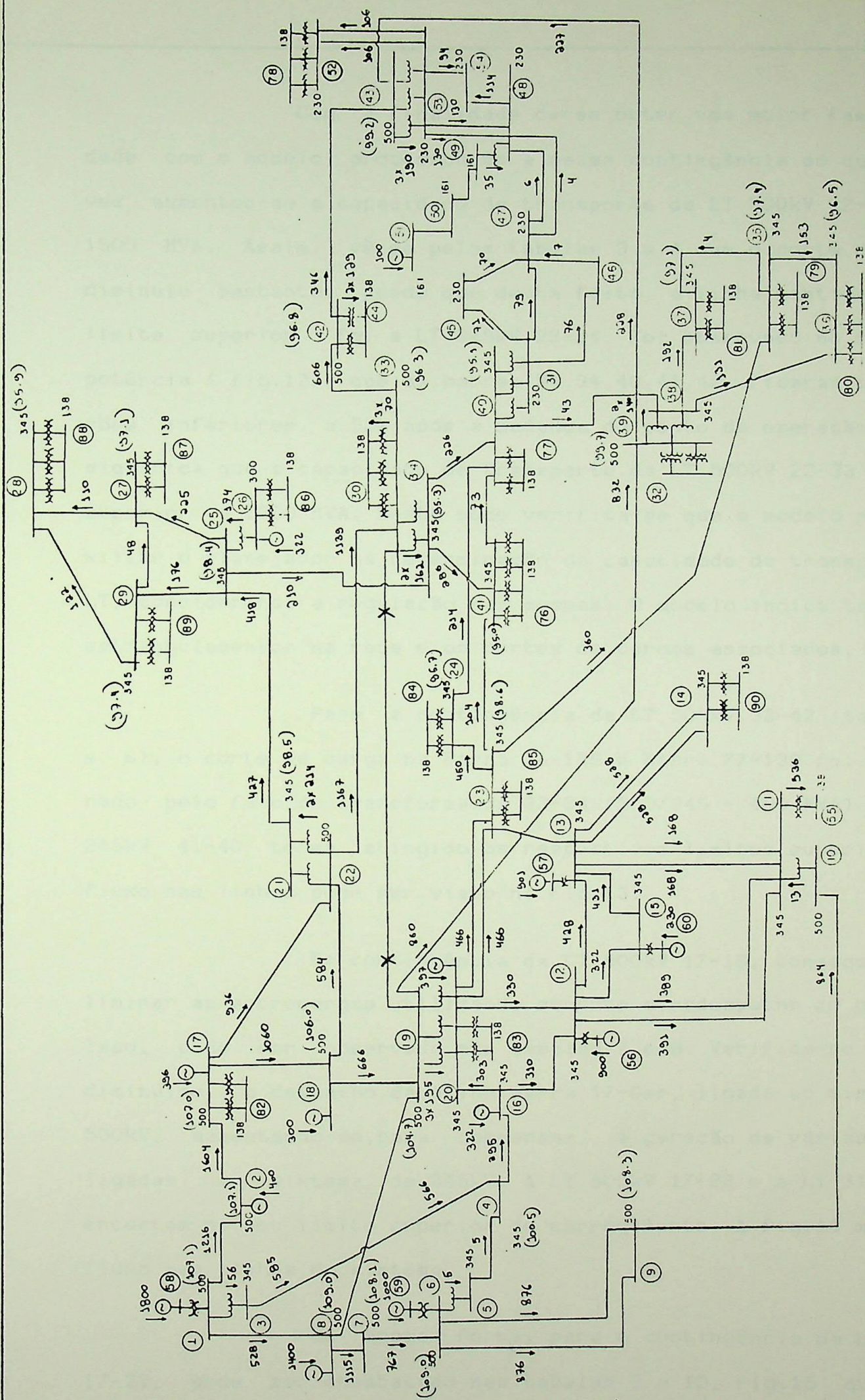
X-----X-----X-----X-----X

CONT BARRA PRI GER/RJC

NUM. TIPO NUM. NOME ATI (MW)

X-----X-----X-----X-----X

1	GER	58	BARRA 58-GER	1	1800.0
2	GER	2	BARRA 2-GER	1	400.0
3	GER	59	BARRA 59-GER	1	1000.0
4	GER	8	BARRA 8-GER	1	1400.0
5	RJC	90	BARRA 90-138	2	192.9
6	GER	57	BARRA 57-GER	1	899.1
7	GER	60	BARRA 60-GER	1	230.0
8	GER	56	BARRA 56-GER	1	900.0
9	GER	16	BARRA 16-GER	1	322.0
10	GER	17	BARRA 17-GER	1	396.4
11	GER	18	BARRA 18-GER	1	300.0
12	GER	20	BARRA 20-GER	1	397.0
13	RJC	83	BARRA 83-138	2	13.4
14	RJC	85	BARRA 85-138	2	135.1
15	RJC	84	BARRA 84-138	2	226.6
16	GER	26	BARRA 26-GER	1	331.0
17	RJC	86	BARRA 86-138	2	109.6
18	RJC	87	BARRA 87-138	2	156.2
19	RJC	89	BARRA 89-138	2	3.6
20	RJC	88	BARRA 88-138	2	237.7
21	RJC	30	BARRA 30-138	2	210.1
22	RJC	76	BARRA 76-138	2	509.3
23	RJC	77	BARRA 77-138	2	242.5
24	RJC	80	BARRA 80-138	2	283.1
25	RJC	79	BARRA 79-138	2	195.1
26	RJC	81	BARRA 81-138	2	195.7
27	RJC	32	BARRA 32-138	2	323.5
28	RJC	44	BARRA 44-138	2	258.6
29	RJC	46	BARRA 46-230	2	67.9
30	RJC	47	BARRA 47-230	2	146.3
31	RJC	48	BARRA 42-230	2	191.5
32	RJC	50	BARRA 50-161	2	52.2
33	RJC	52	BARRA 52-230	2	162.2
34	RJC	78	BARRA 78-138	2	46.8
35	RJC	53	BARRA 53-230	2	3.2
36	RJC	54	BARRA 54-230	2	208.3
37	GER	51	BARRA 51-GER	1	100.0



MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA
Emergência LT 500kV 19-33 Capacidade da LT 500kV 22-33 1200MVA

Com a finalidade de se obter uma maior familiaridade com o modelo, processou-se a mesma contingência só que desta vez aumentou-se a capacidade de transporte da LT 500kV 22-33 para 1500 MVA. Assim, vê-se pelas tabelas 3 e 4 que o corte de carga diminuiu bastante, sendo que desta feita, a linha mantida no seu limite superior foi a LT 345kV 23-24. Foi observado no fluxo de potência (fig.12), que as barras 24,34,40,41,42 ficaram com tensões inferiores a 95% após a mudança do ponto de operação, o que significa que a capacidade de transporte da LT 500kV 22-33 é pouco superior a 1200 MVA. Deste modo verifica-se que o modelo pode auxiliar o planejador na determinação da capacidade de transporte da LT, considerando a regulação nas mesmas. O modelo indica também os estrangulamentos na rede e os cortes de cargas associados.

Para a contingência da LT 500kV 33-42 (tabelas 5 e 6), o corte de carga na Barra 76-138 e Barra 77-138 foi ocasionado pelo fato do transformador 33-34 (500/345 - 400 MVA) e da LT 345kV 41-40 terem atingido os respectivos limites superiores. O fluxo nas linhas pode ser visto na fig.13.

Na contingência da LT 500kV 17-18, conseguiu-se e eliminar as sobrecargas utilizando somente o redespacho de geração. Isso, pode ser observado nas tabelas 7 e 8. Verifica-se que foi diminuído o despacho da usina Barra 17-Ger, ligada ao sistema de 500kV, aumentando-se, para compensar, a geração de várias usinas ligadas ao sistema de 345kV. A LT 500kV 17-22 e a LT 345kV 3-4 encostam no seu limite superior de carregamento. A fig.14 mostra o fluxo nas linhas do sistema.

Da mesma forma, para a contingência da LT 500kV 17-22, pode ser constatado nas tabelas 9 e 10, fig.15 que o re-

MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Emergência LT 500kV 19-33

Capacidade LT 500kV 22-33 1500 MVA

FUNCAO OBJETIVO: DESVIO MINIMO ABSOLUTO

SOLUCAO CONVERGIU

LINEARIZACAO NO. : 1

NO. DE ITERACOES PL : 2

PRIORIDADES ATIVADAS

MENORES OU IGUAIS A : 2

REPROGRAMACAO DOS GERADORES

CONT		BARRA		PRI	GER/RJC (MW)		
NUM.	TIPO	NUM.	NOME	ATI	INICIAL	DESVIO	FINAL
1	GER	58	BARRA 58-GER	1	1800.0	.0	1800.0
2	GER	2	BARRA 2-GER	1	400.0	.0	400.0
3	GER	59	BARRA 59-GER	1	1000.0	.0	1000.0
4	GER	8	BARRA 8-GER	1	1400.0	.0	1400.0
5	RJC	90	BARRA 90-138	2	192.9	.0	192.9
6	GER	57	BARRA 57-GER	1	962.9	-37.9	925.1
7	GER	60	BARRA 60-GER	1	230.0	.0	230.0
8	GER	56	BARRA 56-GER	1	900.0	.0	900.0
9	GER	16	BARRA 16-GER	1	322.0	.0	322.0
10	GER	17	BARRA 17-GER	1	800.0	.0	800.0
11	GER	18	BARRA 18-GER	1	300.0	.0	300.0
12	GER	20	BARRA 20-GER	1	397.0	.0	397.0
13	RJC	83	BARRA 83-138	2	13.4	.0	13.4
14	RJC	85	BARRA 85-138	2	135.1	.0	135.1
15	RJC	84	BARRA 84-138	2	226.6	37.9	188.7
16	GER	26	BARRA 26-GER	1	331.0	.0	331.0
17	RJC	86	BARRA 86-138	2	109.6	.0	109.6
18	RJC	87	BARRA 87-138	2	156.2	.0	156.2
19	RJC	89	BARRA 89-138	2	3.6	.0	3.6
20	RJC	88	BARRA 88-138	2	237.7	.0	237.7
21	RJC	30	BARRA 30-138	2	602.7	.0	602.7
22	RJC	76	BARRA 76-138	2	509.3	.0	509.3
23	RJC	77	BARRA 77-138	2	242.5	.0	242.5
24	RJC	80	BARRA 80-138	2	283.1	.0	283.1
25	RJC	79	BARRA 79-138	2	195.1	.0	195.1
26	RJC	81	BARRA 81-138	2	195.7	.0	195.7
27	RJC	32	BARRA 32-138	2	323.5	.0	323.5
28	RJC	44	BARRA 44-138	2	258.6	.0	258.6
29	RJC	46	BARRA 46-230	2	67.9	.0	67.9
30	RJC	47	BARRA 47-230	2	146.3	.0	146.3
31	RJC	48	BARRA 42-230	2	191.5	.0	191.5
32	RJC	50	BARRA 50-161	2	52.2	.0	52.2
33	RJC	52	BARRA 52-230	2	162.2	.0	162.2
34	RJC	78	BARRA 78-138	2	46.8	.0	46.8
35	RJC	53	BARRA 53-230	2	3.2	.0	3.2
36	RJC	54	BARRA 54-230	2	208.3	.0	208.3
37	GER	51	BARRA 51-GER	1	89.0	.0	89.0

SOMA DOS MODULOS DOS DESVIOS DE GERACAO: 75.72

Tab. 3

VALOR DA FUNCAO OBJETIVO: 151.45

MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Emergência LT 500kV 19-33

Capacidade LT 500kV 22-33 1500 MVA

RESTRICOES ATENDIDAS NO LIMITE

X-----X-----X-----X

RESTRICAO

NUM. IDENT LIMITE UNID

X-----X-----X-----X

0 23/ 24 500 MVA

NUMERO DE LINEARIZACOES PARA OBTENCAO DA SOLUCAO:

1

DESPACHO FINAL DE GERACAO

X-----X-----X-----X-----X

CONT	BARRA	PRI	GER/RJC
NUM. TIPO NUM.	NOME	ATI	(MW)

X-----X-----X-----X-----X

1	GER	58	BARRA 58-GER	1	1800.0
2	GER	2	BARRA 2-GER	1	400.0
3	GER	59	BARRA 59-GER	1	1000.0
4	GER	8	BARRA 8-GER	1	1400.0
5	RJC	90	BARRA 90-138	2	192.9
6	GER	57	BARRA 57-GER	1	922.8
7	GER	60	BARRA 60-GER	1	230.0
8	GER	56	BARRA 56-GER	1	900.0
9	GER	16	BARRA 16-GER	1	322.0
10	GER	17	BARRA 17-GER	1	800.0
11	GER	18	BARRA 18-GER	1	300.0
12	GER	20	BARRA 20-GER	1	397.0
13	RJC	83	BARRA 83-138	2	13.4
14	RJC	85	BARRA 85-138	2	135.1
15	RJC	84	BARRA 84-138	2	188.7
16	GER	26	BARRA 26-GER	1	331.0
17	RJC	86	BARRA 86-138	2	109.6
18	RJC	87	BARRA 87-138	2	156.2
19	RJC	89	BARRA 89-138	2	3.6
20	RJC	88	BARRA 88-138	2	237.7
21	RJC	30	BARRA 30-138	2	602.7
22	RJC	76	BARRA 76-138	2	509.3
23	RJC	77	BARRA 77-138	2	242.5
24	RJC	80	BARRA 80-138	2	283.1
25	RJC	79	BARRA 79-138	2	195.1
26	RJC	81	BARRA 81-138	2	195.7
27	RJC	32	BARRA 32-138	2	323.5
28	RJC	44	BARRA 44-138	2	258.6
29	RJC	46	BARRA 46-230	2	67.9
30	RJC	47	BARRA 47-230	2	146.3
31	RJC	48	BARRA 42-230	2	191.5
32	RJC	50	BARRA 50-161	2	52.2
33	RJC	52	BARRA 52-230	2	162.2
34	RJC	78	BARRA 78-138	2	46.8
35	RJC	53	BARRA 53-230	2	3.2
36	RJC	54	BARRA 54-230	2	208.3
37	GER	51	BARRA 51-GER	1	89.0

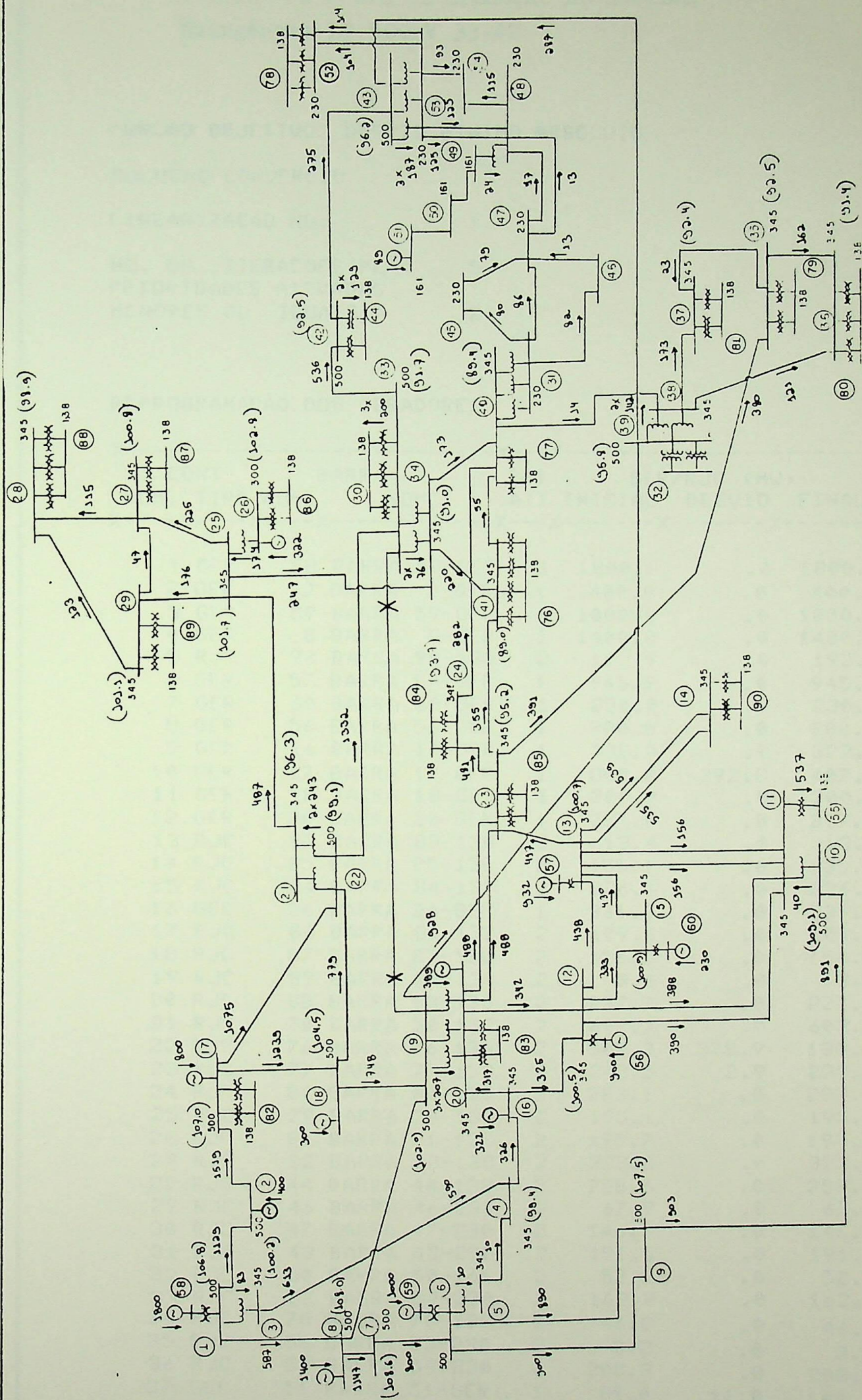


Fig. 12

MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA
 Emergência LT 500kV 19-33 Capacidade LT 500kV 22-33 1500MVA

MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Emergência LT 500kV 33-42

FUNCAO OBJETIVO: DESVIO MINIMO ABSOLUTO

SOLUCAO CONVERGIU

LINEARIZACAO NO. : 1

NO. DE ITERACOES PL : 5

PRIORIDADES ATIVADAS

MENORES OU IGUAIS A : 2

REPROGRAMACAO DOS GERADORES

CONT		BARRA		PRJ	GER/RJC (MW)		
NUM.	TIPO	NUM.	NOME	ATI	INICIAL	DESVIO	FINAL
1	GER	58	BARRA 58-GER	1	1800.0	.0	1800.0
2	GER	2	BARRA 2-GER	1	400.0	.0	400.0
3	GER	59	BARRA 59-GER	1	1000.0	.0	1000.0
4	GER	8	BARRA 8-GER	1	1400.0	.0	1400.0
5	RJC	90	BARRA 90-138	2	192.9	.0	192.9
6	GER	57	BARRA 57-GER	1	945.9	.0	945.9
7	GER	60	BARRA 60-GER	1	230.0	.0	230.0
8	GER	56	BARRA 56-GER	1	900.0	.0	900.0
9	GER	16	BARRA 16-GER	1	322.0	.0	322.0
10	GER	17	BARRA 17-GER	1	800.0	-392.8	407.2
11	GER	18	BARRA 18-GER	1	300.0	.0	300.0
12	GER	20	BARRA 20-GER	1	397.0	.0	397.0
13	RJC	83	BARRA 83-138	2	13.4	.0	13.4
14	RJC	85	BARRA 85-138	2	135.1	.0	135.1
15	RJC	84	BARRA 84-138	2	226.6	.0	226.6
16	GER	26	BARRA 26-GER	1	331.0	.0	331.0
17	RJC	86	BARRA 86-138	2	109.6	.0	109.6
18	RJC	87	BARRA 87-138	2	156.2	.0	156.2
19	RJC	89	BARRA 89-138	2	3.6	.0	3.6
20	RJC	88	BARRA 88-138	2	237.7	.0	237.7
21	RJC	30	BARRA 30-138	2	602.7	.0	602.7
22	RJC	76	BARRA 76-138	2	509.3	378.9	130.4
23	RJC	77	BARRA 77-138	2	242.5	2.9	239.6
24	RJC	80	BARRA 80-138	2	283.1	.0	283.1
25	RJC	79	BARRA 79-138	2	195.1	.0	195.1
26	RJC	81	BARRA 81-138	2	195.7	.0	195.7
27	RJC	32	BARRA 32-138	2	323.5	.0	323.5
28	RJC	44	BARRA 44-138	2	258.6	.0	258.6
29	RJC	46	BARRA 46-230	2	67.9	.0	67.9
30	RJC	47	BARRA 47-230	2	146.3	.0	146.3
31	RJC	48	BARRA 42-230	2	191.5	.0	191.5
32	RJC	50	BARRA 50-161	2	52.2	.0	52.2
33	RJC	52	BARRA 52-230	2	162.2	.0	162.2
34	RJC	78	BARRA 78-138	2	46.8	.0	46.8
35	RJC	53	BARRA 53-230	2	3.2	.0	3.2
36	RJC	54	BARRA 54-230	2	208.3	.0	208.3
37	GER	51	BARRA 51-GER	1	89.0	11.0	100.0

SOMA DOS MODULOS DOS DESVIOS DE GERACAO: 785.60

VALOR DA FUNCAO OBJETIVO: 1548.20

Tab. 5

Emergência LT 500kV 33-42

RESTRICOES ATENDIDAS NO LIMITE

X-----X-----X-----X

RESTRICAO

NUM. IDENT LIMITE UNID

X-----X-----X-----X

0	41/	40	500 MVA
0	33/	34	400 MVA

NUMERO DE LINEARIZACOES PARA OBTENCAO DA SOLUCAO:

1

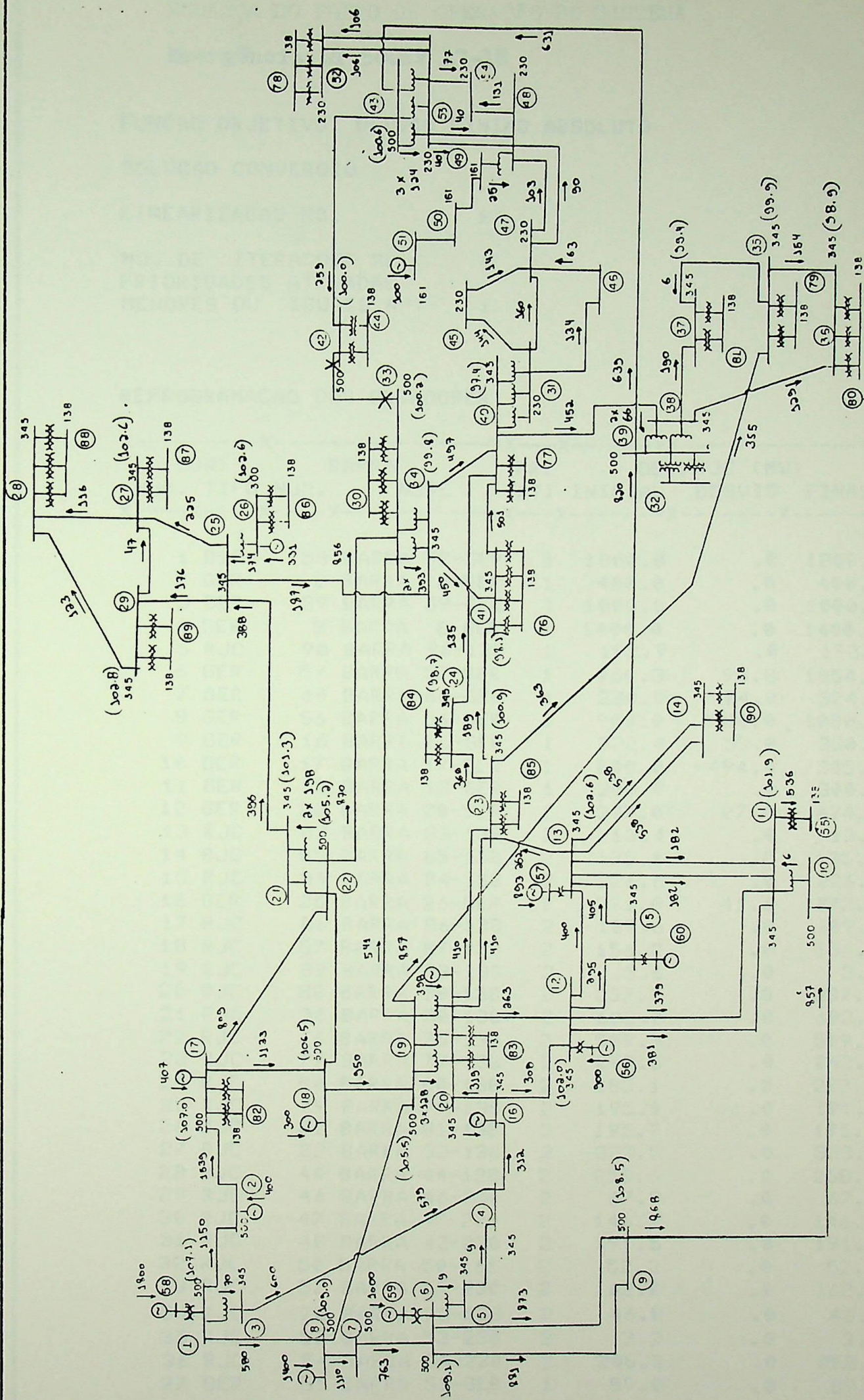
DESPACHO FINAL DE GERACAO

X-----X-----X-----X-----X

CONT	BARRA	PRI	GER/RJC
NUM. TIPO NUM.	NOME	ATI	(MW)

X-----X-----X-----X-----X

1	GER	58	BARRA 58-GER	1	1800.0
2	GER	2	BARRA 2-GER	1	400.0
3	GER	59	BARRA 59-GER	1	1000.0
4	GER	8	BARRA 8-GER	1	1400.0
5	RJC	90	BARRA 90-138	2	192.9
6	GER	57	BARRA 57-GER	1	893.3
7	GER	60	BARRA 60-GER	1	230.0
8	GER	56	BARRA 56-GER	1	900.0
9	GER	16	BARRA 16-GER	1	322.0
10	GER	17	BARRA 17-GER	1	407.2
11	GER	18	BARRA 18-GER	1	300.0
12	GER	20	BARRA 20-GER	1	397.0
13	RJC	83	BARRA 83-138	2	13.4
14	RJC	85	BARRA 85-138	2	135.1
15	RJC	84	BARRA 84-138	2	226.6
16	GER	26	BARRA 26-GER	1	331.0
17	RJC	86	BARRA 86-138	2	109.6
18	RJC	87	BARRA 87-138	2	156.2
19	RJC	89	BARRA 89-138	2	3.6
20	RJC	88	BARRA 88-138	2	237.7
21	RJC	30	BARRA 30-138	2	602.7
22	RJC	76	BARRA 76-138	2	130.4
23	RJC	77	BARRA 77-138	2	239.6
24	RJC	80	BARRA 80-138	2	283.1
25	RJC	79	BARRA 79-138	2	195.1
26	RJC	81	BARRA 81-138	2	195.7
27	RJC	32	BARRA 32-138	2	323.5
28	RJC	44	BARRA 44-138	2	258.6
29	RJC	46	BARRA 46-230	2	67.9
30	RJC	47	BARRA 47-230	2	146.3
31	RJC	48	BARRA 42-230	2	191.5
32	RJC	50	BARRA 50-161	2	52.2
33	RJC	52	BARRA 52-230	2	162.2
34	RJC	78	BARRA 78-138	2	46.8
35	RJC	53	BARRA 53-230	2	3.2
36	RJC	54	BARRA 54-230	2	208.3
37	GER	51	BARRA 51-GER	1	100.0



MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA
Emergência LT 500kV 33-42

MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Emergência LT 500kV 17-18

FUNCAO OBJETIVO: DESVIO MINIMO ABSOLUTO

SOLUCAO CONVERGIU

LINEARIZACAO NO. : 1

NO. DE ITERACOES PL : 4

PRIORIDADES ATIVADAS

MENORES OU IGUAIS A : 1

REPROGRAMACAO DOS GERADORES

CONT		BARRA		PRI	GER/RJC (MW)		
NUM.	TIPO	NUM.	NOME	ATI	INICIAL	DESVIO	FINAL
1	GER	58	BARRA 58-GER	1	1800.0	.0	1800.0
2	GER	2	BARRA 2-GER	1	400.0	.0	400.0
3	GER	59	BARRA 59-GER	1	1000.0	.0	1000.0
4	GER	8	BARRA 8-GER	1	1400.0	.0	1400.0
5	RJC	90	BARRA 90-138	2	192.9	.0	192.9
6	GER	57	BARRA 57-GER	1	960.3	93.8	1054.0
7	GER	60	BARRA 60-GER	1	230.0	94.0	324.0
8	GER	56	BARRA 56-GER	1	900.0	180.0	1080.0
9	GER	16	BARRA 16-GER	1	322.0	58.0	380.0
10	GER	17	BARRA 17-GER	1	800.0	-494.4	305.6
11	GER	18	BARRA 18-GER	1	300.0	.0	300.0
12	GER	20	BARRA 20-GER	1	397.0	27.0	424.0
13	RJC	83	BARRA 83-138	2	13.4	.0	13.4
14	RJC	85	BARRA 85-138	2	135.1	.0	135.1
15	RJC	84	BARRA 84-138	2	226.6	.0	226.6
16	GER	26	BARRA 26-GER	1	331.0	41.6	372.6
17	RJC	86	BARRA 86-138	2	109.6	.0	109.6
18	RJC	87	BARRA 87-138	2	156.2	.0	156.2
19	RJC	89	BARRA 89-138	2	3.6	.0	3.6
20	RJC	88	BARRA 88-138	2	237.7	.0	237.7
21	RJC	30	BARRA 30-138	2	602.7	.0	602.7
22	RJC	76	BARRA 76-138	2	509.3	.0	509.3
23	RJC	77	BARRA 77-138	2	242.5	.0	242.5
24	RJC	80	BARRA 80-138	2	283.1	.0	283.1
25	RJC	79	BARRA 79-138	2	195.1	.0	195.1
26	RJC	81	BARRA 81-138	2	195.7	.0	195.7
27	RJC	32	BARRA 32-138	2	323.5	.0	323.5
28	RJC	44	BARRA 44-138	2	258.6	.0	258.6
29	RJC	46	BARRA 46-230	2	67.9	.0	67.9
30	RJC	47	BARRA 47-230	2	146.3	.0	146.3
31	RJC	48	BARRA 42-230	2	191.5	.0	191.5
32	RJC	50	BARRA 50-161	2	52.2	.0	52.2
33	RJC	52	BARRA 52-230	2	162.2	.0	162.2
34	RJC	78	BARRA 78-138	2	46.8	.0	46.8
35	RJC	53	BARRA 53-230	2	3.2	.0	3.2
36	RJC	54	BARRA 54-230	2	208.3	.0	208.3
37	GER	51	BARRA 51-GER	1	89.0	.0	89.0

SOMA DOS MODULOS DOS DESVIOS DE GERACAO:

988.76

VALOR DA FUNCAO OBJETIVO:

988.76

Tab. 7

MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Emergência LT 500kV 17-18

RESTRICOES ATENDIDAS NO LIMITE

X-----X-----X-----X

RESTRICAO

NUM. IDENT LIMITE UNID

X-----X-----X-----X

0	17/	22	1500 MVA
0	3/	4	700 MVA

NUMERO DE LINEARIZACOES PARA OBTENCAO DA SOLUCAO:

1

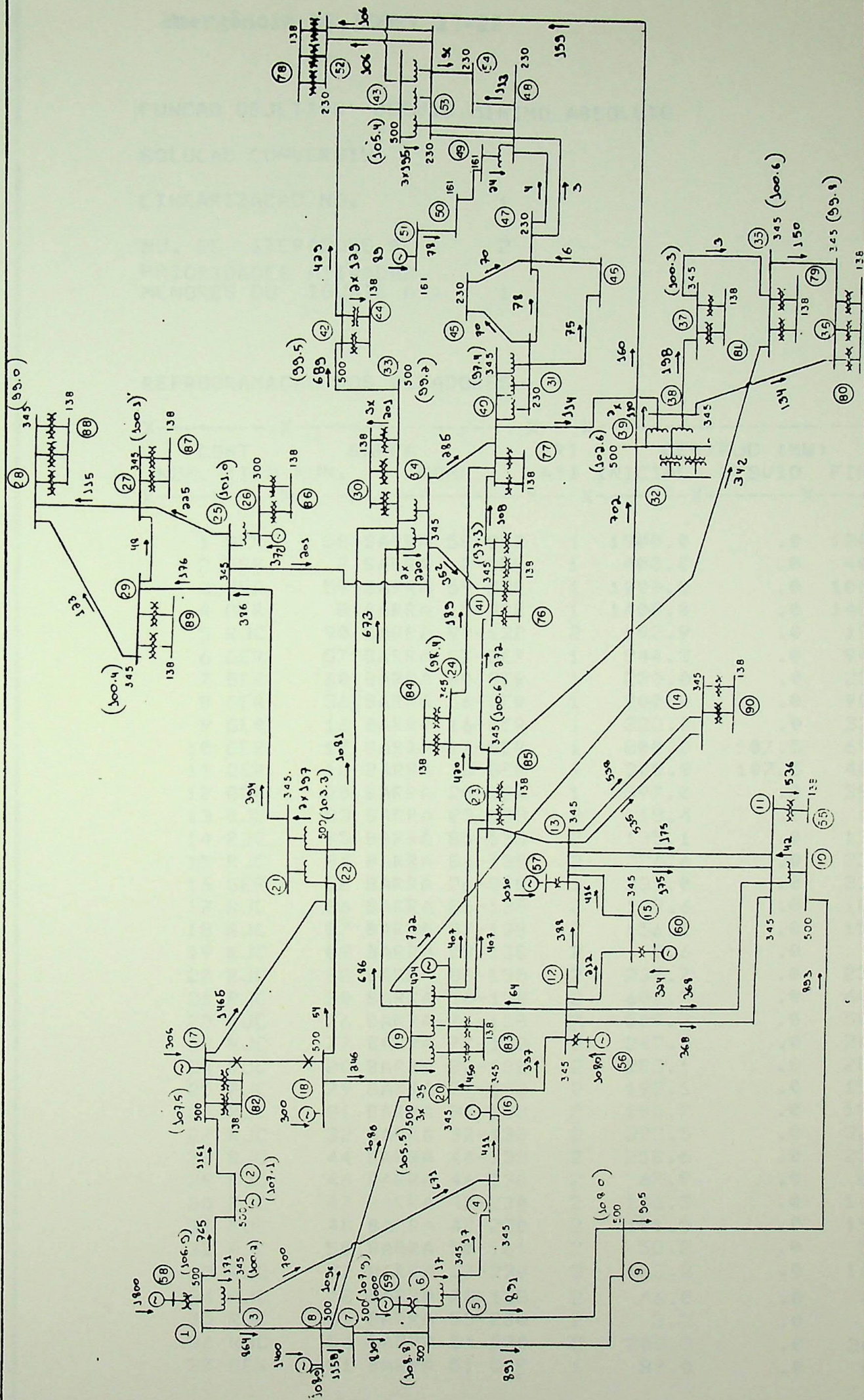
DESPACHO FINAL DE GERACAO

X-----X-----X-----X-----X-----X

CONT	BARRA	PRI	GER/RJC
NUM. TIPO NUM.	NOME	ATI	(MW)

X-----X-----X-----X-----X-----X

1	GER	58 BARRA	58-GER	1	1800.0
2	GER	2 BARRA	2-GER	1	400.0
3	GER	59 BARRA	59-GER	1	1000.0
4	GER	8 BARRA	8-GER	1	1400.0
5	RJC	90 BARRA	90-138	2	192.9
6	GER	57 BARRA	57-GER	1	1008.9
7	GER	60 BARRA	60-GER	1	324.0
8	GER	56 BARRA	56-GER	1	1080.0
9	GER	16 BARRA	16-GER	1	380.0
10	GER	17 BARRA	17-GER	1	305.6
11	GER	18 BARRA	18-GER	1	300.0
12	GER	20 BARRA	20-GER	1	424.0
13	RJC	83 BARRA	83-138	2	13.4
14	RJC	85 BARRA	85-138	2	135.1
15	RJC	84 BARRA	84-138	2	226.6
16	GER	26 BARRA	26-GER	1	372.6
17	RJC	86 BARRA	86-138	2	109.6
18	RJC	87 BARRA	87-138	2	156.2
19	RJC	89 BARRA	89-138	2	3.6
20	RJC	88 BARRA	88-138	2	237.7
21	RJC	30 BARRA	30-138	2	602.7
22	RJC	76 BARRA	76-138	2	509.3
23	RJC	77 BARRA	77-138	2	242.5
24	RJC	80 BARRA	80-138	2	283.1
25	RJC	79 BARRA	79-138	2	195.1
26	RJC	81 BARRA	81-138	2	195.7
27	RJC	32 BARRA	32-138	2	323.5
28	RJC	44 BARRA	44-138	2	258.6
29	RJC	46 BARRA	46-230	2	67.9
30	RJC	47 BARRA	47-230	2	146.3
31	RJC	48 BARRA	42-230	2	191.5
32	RJC	50 BARRA	50-161	2	52.2
33	RJC	52 BARRA	52-230	2	162.2
34	RJC	78 BARRA	78-138	2	46.8
35	RJC	53 BARRA	53-230	2	3.2
36	RJC	54 BARRA	54-230	2	208.3
37	GER	51 BARRA	51-GER	1	89.0



MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA
Emergência LT 500kV 17-18

MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Emergência LT 500kV 17-22

FUNCAO OBJETIVO: DESVIO MINIMO ABSOLUTO

SOLUCAO CONVERGIU

LINEARIZACAO NO. : 1

NO. DE ITERACOES PL : 2

PRIORIDADES ATIVADAS

MENORES OU IGUAIS A : 1

REPROGRAMACAO DOS GERADORES

CONT		BARRA		PRI	GER/RJC (MW)		
NUM.	TIPO	NUM.	NOME	ATI	INICIAL	DESVIO	FINAL
1	GER	58	BARRA 58-GER	1	1800.0	.0	1800.0
2	GER	2	BARRA 2-GER	1	400.0	.0	400.0
3	GER	59	BARRA 59-GER	1	1000.0	.0	1000.0
4	GER	8	BARRA 8-GER	1	1400.0	.0	1400.0
5	RJC	90	BARRA 90-138	2	192.9	.0	192.9
6	GER	57	BARRA 57-GER	1	944.3	.0	944.3
7	GER	60	BARRA 60-GER	1	230.0	.0	230.0
8	GER	56	BARRA 56-GER	1	900.0	.0	900.0
9	GER	16	BARRA 16-GER	1	322.0	.0	322.0
10	GER	17	BARRA 17-GER	1	800.0	-107.5	692.5
11	GER	18	BARRA 18-GER	1	300.0	107.5	407.5
12	GER	20	BARRA 20-GER	1	397.0	.0	397.0
13	RJC	83	BARRA 83-138	2	13.4	.0	13.4
14	RJC	85	BARRA 85-138	2	135.1	.0	135.1
15	RJC	84	BARRA 84-138	2	226.6	.0	226.6
16	GER	26	BARRA 26-GER	1	331.0	.0	331.0
17	RJC	86	BARRA 86-138	2	109.6	.0	109.6
18	RJC	87	BARRA 87-138	2	156.2	.0	156.2
19	RJC	89	BARRA 89-138	2	3.6	.0	3.6
20	RJC	88	BARRA 88-138	2	237.7	.0	237.7
21	RJC	30	BARRA 30-138	2	602.7	.0	602.7
22	RJC	76	BARRA 76-138	2	509.3	.0	509.3
23	RJC	77	BARRA 77-138	2	242.5	.0	242.5
24	RJC	80	BARRA 80-138	2	283.1	.0	283.1
25	RJC	79	BARRA 79-138	2	195.1	.0	195.1
26	RJC	81	BARRA 81-138	2	195.7	.0	195.7
27	RJC	32	BARRA 32-138	2	323.5	.0	323.5
28	RJC	44	BARRA 44-138	2	258.6	.0	258.6
29	RJC	46	BARRA 46-230	2	67.9	.0	67.9
30	RJC	47	BARRA 47-230	2	146.3	.0	146.3
31	RJC	48	BARRA 42-230	2	191.5	.0	191.5
32	RJC	50	BARRA 50-161	2	52.2	.0	52.2
33	RJC	52	BARRA 52-230	2	162.2	.0	162.2
34	RJC	78	BARRA 78-138	2	46.8	.0	46.8
35	RJC	53	BARRA 53-230	2	3.2	.0	3.2
36	RJC	54	BARRA 54-230	2	208.3	.0	208.3
37	GER	51	BARRA 51-GER	1	89.0	.0	89.0

SOMA DOS MODULOS DOS DESVIOS DE GERACAO:

215.10

Tab. 9

VALOR DA FUNCAO OBJETIVO:

215.10

Emergência LT 500kV 17-22

RESTRICOES ATENDIDAS NO LIMITE

X-----X-----X-----X
 RESTRICAO
 NUM. IDENT LIMITE UNID
 X-----X-----X-----X

0 17/ 18 2000 MVA

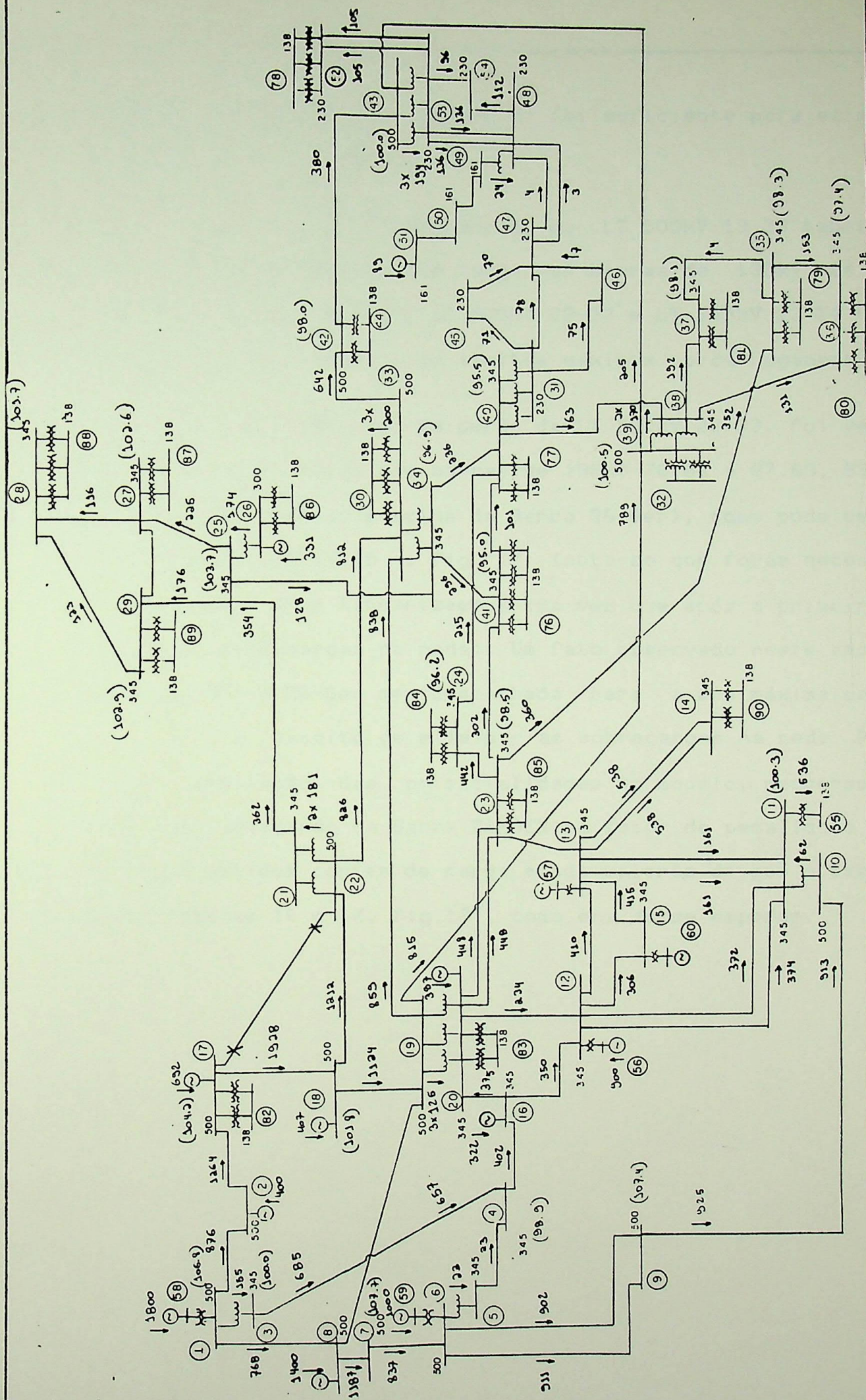
NUMERO DE LINEARIZACOES PARA OBTENCAO DA SOLUCAO:

1

DESPACHO FINAL DE GERACAO

X-----X-----X-----X-----X
 CONT BARRA PRI GER/RJC
 NUM. TIPO NUM. NOME ATI (MW)
 X-----X-----X-----X-----X

1	GER	58	BARRA	58-GER	1	1800.0
2	GER	2	BARRA	2-GER	1	400.0
3	GER	59	BARRA	59-GER	1	1000.0
4	GER	8	BARRA	8-GER	1	1400.0
5	RJC	90	BARRA	90-138	2	192.9
6	GER	57	BARRA	57-GER	1	941.6
7	GER	60	BARRA	60-GER	1	230.0
8	GER	56	BARRA	56-GER	1	900.0
9	GER	16	BARRA	16-GER	1	322.0
10	GER	17	BARRA	17-GER	1	692.5
11	GER	18	BARRA	18-GER	1	407.5
12	GER	20	BARRA	20-GER	1	397.0
13	RJC	83	BARRA	83-138	2	13.4
14	RJC	85	BARRA	85-138	2	135.1
15	RJC	84	BARRA	84-138	2	226.6
16	GER	26	BARRA	26-GER	1	331.0
17	RJC	86	BARRA	86-138	2	109.6
18	RJC	87	BARRA	87-138	2	156.2
19	RJC	89	BARRA	89-138	2	3.6
20	RJC	88	BARRA	88-138	2	237.7
21	RJC	30	BARRA	30-138	2	602.7
22	RJC	76	BARRA	76-138	2	509.3
23	RJC	77	BARRA	77-138	2	242.5
24	RJC	80	BARRA	80-138	2	283.1
25	RJC	79	BARRA	79-138	2	195.1
26	RJC	81	BARRA	81-138	2	195.7
27	RJC	32	BARRA	32-138	2	323.5
28	RJC	44	BARRA	44-138	2	258.6
29	RJC	46	BARRA	46-230	2	67.9
30	RJC	47	BARRA	47-230	2	146.3
31	RJC	48	BARRA	42-230	2	191.5
32	RJC	50	BARRA	50-161	2	52.2
33	RJC	52	BARRA	52-230	2	162.2
34	RJC	78	BARRA	78-138	2	46.8
35	RJC	53	BARRA	53-230	2	3.2
36	RJC	54	BARRA	54-230	2	208.3
37	GER	51	BARRA	51-GER	1	89.0



MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA
Emergência LT 500kV 17-22

despacho de geração (prioridade 1) foi suficiente para eliminar as sobrecargas do sistema.

Na contingência da LT 500kV 19-39 tabelas 11 e 12, fig.16, houve corte de carga nas barras de 138kV 84 e 30, ocasionado pelo fato das LT 500kV 22-33 e LT 345kV 23-24 terem atingido os seus respectivos limites máximos de carregamento.

No caso da perda da LT 500kV 22-33, foi verificado um corte de carga nas barras de 138kV 76,84 e 87,88, 89 (estas três últimas situadas acima da Barra 26-Ger), como pode ser visto nas tabelas 13,14,15 e fig. 17 (nota-se que foram necessárias, neste caso, duas linearizações uma vez que após a primeira ainda existiam sobrecargas na rede). Um fato observado neste caso foi o da usina Barra 26-Ger ser despachada para a sua máxima capacidade com o intuito de eliminar as sobrecargas na rede. Para uma melhor avaliação das potencialidades do modelo, processou-se um novo caso aplicando na Barra 26-GER um fator de penalidade igual a 3. Foram obtidos cortes de carga ainda maiores do que o caso anterior (tabelas 16 e 17. fig.18), como era de se esperar.

MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Emergência LT 500kV 19-39

FUNCAO OBJETIVO: DESVIO MINIMO ABSOLUTO

SOLUCAO CONVERGIU

LINEARIZACAO NO. : 1

NO. DE ITERACOES PL : 4

PRIORIDADES ATIVADAS

MENORES OU IGUAIS A : 2

REPROGRAMACAO DOS GERADORES

CONT		BARRA		PRI	GER/RJC (MW)		
NUM.	TIPO	NUM.	NOME	ATI	INICIAL	DESVIO	FINAL
1	GER	58	BARRA 58-GER	1	1800.0	.0	1800.0
2	GER	2	BARRA 2-GER	1	400.0	.0	400.0
3	GER	59	BARRA 59-GER	1	1000.0	.0	1000.0
4	GER	8	BARRA 8-GER	1	1400.0	.0	1400.0
5	RJC	90	BARRA 90-138	2	192.9	.0	192.9
6	GER	57	BARRA 57-GER	1	988.6	.0	988.6
7	GER	60	BARRA 60-GER	1	230.0	.0	230.0
8	GER	56	BARRA 56-GER	1	900.0	.0	900.0
9	GER	16	BARRA 16-GER	1	322.0	.0	322.0
10	GER	17	BARRA 17-GER	1	800.0	-243.4	556.6
11	GER	18	BARRA 18-GER	1	300.0	.0	300.0
12	GER	20	BARRA 20-GER	1	397.0	.0	397.0
13	RJC	83	BARRA 83-138	2	13.4	.0	13.4
14	RJC	85	BARRA 85-138	2	135.1	.0	135.1
15	RJC	84	BARRA 84-138	2	226.6	61.2	165.4
16	GER	26	BARRA 26-GER	1	331.0	.0	331.0
17	RJC	86	BARRA 86-138	2	109.6	.0	109.6
18	RJC	87	BARRA 87-138	2	156.2	.0	156.2
19	RJC	89	BARRA 89-138	2	3.6	.0	3.6
20	RJC	88	BARRA 88-138	2	237.7	.0	237.7
21	RJC	30	BARRA 30-138	2	602.7	171.3	431.4
22	RJC	76	BARRA 76-138	2	509.3	.0	509.3
23	RJC	77	BARRA 77-138	2	242.5	.0	242.5
24	RJC	80	BARRA 80-138	2	283.1	.0	283.1
25	RJC	79	BARRA 79-138	2	195.1	.0	195.1
26	RJC	81	BARRA 81-138	2	195.7	.0	195.7
27	RJC	32	BARRA 32-138	2	323.5	.0	323.5
28	RJC	44	BARRA 44-138	2	258.6	.0	258.6
29	RJC	46	BARRA 46-230	2	67.9	.0	67.9
30	RJC	47	BARRA 47-230	2	146.3	.0	146.3
31	RJC	48	BARRA 48-230	2	191.5	.0	191.5
32	RJC	50	BARRA 50-161	2	52.2	.0	52.2
33	RJC	52	BARRA 52-230	2	162.2	.0	162.2
34	RJC	78	BARRA 78-138	2	46.8	.0	46.8
35	RJC	53	BARRA 53-230	2	3.2	.0	3.2
36	RJC	54	BARRA 54-230	2	208.3	.0	208.3
37	GER	51	BARRA 51-GER	1	89.0	11.0	100.0

SOMA DOS MODULOS DOS DESVIOS DE GERACAO:

486.88

Tab. 11

VALOR DA FUNCAO OBJETIVO:

951.77

Emergência LT 500kV 19-39

RESTRICOES ATENDIDAS NO LIMITE

X-----X-----X-----X

RESTRICAO

NUM. IDENT LIMITE UNID

X-----X-----X-----X

0 22/ 33 1200 MVA

0 23/ 24 500 MVA

NUMERO DE LINEARIZACOES PARA OBTENCAO DA SOLUCAO:

1

DESPACHO FINAL DE GERACAO

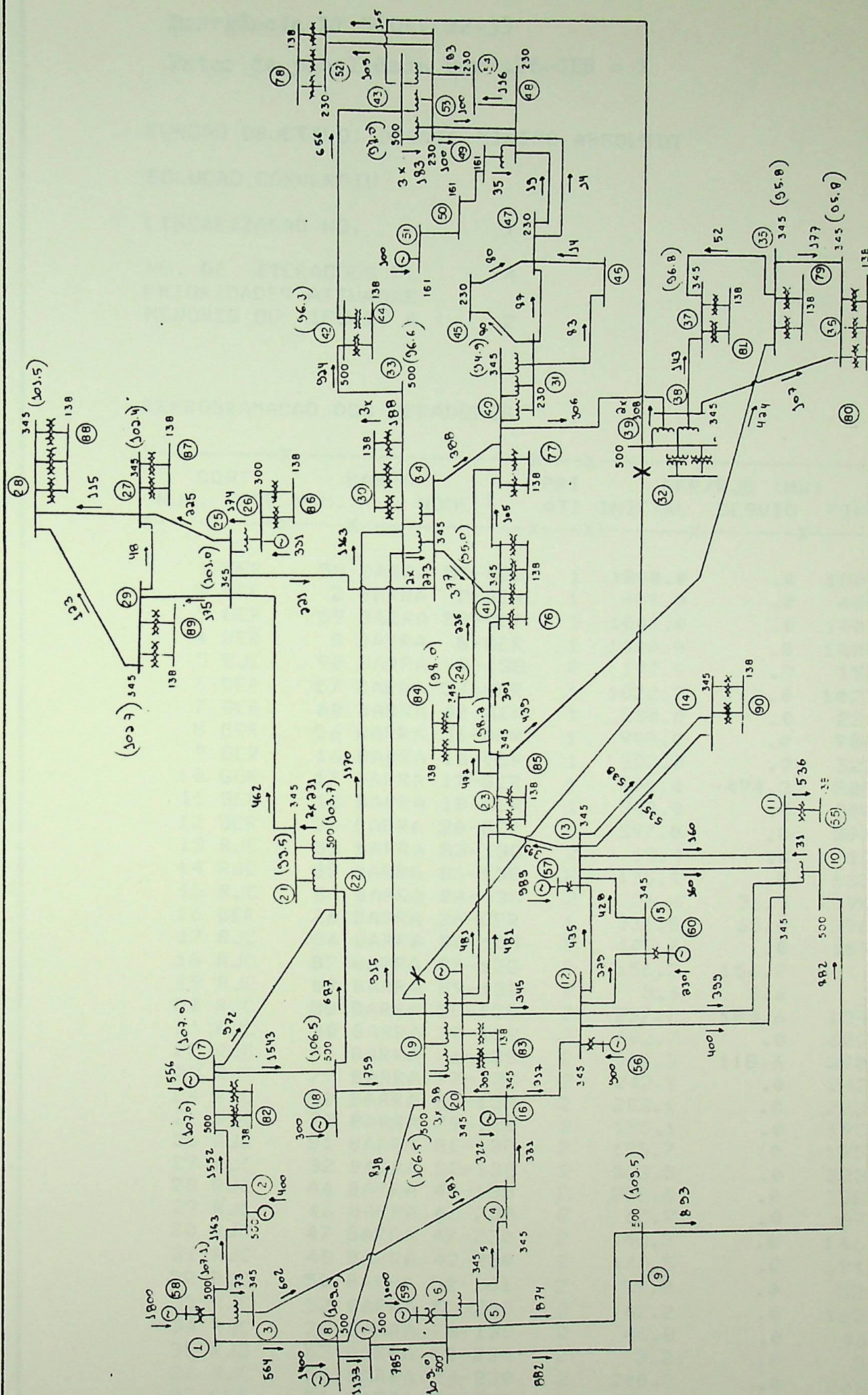
X-----X-----X-----X-----X-----X

CONT BARRA PRI GER/RJC

NUM. TIPO NUM. NOME ATI (MW)

X-----X-----X-----X-----X-----X

1	GER	58	BARRA	58-GER	1	1800.0
2	GER	2	BARRA	2-GER	1	400.0
3	GER	59	BARRA	59-GER	1	1000.0
4	GER	8	BARRA	8-GER	1	1400.0
5	RJC	90	BARRA	90-138	2	192.9
6	GER	57	BARRA	57-GER	1	942.0
7	GER	60	BARRA	60-GER	1	230.0
8	GER	56	BARRA	56-GER	1	900.0
9	GER	16	BARRA	16-GER	1	322.0
10	GER	17	BARRA	17-GER	1	556.6
11	GER	18	BARRA	18-GER	1	300.0
12	GER	20	BARRA	20-GER	1	397.0
13	RJC	83	BARRA	83-138	2	13.4
14	RJC	85	BARRA	85-138	2	135.1
15	RJC	84	BARRA	84-138	2	165.4
16	GER	26	BARRA	26-GER	1	331.0
17	RJC	86	BARRA	86-138	2	109.6
18	RJC	87	BARRA	87-138	2	156.2
19	RJC	89	BARRA	89-138	2	3.6
20	RJC	88	BARRA	88-138	2	237.7
21	RJC	30	BARRA	30-138	2	431.4
22	RJC	76	BARRA	76-138	2	509.3
23	RJC	77	BARRA	77-138	2	242.5
24	RJC	80	BARRA	80-138	2	283.1
25	RJC	79	BARRA	79-138	2	195.1
26	RJC	81	BARRA	81-138	2	195.7
27	RJC	32	BARRA	32-138	2	323.5
28	RJC	44	BARRA	44-138	2	258.6
29	RJC	46	BARRA	46-230	2	67.9
30	RJC	47	BARRA	47-230	2	146.3
31	RJC	48	BARRA	42-230	2	191.5
32	RJC	50	BARRA	50-161	2	52.2
33	RJC	52	BARRA	52-230	2	162.2
34	RJC	78	BARRA	78-138	2	46.8
35	RJC	53	BARRA	53-230	2	3.2
36	RJC	54	BARRA	54-230	2	208.3
37	GER	51	BARRA	51-GER	1	100.0



MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA
Emergência LT 500kV 19-39

MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Emergência LT 500kV 22-33

Fator de penalidade Barra26-GER = 1

FUNCAO OBJETIVO: DESVIO MINIMO ABSOLUTO

SOLUCAO CONVERGIU

LINEARIZACAO NO. : 1

NO. DE ITERACOES PL : 4

PRIORIDADES ATIVADAS

MENORES OU IGUAIS A : 2

REPROGRAMACAO DOS GERADORES

CONT		BARRA		PRI	GER/RJC (MW)		
NUM.	TIPO	NUM.	NOME	ATI	INICIAL	DESVIO	FINAL
1	GER	58	BARRA 58-GER	1	1800.0	.0	1800.0
2	GER	2	BARRA 2-GER	1	400.0	.0	400.0
3	GER	59	BARRA 59-GER	1	1000.0	.0	1000.0
4	GER	8	BARRA 8-GER	1	1400.0	.0	1400.0
5	RJC	90	BARRA 90-138	2	192.9	.0	192.9
6	GER	57	BARRA 57-GER	1	1022.2	.0	1022.2
7	GER	60	BARRA 60-GER	1	230.0	.0	230.0
8	GER	56	BARRA 56-GER	1	900.0	.0	900.0
9	GER	16	BARRA 16-GER	1	322.0	.0	322.0
10	GER	17	BARRA 17-GER	1	800.0	-494.3	305.7
11	GER	18	BARRA 18-GER	1	300.0	.0	300.0
12	GER	20	BARRA 20-GER	1	397.0	.0	397.0
13	RJC	83	BARRA 83-138	2	13.4	.0	13.4
14	RJC	85	BARRA 85-138	2	135.1	.0	135.1
15	RJC	84	BARRA 84-138	2	226.6	36.3	190.3
16	GER	26	BARRA 26-GER	1	331.0	65.0	396.0
17	RJC	86	BARRA 86-138	2	109.6	.0	109.6
18	RJC	87	BARRA 87-138	2	156.2	156.2	.0
19	RJC	89	BARRA 89-138	2	3.6	3.6	.0
20	RJC	88	BARRA 88-138	2	237.7	103.6	134.1
21	RJC	30	BARRA 30-138	2	602.7	.0	602.7
22	RJC	76	BARRA 76-138	2	509.3	118.6	390.7
23	RJC	77	BARRA 77-138	2	242.5	.0	242.5
24	RJC	80	BARRA 80-138	2	283.1	.0	283.1
25	RJC	79	BARRA 79-138	2	195.1	.0	195.1
26	RJC	81	BARRA 81-138	2	195.7	.0	195.7
27	RJC	32	BARRA 32-138	2	323.5	.0	323.5
28	RJC	44	BARRA 44-138	2	258.6	.0	258.6
29	RJC	46	BARRA 46-230	2	67.9	.0	67.9
30	RJC	47	BARRA 47-230	2	146.3	.0	146.3
31	RJC	48	BARRA 42-230	2	191.5	.0	191.5
32	RJC	50	BARRA 50-161	2	52.2	.0	52.2
33	RJC	52	BARRA 52-230	2	162.2	.0	162.2
34	RJC	78	BARRA 78-138	2	46.8	.0	46.8
35	RJC	53	BARRA 53-230	2	3.2	.0	3.2
36	RJC	54	BARRA 54-230	2	208.3	.0	208.3
37	GER	51	BARRA 51-GER	1	89.0	11.0	100.0

SOMA DOS MODULOS DOS DESVIOS DE GERACAO: 988.62

VALOR DA FUNCAO OBJETIVO: 1825.24

Tab. 13

MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Emergência LT 500kV 22-33

Fator de penalidade Barra26-GER = 1

FUNCAO OBJETIVO: DESVIO MINIMO ABSOLUTO

SOLUCAO CONVERGIU

LINEARIZACAO NO. : 2

NO. DE ITERACOES PL : 6

PRIORIDADES ATIVADAS

MENORES OU IGUAIS A : 2

REPROGRAMACAO DOS GERADORES

CONT		BARRA		PRI	GER/RJC (MW)		
NUM.	TIPO	NUM.	NOME	ATI	INICIAL	DESVIO	FINAL
1	GER	58	BARRA 58-GER	1	1800.0	.0	1800.0
2	GER	2	BARRA 2-GER	1	400.0	.0	400.0
3	GER	59	BARRA 59-GER	1	1000.0	.0	1000.0
4	GER	8	BARRA 8-GER	1	1400.0	.0	1400.0
5	RJC	90	BARRA 90-138	2	192.9	.0	192.9
6	GER	57	BARRA 57-GER	1	937.7	266.9	1204.6
7	GER	60	BARRA 60-GER	1	230.0	.0	230.0
8	GER	56	BARRA 56-GER	1	900.0	.0	900.0
9	GER	16	BARRA 16-GER	1	322.0	.0	322.0
10	GER	17	BARRA 17-GER	1	305.7	-149.2	156.5
11	GER	18	BARRA 18-GER	1	300.0	.0	300.0
12	GER	20	BARRA 20-GER	1	397.0	.0	397.0
13	RJC	83	BARRA 83-138	2	13.4	.0	13.4
14	RJC	85	BARRA 85-138	2	135.1	.0	135.1
15	RJC	84	BARRA 84-138	2	190.3	-36.3	226.6
16	GER	26	BARRA 26-GER	1	396.0	.0	396.0
17	RJC	86	BARRA 86-138	2	109.6	.0	109.6
18	RJC	87	BARRA 87-138	2	.0	.0	.0
19	RJC	89	BARRA 89-138	2	.0	.0	.0
20	RJC	88	BARRA 88-138	2	134.1	-100.9	235.0
21	RJC	30	BARRA 30-138	2	602.7	.0	602.7
22	RJC	76	BARRA 76-138	2	390.7	19.5	371.2
23	RJC	77	BARRA 77-138	2	242.5	.0	242.5
24	RJC	80	BARRA 80-138	2	283.1	.0	283.1
25	RJC	79	BARRA 79-138	2	195.1	.0	195.1
26	RJC	81	BARRA 81-138	2	195.7	.0	195.7
27	RJC	32	BARRA 32-138	2	323.5	.0	323.5
28	RJC	44	BARRA 44-138	2	258.6	.0	258.6
29	RJC	46	BARRA 46-230	2	67.9	.0	67.9
30	RJC	47	BARRA 47-230	2	146.3	.0	146.3
31	RJC	48	BARRA 42-230	2	191.5	.0	191.5
32	RJC	50	BARRA 50-161	2	52.2	.0	52.2
33	RJC	52	BARRA 52-230	2	162.2	.0	162.2
34	RJC	78	BARRA 78-138	2	46.8	.0	46.8
35	RJC	53	BARRA 53-230	2	3.2	.0	3.2
36	RJC	54	BARRA 54-230	2	208.3	.0	208.3
37	GER	51	BARRA 51-GER	1	100.0	.0	100.0

SOMA DOS MODULOS DOS DESVIOS DE GERACAO:

572.63

VALOR DA FUNCAO OBJETIVO:

1802.45

Tab. 14

MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Emergência LT 500kV 22-33

Fator de penalidade Barra26-GER = 1

RESTRICOES ATENDIDAS NO LIMITE

X-----X-----X-----X

RESTRICAO

NUM. IDENT LIMITE UNID

X-----X-----X-----X

0	21/	25	500 MVA
0	25/	34	500 MVA
0	23/	24	500 MVA

NUMERO DE LINEARIZACOES PARA OBTENCAO DA SOLUCAO: 2

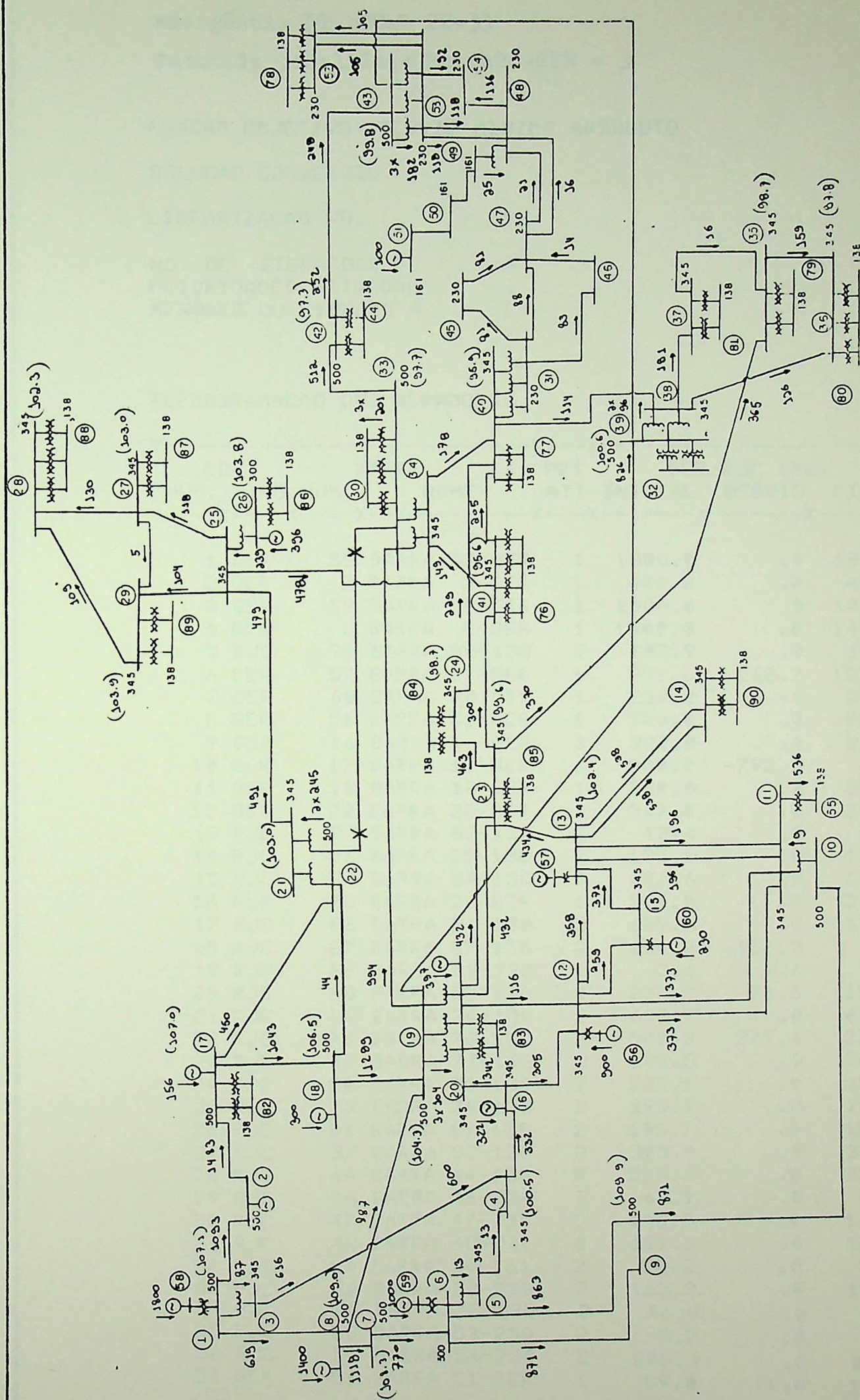
DESPACHO FINAL DE GERACAO

X-----X-----X-----X-----X

CONT	BARRA	PRI	GER/RJC
NUM. TIPO NUM.	NOME	ATI	(MW)

X-----X-----X-----X-----X

1	GER	58	BARRA 58-GER	1	1800.0
2	GER	2	BARRA 2-GER	1	400.0
3	GER	59	BARRA 59-GER	1	1000.0
4	GER	8	BARRA 8-GER	1	1400.0
5	RJC	90	BARRA 90-138	2	192.9
6	GER	57	BARRA 57-GER	1	1192.2
7	GER	60	BARRA 60-GER	1	230.0
8	GER	56	BARRA 56-GER	1	900.0
9	GER	16	BARRA 16-GER	1	322.0
10	GER	17	BARRA 17-GER	1	156.5
11	GER	18	BARRA 18-GER	1	300.0
12	GER	20	BARRA 20-GER	1	397.0
13	RJC	83	BARRA 83-138	2	13.4
14	RJC	85	BARRA 85-138	2	135.1
15	RJC	84	BARRA 84-138	2	226.6
16	GER	26	BARRA 26-GER	1	396.0
17	RJC	86	BARRA 86-138	2	109.6
18	RJC	87	BARRA 87-138	2	.0
19	RJC	89	BARRA 89-138	2	.0
20	RJC	88	BARRA 88-138	2	235.0
21	RJC	30	BARRA 30-138	2	602.7
22	RJC	76	BARRA 76-138	2	371.2
23	RJC	77	BARRA 77-138	2	242.5
24	RJC	80	BARRA 80-138	2	283.1
25	RJC	79	BARRA 79-138	2	195.1
26	RJC	81	BARRA 81-138	2	195.7
27	RJC	32	BARRA 32-138	2	323.5
28	RJC	44	BARRA 44-138	2	258.6
29	RJC	46	BARRA 46-230	2	67.9
30	RJC	47	BARRA 47-230	2	146.3
31	RJC	48	BARRA 42-230	2	191.5
32	RJC	50	BARRA 50-161	2	52.2
33	RJC	52	BARRA 52-230	2	162.2
34	RJC	78	BARRA 78-138	2	46.8
35	RJC	53	BARRA 53-230	2	3.2
36	RJC	54	BARRA 54-230	2	208.3
37	GER	51	BARRA 51-GER	1	100.0



MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA
Emergência LT 500kV 22-33 Fator de penalidade Barra26-GER = 1

Fig. 17

MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Emergência LT 500kV 22-33

Fator de penalidade Barra26-GER = 3

FUNCAO OBJETIVO: DESVIO MINIMO ABSOLUTO

SOLUCAO CONVERGIU

LINEARIZACAO NO. : 1

NO. DE ITERACOES PL : 6

PRIORIDADES ATIVADAS

MENORES OU IGUAIS A : 2

REPROGRAMACAO DOS GERADORES

CONT		BARRA		PRI	GER/RJC (MW)		
NUM.	TIPO	NUM.	NOME	ATI	INICIAL	DESVIO	FINAL
1	GER	58	BARRA 58-GER	1	1800.0	.0	1800.0
2	GER	2	BARRA 2-GER	1	400.0	.0	400.0
3	GER	59	BARRA 59-GER	1	1000.0	.0	1000.0
4	GER	8	BARRA 8-GER	1	1400.0	.0	1400.0
5	RJC	90	BARRA 90-138	2	192.9	.0	192.9
6	GER	57	BARRA 57-GER	1	989.6	263.7	1253.3
7	GER	60	BARRA 60-GER	1	230.0	.0	230.0
8	GER	56	BARRA 56-GER	1	900.0	.0	900.0
9	GER	16	BARRA 16-GER	1	322.0	.0	322.0
10	GER	17	BARRA 17-GER	1	800.0	-792.5	7.5
11	GER	18	BARRA 18-GER	1	300.0	.0	300.0
12	GER	20	BARRA 20-GER	1	397.0	.0	397.0
13	RJC	83	BARRA 83-138	2	13.4	.0	13.4
14	RJC	85	BARRA 85-138	2	135.1	.0	135.1
15	RJC	84	BARRA 84-138	2	226.6	.0	226.6
16	GER	26	BARRA 26-GER	1	331.0	.0	331.0
17	RJC	86	BARRA 86-138	2	109.6	.0	109.6
18	RJC	87	BARRA 87-138	2	156.2	156.2	.0
19	RJC	89	BARRA 89-138	2	3.6	3.6	.0
20	RJC	88	BARRA 88-138	2	237.7	78.6	159.1
21	RJC	30	BARRA 30-138	2	602.7	.0	602.7
22	RJC	76	BARRA 76-138	2	509.3	279.4	229.9
23	RJC	77	BARRA 77-138	2	242.5	.0	242.5
24	RJC	80	BARRA 80-138	2	283.1	.0	283.1
25	RJC	79	BARRA 79-138	2	195.1	.0	195.1
26	RJC	81	BARRA 81-138	2	195.7	.0	195.7
27	RJC	32	BARRA 32-138	2	323.5	.0	323.5
28	RJC	44	BARRA 44-138	2	258.6	.0	258.6
29	RJC	46	BARRA 46-230	2	67.9	.0	67.9
30	RJC	47	BARRA 47-230	2	146.3	.0	146.3
31	RJC	48	BARRA 42-230	2	191.5	.0	191.5
32	RJC	50	BARRA 50-161	2	52.2	.0	52.2
33	RJC	52	BARRA 52-230	2	162.2	.0	162.2
34	RJC	78	BARRA 78-138	2	46.8	.0	46.8
35	RJC	53	BARRA 53-230	2	3.2	.0	3.2
36	RJC	54	BARRA 54-230	2	208.3	.0	208.3
37	GER	51	BARRA 51-GER	1	89.0	11.0	100.0

SOMA DOS MODULOS DOS DESVIOS DE GERACAO:

1584.96

VALOR DA FUNCAO OBJETIVO:

2620.58

Tab.1

MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Emergência LT 500kV 22-33

Fator de penalidade Barra26-GER = 3

RESTRICOES ATENDIDAS NO LIMITE

X-----X-----X-----X

RESTRICAO

NUM. IDENT LIMITE UNID

X-----X-----X-----X

0	21/	25	500 MVA
0	25/	34	500 MVA
0	57/	13	1280 MVA

NUMERO DE LINEARIZACOES PARA OBTENCAO DA SOLUCAO:

1

DESPACHO FINAL DE GERACAO

X-----X-----X-----X-----X

CONT	BARRA	PRI	GER/RJC
NUM. TIPO NUM.	NOME	ATI	(MW)

X-----X-----X-----X-----X

1	GER	58	BARRA 58-GER	1	1800.0
2	GER	2	BARRA 2-GER	1	400.0
3	GER	59	BARRA 59-GER	1	1000.0
4	GER	8	BARRA 8-GER	1	1400.0
5	RJC	90	BARRA 90-138	2	192.9
6	GER	57	BARRA 57-GER	1	1161.9
7	GER	60	BARRA 60-GER	1	230.0
8	GER	56	BARRA 56-GER	1	900.0
9	GER	16	BARRA 16-GER	1	322.0
10	GER	17	BARRA 17-GER	1	7.5
11	GER	18	BARRA 18-GER	1	300.0
12	GER	20	BARRA 20-GER	1	397.0
13	RJC	83	BARRA 83-138	2	13.4
14	RJC	85	BARRA 85-138	2	135.1
15	RJC	84	BARRA 84-138	2	226.6
16	GER	26	BARRA 26-GER	1	331.0
17	RJC	86	BARRA 86-138	2	109.6
18	RJC	87	BARRA 87-138	2	.0
19	RJC	89	BARRA 89-138	2	.0
20	RJC	88	BARRA 88-138	2	159.1
21	RJC	30	BARRA 30-138	2	602.7
22	RJC	76	BARRA 76-138	2	229.9
23	RJC	77	BARRA 77-138	2	242.5
24	RJC	80	BARRA 80-138	2	283.1
25	RJC	79	BARRA 79-138	2	195.1
26	RJC	81	BARRA 81-138	2	195.7
27	RJC	32	BARRA 32-138	2	323.5
28	RJC	44	BARRA 44-138	2	258.6
29	RJC	46	BARRA 46-230	2	67.9
30	RJC	47	BARRA 47-230	2	146.3
31	RJC	48	BARRA 42-230	2	191.5
32	RJC	50	BARRA 50-161	2	52.2
33	RJC	52	BARRA 52-230	2	162.2
34	RJC	78	BARRA 78-138	2	46.8
35	RJC	53	BARRA 53-230	2	3.2
36	RJC	54	BARRA 54-230	2	208.3
37	GER	51	BARRA 51-GER	1	100.0

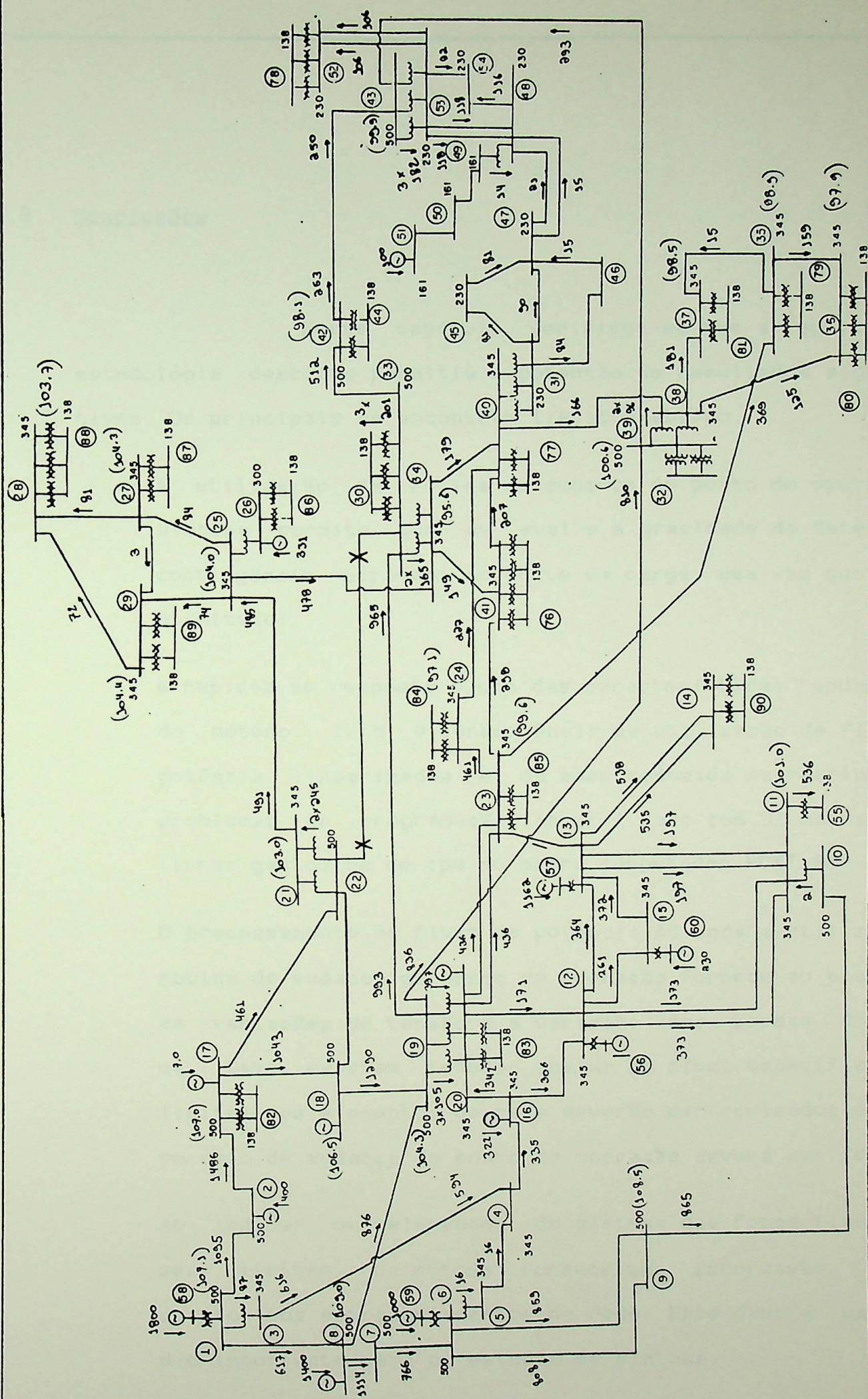


Fig. 18

MUDANÇA DO PONTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

Emergência LT 500kV 22-33 Fator de penalidade Barra26-GER = 3

3.8 Conclusões

Neste capítulo verificou-se que a aplicação da metodologia descrita permitiu a obtenção de resultados significativos. Os principais se encontram listados abaixo.

- A utilização da rotina de mudança do ponto de operação do sistema permite que se avalie a gravidade de determinada contingência através do corte de carga, uma vez que este é otimizado.
- A rapidez de resposta é uma das características fundamentais do método. Isto é consequência da utilização de fluxos de potência linearizados e da base reduzida na resolução dos problemas de programação linear (caso com 91 barras e 163 linhas gastou 5s de cpu no micro computador PCXT 640 kb).
- O processamento do fluxo de potência AC após a utilização da rotina de mudança do ponto de operação fornece ao planejador as variações de tensão e a variação das perdas do sistema. Caso existam tensões abaixo do nível especificado, os limites dos elementos da rede deverão ser revisados e um novo caso de mudança do ponto de operação deverá ser feito.
- Ao indicar os elementos do sistema que foram fixados nos seus limites, o método fornece uma informação valiosa quanto aos estrangulamentos da rede. Este dado é um subsídio importante para os estudos de síntese.

-
- Os resultados mostraram que o número de iterações do método é função do número de elementos fixados nos seus limites. Em casos reais esse número não é grande uma vez que a maioria das redes planejadas têm folga (no caso exemplo 2, o número máximo de elementos fixados foi igual a três).

Capítulo 4

UTILIZAÇÃO DA ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS

4. UTILIZAÇÃO DA ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS

4.1 Introdução

Um sistema de transmissão é constituído basicamente por um conjunto de nós ligados entre si por uma série de circuitos. Os nós são os pontos onde se tem geração, demanda ou ambos, ou nenhum (barras de passagem). Os circuitos são elementos que ligam os nós podendo ser linhas ou transformadores.

Existem várias maneiras de se dispor os circuitos a fim de se conectar estes nós, determinando a topologia da rede. Cabe portanto ao planejador fazer essas ligações da melhor forma possível, ou seja, de forma otimizada. Esta tarefa é, no entanto, muito difícil de se implementar, visto que pretende-se atender à demanda prevista nos diversos nós de forma confiável, dispondo de recursos financeiros escassos.

O crescimento das redes e o fechamento de malhas entre os vários nós, tornou o exercício de se planejar mais difícil ainda, viabilizando uma nova metodologia de síntese, mais eficiente que os métodos tradicionais disponíveis (fluxo de potência, estabilidade, curto circuito).

A nova metodologia visa permitir a identificação das adições mais atraentes, da forma mais precisa possível. Para esta ordenação o planejador deve valer-se de uma análise de sensibilidade, determinando a variação de um índice global de desem-

penho do sistema face à variação das capacidades de seus elementos.

No capítulo 3.0 deste trabalho, onde foi analisada as implicações da mudança do ponto de operação, foi mostrado que a melhor forma de medir a inadequabilidade de um sistema é através do levantamento do corte de carga, para que os critérios de planejamento sejam atendidos. Foi visto também que, para efeito de comparação entre sistemas, é conveniente empregar-se um critério único e otimizado para o corte de carga.

Todavia o índice MCC (Mínimo Corte de Carga) é inadequado quando se processam comparações entre adições capazes de eliminar sobrecargas na rede em análise, ou ainda quando se processam comparações entre alternativas de expansão onde não existem sobrecargas.

O índice MDG (Máxima Demanda Garantida) vem suprir tal deficiência, já que determina a máxima carga que o sistema pode atender sem contar com sobrecargas em seus elementos. Este índice mede o grau de adequabilidade do sistema em estudo.

Desta forma, para se definir algoritmos de ordenação, o planejador pode valer-se da análise de sensibilidade comparando a variação do índice global de desempenho (MCC ou MDG) em relação a variações incrementais das capacidades dos elementos (benefício marginal). Com a finalidade de se testar critérios de expansão baseados em índices de benefício/custo, podem também fazer-se ordenações para a expansão do sistema utilizando os índices MCC/custo e MDG/custo.

A economia a ser obtida pode ser levantada pela

diferença entre os investimentos necessários à expansão do sistema, utilizando-se as ferramentas tradicionais de planejamento, e aquelas obtidas através do método aqui proposto.

Assim, o objetivo desta parte do trabalho é utilizar a análise de sensibilidade para definir algoritmos de ordenação das melhores adições à rede estudada. Neste sentido serão comparados os custos de expansão da rede, obtidos com e sem despacho de geração, considerando-se os índices de benefício: MCC e MDG. A mesma análise será estendida ao modelo de ordenação que utiliza os índices de benefício/custo : MCC/custo e MDG/custo.

4.2 Índices de Desempenho de um Sistema.

4.2.1 MCC (Mínimo Corte de Carga)

Se numa determinada rede existir algum elemento (linha ou transformador) em sobrecarga são necessárias algumas medidas operativas que podem ser ou a mudança do ponto de operação ou corte de carga.

O MCC representa a mínima carga a ser cortada para que sejam eliminadas todas as sobrecargas da rede. Para se calcular o MCC é necessário resolver um problema de programação linear com a seguinte formulação [22]:

$$\text{Min } z = \sum_{i=1}^n r_i \quad (4.1)$$

$$B' \theta + P + r = d \quad (4.2)$$

$$0 \leq P_i \leq \bar{P}_i \quad (4.3)$$

$$0 \leq r_i \leq d_i \quad (4.4)$$

$$|s \theta| \leq \psi \quad (4.5)$$

onde :

r_i - é um gerador fictício que corresponde a um corte de carga na barra i , a ser minimizado.

n - é um número de barras da rede.

B' - é a matriz susceptância ($N \times N$)

θ - é o vetor de ângulos nodais ($N \times 1$)

P - é o vetor de gerações ($N \times 1$)

- r - é o vetor de geradores fictícios
- d - é o vetor correspondente as cargas da rede ($N \times 1$)
- s - matriz incidência
- $\bar{\psi}$ - máxima diferença angular no ramo

A equação (4.2) representa a primeira lei de Kirchhoff (lei dos nós) : "a soma algébrica dos fluxos que chegam ou partem de um nó é igual a injeção líquida (geração menos a carga) neste nó". Deve ser ressaltado que nesta equação também foi considerado um gerador fictício r para cada barra da rede.

A restrição (4.3) limita a geração em cada barra no seu limite máximo $\bar{P}_i$.

A restrição (4.4) estabelece que o valor máximo de variação da geração fictícia (corte de carga) é o valor da carga própria na barra.

A restrição (4.5) limita o fluxo em cada circuito à sua capacidade máxima. Nota-se que essa restrição é expressa em termos de diferença angular, assim:

$$| P_{km} | \leq \bar{P}_{km}$$

$$k = 1, 2, \dots, N$$

$$m \in \Omega_k$$

Ω_k - conjunto de barras ligadas à barra k .

$$P_{km} = (\theta_k - \theta_m) \gamma_{km}$$

$$\theta_k - \theta_m = \frac{P_{km}}{\gamma_{km}} = \psi_{km}$$

$\bar{\psi}_{km}$ é a máxima diferença angular no ramo $k - m$

$$| \theta_k - \theta_m | \leq \bar{\psi}_{km}$$

resultando : $| s \theta | \leq \bar{\psi}$ onde s é a matriz incidência

4.2.2 MDG (Máxima Demanda Garantida)

O índice de máxima demanda garantida determina a carga máxima atendida por um sistema sem que nenhum dos seus elementos esteja em sobrecarga. Como foi dito na introdução deste capítulo, este índice serve para comparar sistemas sem sobrecargas, forçando os mesmos ao seu limite máximo. Ao contrário do MCC, este índice mede a adequabilidade de sistemas de transmissão podendo ser expresso pelo seguinte problema de programação linear [22]:

$$\text{Max } w = \delta \quad (4.6)$$

$$B' \theta + p = \lambda \delta \quad (4.7)$$

$$0 < p_i < \bar{p}_i \quad (4.8)$$

$$| s \theta | < \bar{\psi} \quad (4.9)$$

onde :

δ - é um escalar que representa a demanda global atendida

λ - é um vetor ($N \times 1$) contendo o fator de participação de cada barra na demanda total

A equação (4.7) representa a primeira lei de Kirchhoff. As restrições (4.8) e (4.9) são análogas às (4.3) e (4.5) do modelo MCC.

4.3 Cálculo dos Índices de Desempenho

4.3.1 MCC

Pelas expressões (4.1) a (4.5), pode-se constatar que o mínimo corte de carga r corresponde a um gerador fictício nas barras de carga, cuja capacidade máxima de geração equivale ao valor da carga instalada na barra. Assim, o algoritmo de mudança do ponto de operação poderá ser aplicado na busca deste índice já que a função objetivo do mesmo é de minimizar o corte de carga. Neste caso, o custo das gerações reais existentes será considerado nulo e das fictícias (cortes de carga) unitário, conforme já visto.

Para se conseguir o mesmo índice no caso de não se permitir a mudança do ponto de operação, basta modificar as restrições de limite de geração (4.3) colocando os pontos de operação dos geradores iguais aos seus limites máximos.

4.3.2 MDG

Para se obter este índice devem ser feitas algumas adaptações no algoritmo de mudança do ponto de operação [22].

Em primeiro lugar define-se um ponto de operação inicial para a rede, P^0 :

$$P^0 = P \quad (4.10)$$

Faz-se a demanda total igual ao somatório de todas as gerações da rede. Assim fica correspondendo à máxima demanda garantida (MDG) desta mesma rede:

$$\delta = \sum_{i=1}^N P_i \quad (4.11)$$

Deverão ser modificadas as equações de balanço de potência e as restrições de limite e de capacidade máxima nos elementos da rede quando se introduzir um gerador fictício nas barras de carga. Esse gerador fictício irá aumentar de valor em cada barra de acordo com o fator de participação da barra de carga na carga total, até que algum dos elementos da rede atinja o seu limite de carregamento máximo. A soma de todas as gerações (reais e fictícias) será a máxima demanda garantida da rede em estudo.

Assim, a equação de balanço de potência ficará:

$$A^b \Delta P + \Delta r = 0 \quad (4.12)$$

onde $A^b = [1 \ 1 \ 1 \ \dots \ 1]$ indicando que as variações de geração devem se cancelar, considerando inclusive as gerações fictícias (Δr).

Será introduzida uma restrição que limita a variação das gerações fictícias que não devem ultrapassar a máxima demanda de cada barra $\bar{\delta}$:

$$0 \leq \Delta r \leq \bar{\delta} \quad (4.13)$$

Foi visto no algoritmo de mudança do ponto de operação que as restrições de fluxo devem ser expressas considerando um fator de distribuição que relaciona as mudanças de fluxo na linha com as mudanças em cada uma das barras de geração controlável ($|A^{\phi}|_{km}$). Desta forma, estas equações devem ser refeitas de forma a levar em conta as gerações fictícias introduzidas:

$$\Delta \underline{P}_{km} \leq |A^{\phi}|_{km} \Delta P_i + \alpha_{km} \Delta r \leq \Delta \bar{P}_{km} \quad (4.14)$$

α_{km} - corresponde a um escalar que traduz a sensibilidade de variação do fluxo numa linha quando se variam as injeções fictícias r .

Deve ser observado também que variar a carga total r equivale a variar a geração de:

$$\Delta P = k \Delta r \quad (4.15)$$

k - visto em (4.7), é um vetor ($N \times 1$) contendo o fator de participação de cada barra na demanda total.

Conclui-se então que:

$$\alpha_{km} = |A^{\phi}|_{km} k \quad (4.16)$$

Ou seja, a sensibilidade de variação do fluxo numa linha para geradores fictícios depende da participação desses geradores com relação à carga total.

Todas as variações introduzidas nas restrições do modelo de mudança do ponto de operação foram feitas de forma a ser mantida a mesma função objetivo que no caso é minimizar o corte de carga:

$$\text{Min } z = r \quad (4.17)$$

Assim, para o cálculo de MDG:

$$\text{MDG} = \bar{\delta} - z^*$$

onde z^* é a solução ótima de (4.17)

4.4 Interpretação Econômica do Problema Dual

Com a finalidade de se ter uma visão mais clara da interpretação econômica dos modelos primal e dual, convém que os mesmos sejam reescritos:

Primal:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar } z &= \sum_{j=1}^n c_j x_j \\ \text{sujeito a: } &\sum_{j=1}^n A_{ij} x_j \geq b_i \\ &i = 1, 2, \dots, m \\ &x_j \geq 0 \\ &j = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \tag{4.18}$$

Dual:

$$\begin{aligned} \text{Maximizar } D &= \sum_{i=1}^m b_i \pi_i \\ \text{sujeito a: } &\sum_{i=1}^m A_{ij} \pi_i \leq 0 \\ &j = 1, 2, \dots, n \\ &\pi_i \geq 0 \\ &i = 1, 2, \dots, m \end{aligned} \tag{4.19}$$

Em (4.18) e (4.19), sabe-se que:

$$c_j = \frac{\text{custo}}{\text{unidade do produto } j}$$

$$A_{ij} = \frac{\text{unidade do recurso } i}{\text{unidade do recurso } j}$$

$$\pi_i = \frac{\text{custo}}{\text{unidade do recurso } i}$$

Na solução ótima, π_i^* representa a taxa na qual a função z^* aumenta de valor, se a quantidade disponível do recurso i for aumentada dentro de um certo limite. Esse limite é determinado pelo intervalo de b_i dentro do qual a base ótima não é mudada.

Na solução ótima temos:

$$z^* = \sum_{j=1}^n c_j x_j = \sum_{i=1}^m b_i \pi_i = D^* \quad (4.20)$$

Se determinado recurso k passar para $b'_k = b_k + 1$, desde que a base ótima permaneça a mesma, pode-se escrever:

$$z'^* = D'^* = \sum_{i=1}^m b_i \pi_i^* + \pi_k^* \quad (4.21)$$

$$\begin{aligned} \text{logo: } z' &= z + \pi_k^* \\ z' - z &= \pi_k^* \end{aligned} \quad (4.22)$$

Desta forma, de acordo com (4.22), pode-se dizer: "o valor da variável dual representa o aumento no valor da função objetivo primal quando se aumenta de uma unidade o valor de b (segundo membro da restrição primal) associada à variável dual em questão [23].

Os π_k^* , seriam os "custos marginais" dos recursos existentes no problema primal.

Pelo teorema das folgas complementares pode-se verificar que as soluções básicas dos problemas dual e primal se acham interligadas entre si, além de terem os mesmos valores da função objetivo no ponto ótimo.

Este teorema, demonstrado na ref. 23 tem seu nome devido ao fato das variáveis do primal estarem ligadas com as variáveis de folga do dual, e das variáveis de folga do primal estarem ligadas às variáveis do dual. Portanto, como se disse anteriormente, dada a solução ótima de um dos problemas é possível obter a solução ótima do outro problema. Conseqüentemente, ao se determinar a solução do problema primal são também determinados os custos marginais dos recursos existentes do mesmo problema.

Ao se acrescentar a variável de folga x_{n+1} na restrição i do primal, obtém-se:

$$\sum_{j=1}^n A_{ij} x_j - x_{n+1} = b_i$$

Procedendo da mesma forma para a restrição j do dual, acrescentando-se a variável de folga π_{m+j} , vem:

$$\sum_{j=1}^n A_{ij} \pi_j + \pi_{m+j} = c_j$$

No ótimo, estas restrições se transformam em:

$$\sum_{j=1}^n A_{ij} x_j^* - x_{n+1}^* = b_i \quad (4.23)$$

$$\sum_{j=1}^m A_{ij} \pi_j^* + \pi_{m+j}^* = c_j \quad (4.24)$$

Pode ser tirada as seguinte conclusão:

$$a \quad -\pi_i^* = 0 \text{ quando } x_{n+1}^* > 0$$

Por (4.23) se vê que quando $x_{n+1}^* > 0$, nem todo o recurso i está sendo consumido nas m atividades, havendo sobra do mesmo. Portanto, o custo marginal do recurso i é zero.

$$b \quad -\pi_i^* > 0 \text{ quando } x_{n+1}^* = 0$$

Quando todo o recurso i está sendo consumido, ou seja, a variável de folga $x_{n+1}^* = 0$ na solução ótima, o custo mar-

ginal π_i^* do recurso i é maior do que zero.

$$c - x_j^* = 0 \text{ quando } \pi_{m+j}^* > 0$$

Em (4.24) $\sum_{i=1}^m A_{ij} \pi_i^*$ representa o custo marginal da produção de uma unidade do produto j . Se $\pi_{m+j}^* > 0$, $\sum_{i=1}^m A_{ij} \pi_i^* > c_j$, esta atividade não será realizada, logo $x_j^* = 0$.

$$d - x_j^* > 0 \text{ quando } \pi_{m+j}^* = 0$$

Quando o custo marginal da produção de uma unidade do produto j é igual a c_j , já que $\pi_{m+j}^* = 0$ esta atividade deverá ser realizada, e $x_j^* > 0$.

A seguir será mostrada a importância da obtenção dos custos marginais para análise de sensibilidade dos índices globais de desempenho de uma rede.

4.5 Sensibilidade em Relação ao MCC

Um sistema geração/transmissão é composto basicamente de nós, aos quais se acham associados as injeções (geração, carga ou ambos), ligados entre si por vários elementos (linhas e transformadores). É possível desta forma representar um sistema de n componentes por um vetor $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ onde x_i é o estado do i -ésimo componente [22]. O estado para um nó de carga pode ser representado, por exemplo, pelo valor da carga ligada a esse nó. Para um nó de geração esse valor pode ser representado pelo valor da potência máxima de geração. Para as linhas de transmissão e transformadores o estado pode ser representado, respectivamente, pelas suas capacidades de transporte e suas admitâncias [22].

O que se deseja na análise de desempenho é verificar se o sistema, para um dado estado x , é capaz de atender a demanda associada, observando as restrições de carregamento dos seus elementos. O resultado desta análise pode ser expresso por uma função $\phi(x)$ que é a tradução de um índice de desempenho do sistema. Este índice poderia ser o MCC ou o MDG cuja metodologia de cálculo já foi apresentada nos itens 4.3.1 e 4.3.2.

O que se busca neste item é a análise da sensibilidade da função $\phi(x)$ com respeito às variações marginais de seus componentes [22].

$$IS_i = \partial \phi(x) / \partial x_i, \quad \forall i=1,2,\dots,n \quad (4.25)$$

onde : IS_i - índice de sensibilidade para o i -ésimo elemento

x_i - capacidade do i -ésimo elemento

Para o problema do MCC, conforme visto nos itens (4.1) a (4.5), tem-se:

$$\text{Min } z = \sum_{i=1}^n r_i \quad \begin{array}{l} \text{Variáveis} \\ \text{Duais} \end{array} \quad (4.26)$$

$$B' \theta + P + r = d \quad \pi_d \quad (4.27)$$

$$0 \geq -P_i \geq -\bar{P}_i \quad \pi_p \quad (4.28)$$

$$0 \geq -r_i \geq -d_i \quad \pi_r \quad (4.29)$$

$$-1 \leq \theta \leq 1 \geq -\bar{\psi} \quad \pi_\psi \quad (4.30)$$

onde π_d , π_p , π_r e π_ψ pelo item 4.4 são os custos marginais dos recursos apresentados no problema primal.

Para se poder tirar uma interpretação econômica mais precisa do problema de programação linear, aos moldes do item anterior, convém que o problema dual seja reescrito:

$$\text{Max} = \pi_d d - \pi_p \bar{P}_i - \pi_r d_i - \pi_\psi \bar{\psi} \quad (4.31)$$

variáveis
duais

$$\pi_d - \pi_r \leq e \quad r \quad (4.32)$$

$$\pi_d - \pi_p \leq 0 \quad p \quad (4.33)$$

$$\pi_d B - \pi_\psi s' = 0 \quad \theta \quad (4.34)$$

onde $e = |1 \ 1 \ \dots \ 1|$

Neste caso r, g e θ são os custos marginais dos recursos existentes no problema primal.

São feitas as seguintes interpretações econômicas :

a - Quando a variável de folga da restrição (4.33) for zero, ou seja, quando $P_i > 0$ tem-se:

$$\pi_d = \pi_p \quad (4.35)$$

Significando que para essa condição, o custo marginal da variação na capacidade de geração se iguala às variações da demanda.

b - Comparando-se a equação (4.23) com a restrição (4.28), se a geração está contida entre os limites superiores e inferiores, significa que para a inequação tornar-se uma equação é necessário uma variável de folga maior que zero: $x_{n+1} > 0$. Neste caso pela equação (4.23) vê-se que nem todo o recurso i está sendo consumido nas atividades, havendo sobra do mesmo. Este fato implica que o custo marginal do recurso i é zero. Para o caso da restrição (4.28), teremos $\pi_p = 0$ o que significa que existe sobra de geração, não havendo vantagem em aumentá-la.

c - Quando a variável de folga da restrição (4.32) for nula, quando $r > 0$, existe corte de carga:

$$\pi_d - \pi_r = 1 \quad (4.36)$$

d - Quando o corte de carga em determinada barra não for total, tem-se:

$$0 \leq r_i \leq d$$

Isto significa que para esta restrição a variável de folga é maior que zero, e que:

$$\pi_r = 0 \quad (4.37)$$

Comparando-se (4.35), (4.36) e (4.37), vem:

$$\pi_d = \pi_p = 1 \quad \text{para} \quad 0 < r < d \quad (4.38)$$

e - Quando na equação (4.29) ocorrer o caso de r esbarrar no limite superior, ou seja, $r = d$, o multiplicador π_r será, como já se viu anteriormente, maior que zero. A partir de (4.36) e (4.37), pode-se concluir que:

$$\pi_d = \pi_p > 1 \quad \text{para} \quad r = d \quad (4.39)$$

Isto significa que se a carga for inteiramente cortada o custo marginal da geração será maior que 1 e, portanto, superior ao custo marginal do corte de carga que é unitário.

4.5.1 Análise de Sensibilidade para Variação na Demanda

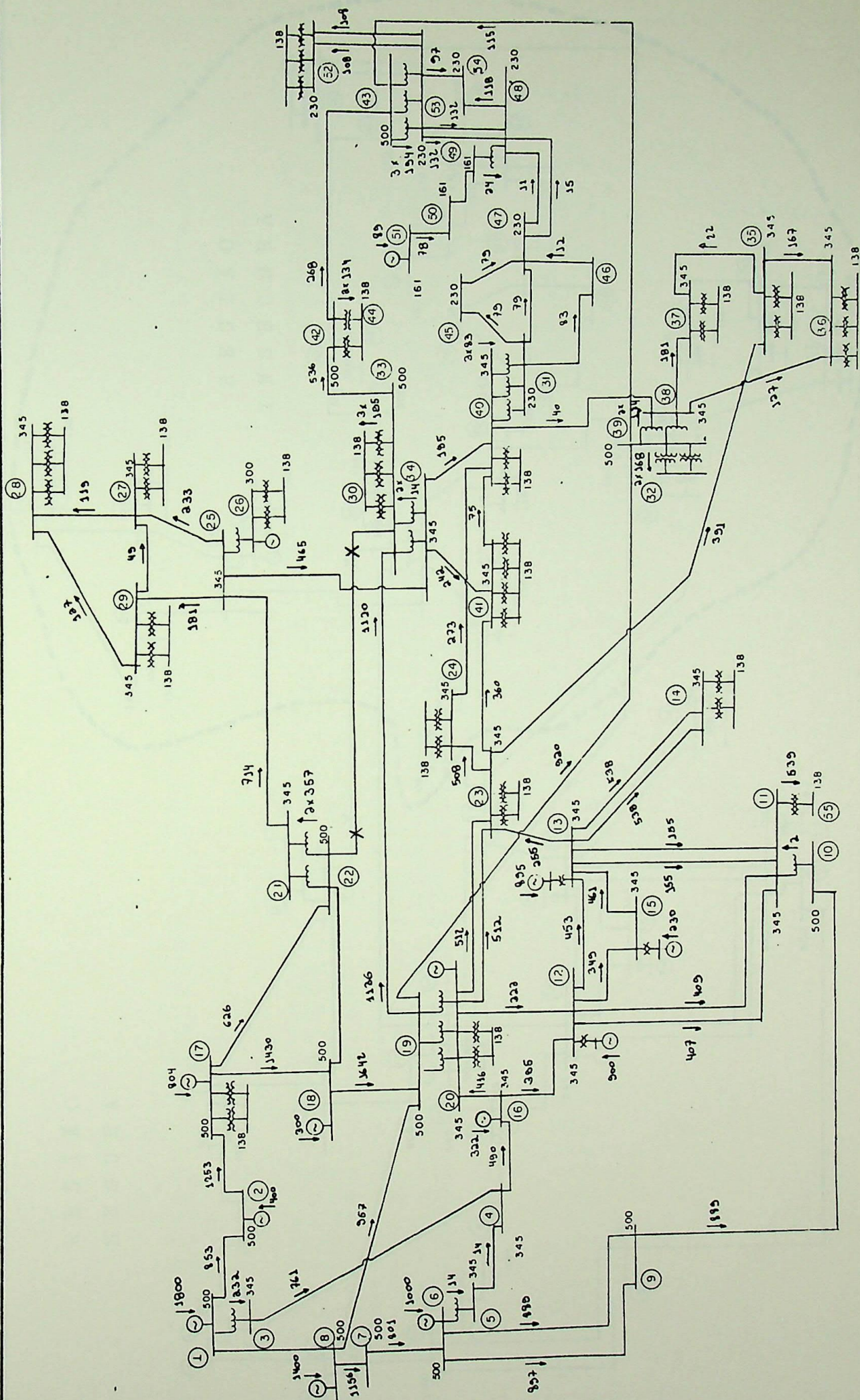
A variação marginal do corte de carga, na solução ótima devido a variações na demanda das barras, é dada por:

$$\pi_d(k) = \partial z^* / \partial d_k \quad (4.40)$$

Assim, para uma determinada rede, deverão ser analisados os valores de π_d para cada uma das barras. No item 4.5 verificou-se que $\pi_d = \pi_r$ para $0 < P < P$ e $0 < r < d$, assim, se uma determinada barra apresentar um valor elevado para π_d , isto significa que é atrativo alocar-se nesta barra uma geração, ou seja, esta barra pertence a uma região insegura da rede dada. Caso contrário, se π_d apresentar um valor pequeno, a barra pertence a uma região segura [22].

Um exercício de sensibilidade é apresentado a seguir usando a mesma rede utilizada na análise da mudança do ponto de operação (para adequá-la ao dimensionamento do programa de sensibilidade, a rede estudada no capítulo 3 foi reduzida a uma equivalente com 55 barras e 98 linhas). A figura 19 apresenta o fluxo de potência DC para o caso base, sem sobrecargas. Ao se retirar a LT 500kV 22 - 33, observa-se na fig 20 uma sobrecarga na LT 345kV 21 - 25, da ordem de 40% da sua capacidade de transporte. A figura 21 mostra as regiões seguras e inseguras da rede decorrente da retirada da LT 500kV 22 - 33. Foram consideradas como pertencentes à região segura todas as barras com $\pi_d < 0.1$ e como pertencentes à região insegura todas as barras com $\pi_d > 0.1$.

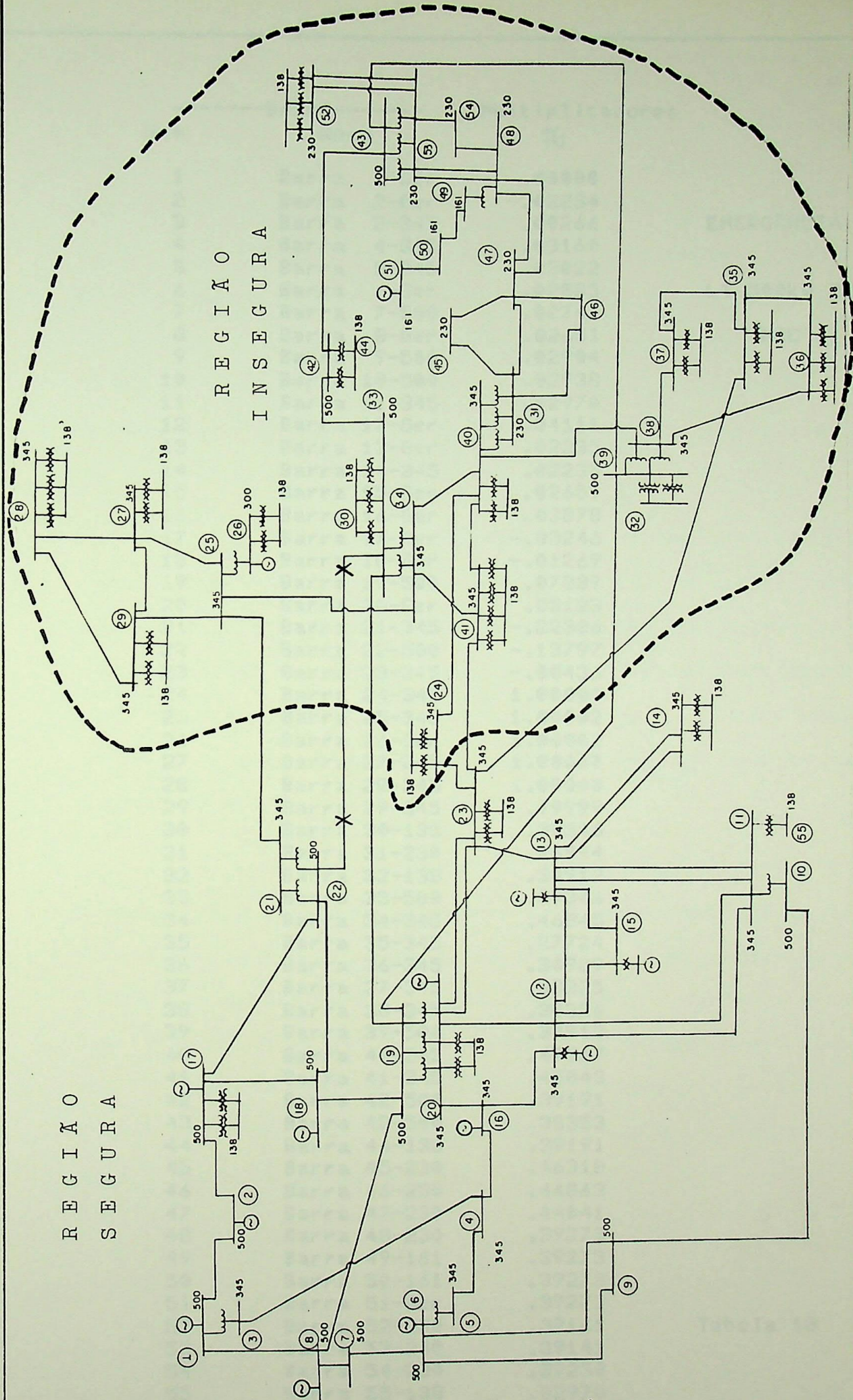
A tabela 18 apresenta os valores encontrados para todas as barras. Nota-se que a diferenciação entre barras pertencentes a região segura e insegura é bastante nítida, uma vez que as barras pertencentes a região segura têm π_d inferior a 0.02. As barras Barra 24-345, Barra 26-Ger, Barra 27-345, Barra 29-345, Barra 28-345 apresentaram um π_d bem superior ao das demais barras (bem próximo ou igual a 1). Isto significa que essas barras são as mais inseguras, apresentando uma atratividade maior do que as demais no tocante ao corte de carga ou ao reforço de geração.



Emergência da LT 500kV 22-33 Carga Total = 6600 MW Fluxo DC Fig. 20

REGIÃO
SEGURA

REGIÃO
INSEGURA



Determinação das regiões seguras e inseguras
Emergência da LT 500kV 22-33

Num	-----BARRA----- Nome	Multiplicadores π_d
1	Barra 1-Ger	.00000
2	Barra 2-Ger	-.02234
3	Barra 3-345	.00266
4	Barra 4-345	.03160
5	Barra 5-345	.03022
6	Barra 6-Ger	.02885
7	Barra 7-500	.02747
8	Barra 8-Ger	.02651
9	Barra 9-500	.02904
10	Barra 10-500	.02938
11	Barra 11-345	.02970
12	Barra 12-Ger	.04111
13	Barra 13-Ger	.02235
14	Barra 14-345	.02235
15	Barra 15-Ger	.02659
16	Barra 16-Ger	.03878
17	Barra 17-Ger	-.03246
18	Barra 18-Ger	-.01269
19	Barra 19-500	.07839
20	Barra 20-Ger	.05123
21	Barra 21-345	-.22306
22	Barra 22-500	-.13797
23	Barra 23-345	-.00436
24	Barra 24-345	1.00000
25	Barra 25-345	1.00002
26	Barra 26-Ger	1.00002
27	Barra 27-345	1.00000
28	Barra 28-345	1.00000
29	Barra 29-345	.99999
30	Barra 30-138	.39346
31	Barra 31-230	.46994
32	Barra 32-138	.34912
33	Barra 33-500	.39346
34	Barra 34-345	.46845
35	Barra 35-345	.27724
36	Barra 36-345	.30989
37	Barra 37-345	.33325
38	Barra 38-345	.38326
39	Barra 39-500	.34912
40	Barra 40-345	.47967
41	Barra 41-345	.45043
42	Barra 42-500	.39191
43	Barra 42-500	.38353
44	Barra 44-138	.39191
45	Barra 45-230	.46318
46	Barra 46-230	.44863
47	Barra 47-230	.44041
48	Barra 48-230	.39273
49	Barra 49-161	.39273
50	Barra 50-161	.39273
51	Barra 51-Ger	.39273
52	Barra 52-230	.39141
53	Barra 53-230	.39141
54	Barra 54-230	.39230
55	Barra 55-138	.02970

EMERGÊNCIA

LT 500kV 22-33

MCC

Tabela 18

Pode-se observar, também, na tabela 18 que as barras Barra 2-Ger, Barra 17-Ger, Barra 18-Ger, Barra 22-500, e a Barra 21-345, apresentam um π_d negativo. Para as barras de geração, como é o caso das barras 2, 17 e 18, este resultado significa que seria benéfica ao sistema uma diminuição da geração. Para as barras Barra 22-500 e Barra 21-345, que são barras de geração nula, este resultado equivale a dizer que seria benéfico ao sistema aumentar a carga nestas barras e com isso eliminar a sobrecarga na LT 345kV 21 - 25.

A tabela 19 apresenta o resultado da mudança do ponto de operação, que se sucedeu a análise de sensibilidade mencionada. Pela programação dos geradores pode-se notar que as barras de geração que apresentaram $\pi_d < 0$, tiveram sua geração reduzida a zero. As barras com π_d elevados ($\pi_d > 1$) apresentaram corte de carga: Barra 27-345, Barra 26-Ger (geração acima da sua capacidade máxima) e Barra 24-345.

A referência 22 apresenta um estudo detalhado tratando do problema da coerência de sistemas geração/transmissão, onde é abordada a situação de se encontrar nos estudos de sensibilidade multiplicadores π_d negativos. Nesta referência é comentado que a incoerência de certos sistemas de potência está relacionada com a segunda lei de Kirchhoff, que determina a distribuição dos fluxos na rede em função das admitâncias dos circuitos e não de seus limites de carregamento.

NUM GER	-----BARRA-----		FUN OBJ	-----GERACAO, MW-----		
	NUM	NOME		INICIAL	DESVIO	FINAL
1	1	Barra 1-Ger	100	1800.0	84.2	1884.2
2	2	Barra 2-Ger	100	400.0	-400.0	.0
3	3	Barra 3-345	100	529.0	.0	529.0
4	4	Barra 4-345	100	.0	.0	.0
5	5	Barra 5-345	100	.0	.0	.0
6	6	Barra 6-Ger	100	1000.0	488.0	1488.0
7	7	Barra 7-500	100	.0	.0	.0
8	8	Barra 8-Ger	100	1400.0	280.0	1680.0
9	9	Barra 9-500	100	.0	.0	.0
10	10	Barra 10-500	100	.0	.0	.0
11	11	Barra 11-345	100	.0	.0	.0
12	12	Barra 12-Ger	100	900.0	180.0	1080.0
13	13	Barra 13-Ger	100	853.6	.0	853.6
14	14	Barra 14-345	100	.0	.0	.0
15	15	Barra 15-Ger	100	230.0	94.0	324.0
16	16	Barra 16-Ger	100	322.0	58.0	380.0
17	17	Barra 17-Ger	100	804.0	-804.0	.0
18	18	Barra 18-Ger	100	300.0	-300.0	.0
19	19	Barra 19-500	100	.0	.0	.0
20	20	Barra 20-Ger	100	397.0	27.0	424.0
21	21	Barra 21-345	100	.0	.0	.0
22	22	Barra 22-500	100	.0	.0	.0
23	23	Barra 23-345	100	.0	.0	.0
24	24	Barra 24-345	100	.0	44.4	44.4
25	25	Barra 25-345	100	.0	.0	.0
26	26	Barra 26-Ger	100	331.0	229.6	560.6
27	27	Barra 27-345	100	.0	7.8	7.8
28	28	Barra 28-345	100	.0	.0	.0
29	29	Barra 29-345	100	.0	.0	.0
30	30	Barra 30-138	100	.0	.0	.0
31	31	Barra 31-230	100	.0	.0	.0
32	32	Barra 32-138	100	.0	.0	.0
33	33	Barra 33-500	100	.0	.0	.0
34	34	Barra 34-345	100	.0	.0	.0
35	35	Barra 35-345	100	.0	.0	.0
36	36	Barra 36-345	100	.0	.0	.0
37	37	Barra 37-345	100	.0	.0	.0
38	38	Barra 38-345	100	.0	.0	.0
39	39	Barra 39-500	100	.0	.0	.0
40	40	Barra 40-345	100	.0	.0	.0
41	41	Barra 41-345	100	.0	.0	.0
42	42	Barra 42-500	100	.0	.0	.0
43	43	Barra 42-500	100	.0	.0	.0
44	44	Barra 44-138	100	.0	.0	.0
45	45	Barra 45-230	100	.0	.0	.0
46	46	Barra 46-230	100	.0	.0	.0
47	47	Barra 47-230	100	.0	.0	.0
48	48	Barra 48-230	100	.0	.0	.0
49	49	Barra 49-161	100	.0	.0	.0
50	50	Barra 50-161	100	.0	.0	.0
51	51	Barra 51-Ger	100	89.0	11.0	100.0
52	52	Barra 52-230	100	.0	.0	.0
53	53	Barra 53-230	100	.0	.0	.0
54	54	Barra 54-230	100	.0	.0	.0
55	55	Barra 55-138	100	.0	.0	.0

SOMA MOD (OP) = 3008.00

Tabela 19

4.5.2 Análise de Sensibilidade para Reforços nas Linhas

Os melhores reforços para uma rede, dentre um elenco de obras, podem ser identificados através do vetor de multiplicadores $\pi_{P(k,m)}$. Estes multiplicadores expressam a variação do corte de carga associado a um reforço na capacidade de transporte de linha [22]:

$$\pi_{P(k,m)} = \partial Z^* / \partial \bar{P}_{km} \quad (4.41)$$

onde : $\pi_{P(k,m)}$ é o multiplicador associado à capacidade da linha k-m.

No entanto, a capacidade de transporte das linhas tem um fator limitador que é a susceptância das mesmas. Deve ser investigada, então, a sensibilidade da variação do corte de carga em relação ao limite de fluxo $\bar{P}_{(k,m)}$ e também a sensibilidade em relação à susceptância.

Supondo γ constante, a sensibilidade em relação ao fluxo é proporcional ao vetor de multiplicadores:

$$\pi_{\psi} = \partial Z^* / \partial \psi \quad (4.42)$$

como $\psi = \bar{P}_{(k,m)} / \gamma$ (γ constante), vem:

$$\partial \psi = \partial \bar{P}_{(k,m)} / \partial \gamma \quad (4.43)$$

Substituindo (4.42) em (4.41), vem:

$$\pi_{P(k,m)} = \partial Z^* / \partial \bar{P}_{(k,m)} = \pi_{\psi} / \gamma \quad (4.44)$$

Este índice apresenta algumas desvantagens na sua utilização que devem ser aqui mencionadas. A primeira delas é que apenas um número reduzido de linhas atinge o seu limite de transporte na solução ótima. Assim sendo, somente estas poucas linhas apresentariam um $\pi_{ij} \neq 0$. O que se pretende ao planejar-se um sistema de transmissão, é identificar a capacidade de eliminação das sobrecargas para cada uma das possíveis adições. Vê-se que esse índice não apresenta capacidade para tal, já que a maioria deles são iguais a zero.

Outra dificuldade apresentada é a impossibilidade do cálculo do índice para uma linha entre barras não conectadas originalmente. Este problema não pode ser contornado com a adição de uma linha fictícia, uma vez que a susceptância é tomada como constante.

A sensibilidade em relação à susceptância não apresenta estas dificuldades, sendo expressa por:

$$\pi_{\delta_{k,m}} = \partial z^* / \partial \alpha_{k,m} = (\pi_{\delta_{k,m}} - \pi_{\delta_{m,k}}) \cdot (\theta_k^* - \theta_m^*)$$

(4.45)

onde : θ_k^* e θ_m^* são os ângulos de tensão nodal na solução ótima.

A demonstração de (4.45) pode ser encontrada na referência 22.

A expressão (4.45) pode ser interpretada conforme a figura 22, ou seja, uma adição é benéfica a um sistema quando capaz de transferir um incremento de fluxo $\Delta P_{k,m}$ de uma barra

Interpretação da Adição de Um Circuito a Um Sistema

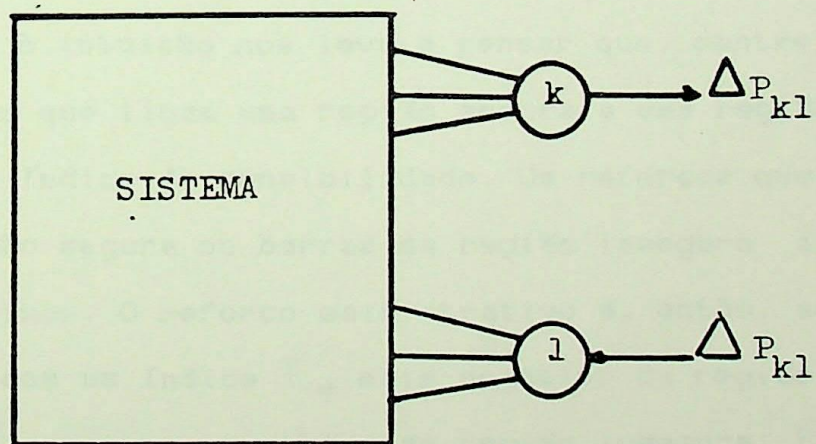
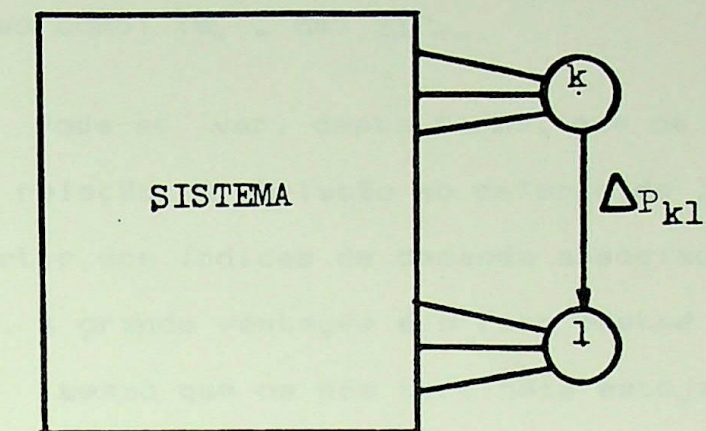


Fig. 22

segura k para uma insegura m [18]. O fluxo $\Delta P_{k,m}$ transportado pela nova linha equivale a aumentar de $\Delta P_{k,m}$ a carga da barra k e introduzir uma geração de $\Delta P_{k,m}$ na barra m . O valor de $\Delta P_{k,m}$ pode ser expresso como: $(\theta_k - \theta_m) \cdot \Delta P_{k,m}$.

Pode-se ver, desta forma, que os índices de sensibilidade em relação a variação ao reforço de linhas podem ser calculados a partir dos índices de demanda associados aos nós terminais da linha. A grande vantagem é o fato destes índices poderem ser calculados mesmo que os nós terminais estejam desconectados na rede inicial.

Para exemplificar a análise de sensibilidade para reforço nas linhas, foram utilizados os multiplicadores encontrados no item anterior, que estuda a contingência da LT 500kV 22-33. Tais multiplicadores são usados para classificar cada um dos reforços, que aparecem como linhas tracejadas na figura 23.

A intuição nos leva a pensar que, dentre todos os reforços, aqueles que ligam uma região segura a uma região insegura têm um maior índice de sensibilidade. Os reforços que conectam barras da região segura ou barras da região insegura apresentam índices mais baixos. O reforço mais atrativo é, então, aquele que liga uma barra com um índice π_d mais negativo da região segura a uma barra com π_d maior e positivo da região insegura. É bom ressaltar que a diferença angular entre as barras deve ser considerado.

Os resultados encontrados, que podem ser vistos na tabela 20, vêm confirmar as hipóteses acima mencionadas. A linha que apresenta maior índice de sensibilidade é a LT que foi anteriormente retirada: LT 500kV 22 - 33.

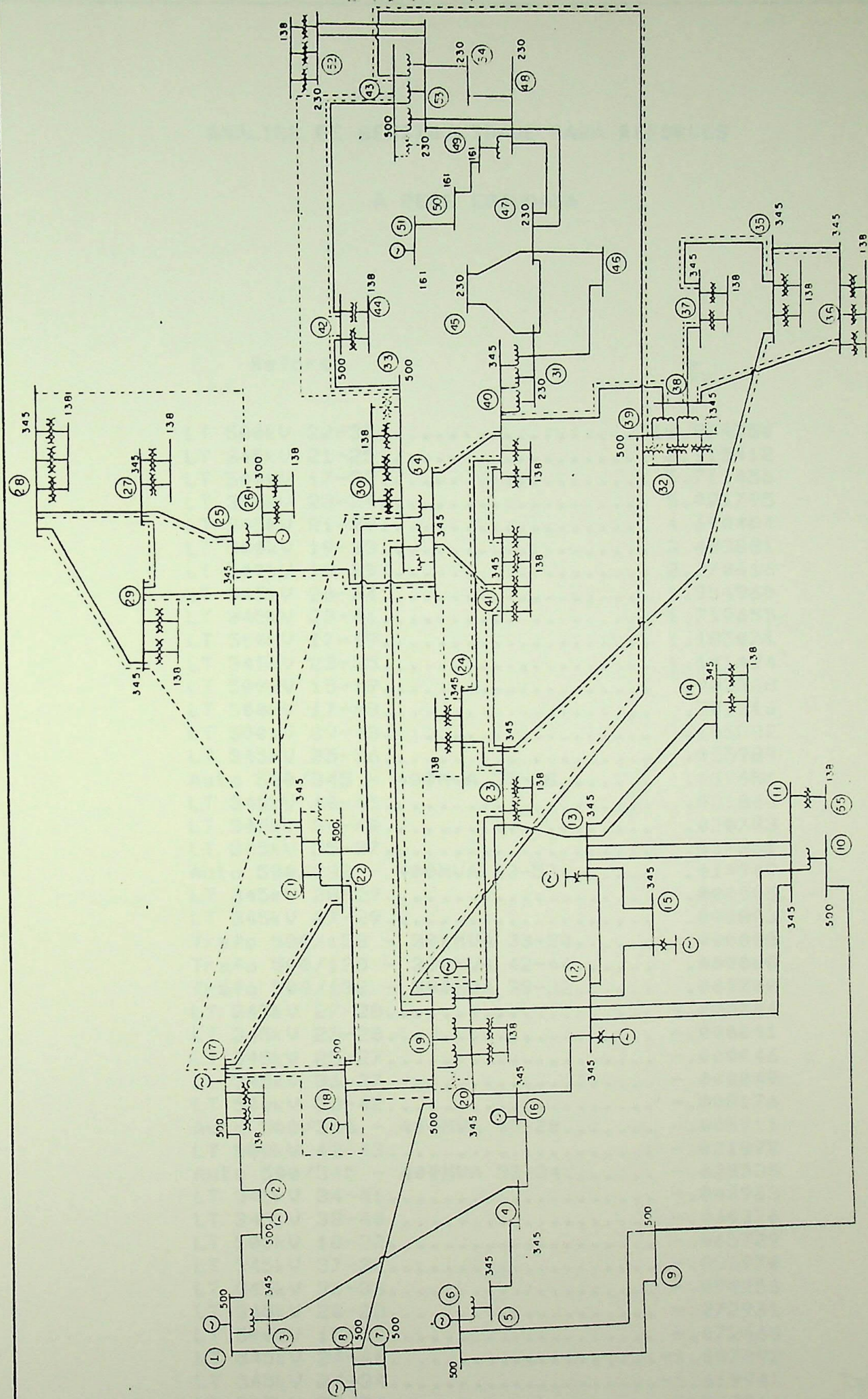


Fig. 23

Principais Reforços ao Sistema Planejado

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA REFORÇOS

A REDE ESTUDADA

Reforço	π_r
LT 500kV 22-33.....	10.904750
LT 345kV 21-25.....	6.115412
LT 500kV 17-33.....	5.711456
LT 345kV 23-24.....	5.021795
LT 345kV 21-29.....	4.690404
LT 500kV 19-33.....	3.403881
LT 500kV 19-39.....	2.370616
LT 345kV 20-34.....	1.954960
LT 345kV 23-41.....	1.712655
LT 500kV 17-19.....	1.185071
LT 345kV 23-35.....	1.141424
LT 500kV 18-19.....	.902348
LT 500kV 17-18.....	.206216
LT 500kV 39-43.....	.105882
LT 345kV 35-36.....	.055989
Auto 500/345 - 400MVA 39-38	.039651
LT 345kV 40-41.....	.021866
LT 345kV 34-40.....	.020793
LT 345kV 35-37.....	.017351
Auto 500/230 - 400MVA 43-53.....	.014949
LT 345kV 28-29.....	.000005
LT 345kV 27-29.....	.000003
Trafo 500/138 - 300MVA 33-30.....	.000000
Trafo 500/138 - 300MVA 42-44.....	.000000
Trafo 500/138 - 300MVA 39-32.....	.000000
LT 345kV 27-28.....	-.000004
LT 345kV 25-28.....	-.000041
LT 345kV 25-27.....	-.000046
Lt 345kV 36-37.....	-.000049
LT 500kV 33-42.....	-.008176
Auto 500/345 - 400MVA 19-20.....	-.008911
LT 500kV 42-43.....	-.021892
Auto 500/345 - 400MVA 33-34.....	-.028538
LT 345kV 34-41.....	-.040963
LT 345kV 38-40.....	-.060376
LT 500kV 18-22.....	-.065729
LT 345kV 37-38.....	-.085970
LT 345kV 36-38.....	-.090256
LT 345kV 20-23.....	-.272961
LT 500kV 17-22.....	-.472463
LT 345kV 24-40.....	-1.607092
LT 345kV 24-34.....	-1.619947
LT 345kV 25-34.....	-2.597511

A segunda melhor adição é a linha que duplica o circuito onde se verificou a maior sobrecarga: LT 345kV 21 - 25.

Ainda na tabela 20 são apresentadas as linhas capazes de eliminar os cortes de carga por sobrecargas na rede, ou capazes de diminuí-lo. De fato, constata-se que as linhas que unem barras da região insegura apresentam um índice de sensibilidade muito baixo ou mesmo negativo. Os reforços que apresentaram índices negativos são aqueles que se incorporados ao sistema aumentam ainda mais a sobrecarga. É de se esperar, por exemplo, que caso a LT 345kV 25 - 34 fosse adicionada à rede, a sobrecarga na LT 345kV 21 - 25 seria ainda maior.

É importante relevar que para a análise apresentada anteriormente e para aquelas que se seguirão foi utilizado o conceito de rede fictícia com a finalidade de impedir que a matriz B (matriz susceptância) se torne singular, fornecendo uma solução para o fluxo de potência em qualquer situação. Esta rede é composta dos circuitos colocados na faixa de passagem em que é permitido haver adições. Para estes circuitos, arbitra-se uma susceptância baixa (10^4 vezes menor do que os circuitos reais) e uma pequena capacidade de transporte (0.1% da capacidade dos circuitos reais). Quando há desconexão, os ramos da rede fictícia são utilizados, acarretando graves sobrecargas e elevados índices π_{λ} . Os multiplicadores π_{λ} indicam portanto, se existe benefício na conexão do reforço à rede.

4.6 Sensibilidade em Relação a MDG

Todas as observações feitas no item 4.5, onde é analisada a sensibilidade em relação a MCC, são válidas para o cálculo da MDG.

Da mesma forma, utiliza-se os multiplicadores π_i associados aos nós terminais e os respectivos ângulos de tensão nodal para o cálculo do multiplicador π_x , conforme definido na equação (4.45).

4.7 Utilização da Análise de Sensibilidade no Planejamento de Sistemas de Transmissão.

A seguir, utilizando-se os índices de sensibilidade, definidos nos itens anteriores, será estudada a expansão da mesma rede para um nível de carga superior ao anterior.

Inicialmente, a partir da rede contendo as LT em sobrecarga, são calculados o índice de desempenho $\phi(x)$ e os índices de sensibilidade $\partial \phi(x) / \partial x_i$, para cada uma das x_i alternativas de reforço anteriormente definidas. A partir dos índices de sensibilidade as alternativas são ordenadas, sendo a melhor delas incorporada à rede estudada. A rotina é repetida até que todas as sobrecargas sejam eliminadas. A eficiência da análise de sensibilidade estará então associada à sua capacidade em identificar os melhores reforços [22].

4.7.1 Sensibilidade e Otimização

A análise de sensibilidade fornece, de forma ordenada, os reforços mais atraentes para a eliminação das diversas sobrecargas na rede. Já foi visto que a rotina de ordenação é repetida até que todas as sobrecargas sejam eliminadas. É possível que ao término do exercício de expansão, com o sistema sem sobrecarga, alguns reforços se mostrem supérfluos. Feito isso, é chegado o momento da otimização, quando poderão ser eliminados aqueles reforços considerados atrativos na fase de expansão e que, no final, junto com os demais reforços se apresente com um pequeno nível de carregamento [22].

Esta fase consiste dos seguintes passos:

- a - os reforços adicionados ao sistema são ordenados pelo custo;
- b - estudar-se a eliminação de cada um dos reforços;
- c - caso a retirada do reforço não leve a sobrecarga, o mesmo é eliminado da lista ordenada.

4.7.2 Expansão com a Mudança do Ponto de Operação do Sistema

Considerando o sistema apresentado na figura 19, foi simulado um fluxo de potência para um mercado de 8300MW, figura 24. Estuda-se, portanto, um mercado 1700MW superior ao anterior, acompanhado de um aumento de 1300MW no parque gerador. Os resultados dos fluxos mostraram sobrecarga nas LT 345kV 23-24, LT 500kV 22-33 e LT 345kV 21-25 de, respectivamente, 20%, 20%, e 30% em relação a suas capacidades máximas. Mesmo havendo uma diminuição da reserva de geração em 500MW, observou-se que a mudança do ponto de operação teve a sua eficácia comprovada para a expansão da rede utilizando-se os vários índices de sensibilidade:

MCC

Para este índice, observa-se que na análise de sensibilidade foi feita a ordenação de reforços mostrada na tabela 21. Em primeiro lugar, a LT 500kV 22-33 aparece como melhor reforço ($\Pi\gamma = 5.435184$), seguida da LT 345kV 23-24 ($\Pi\gamma = 5.232284$). Com a adição do primeiro reforço, os problemas de sobrecarga são

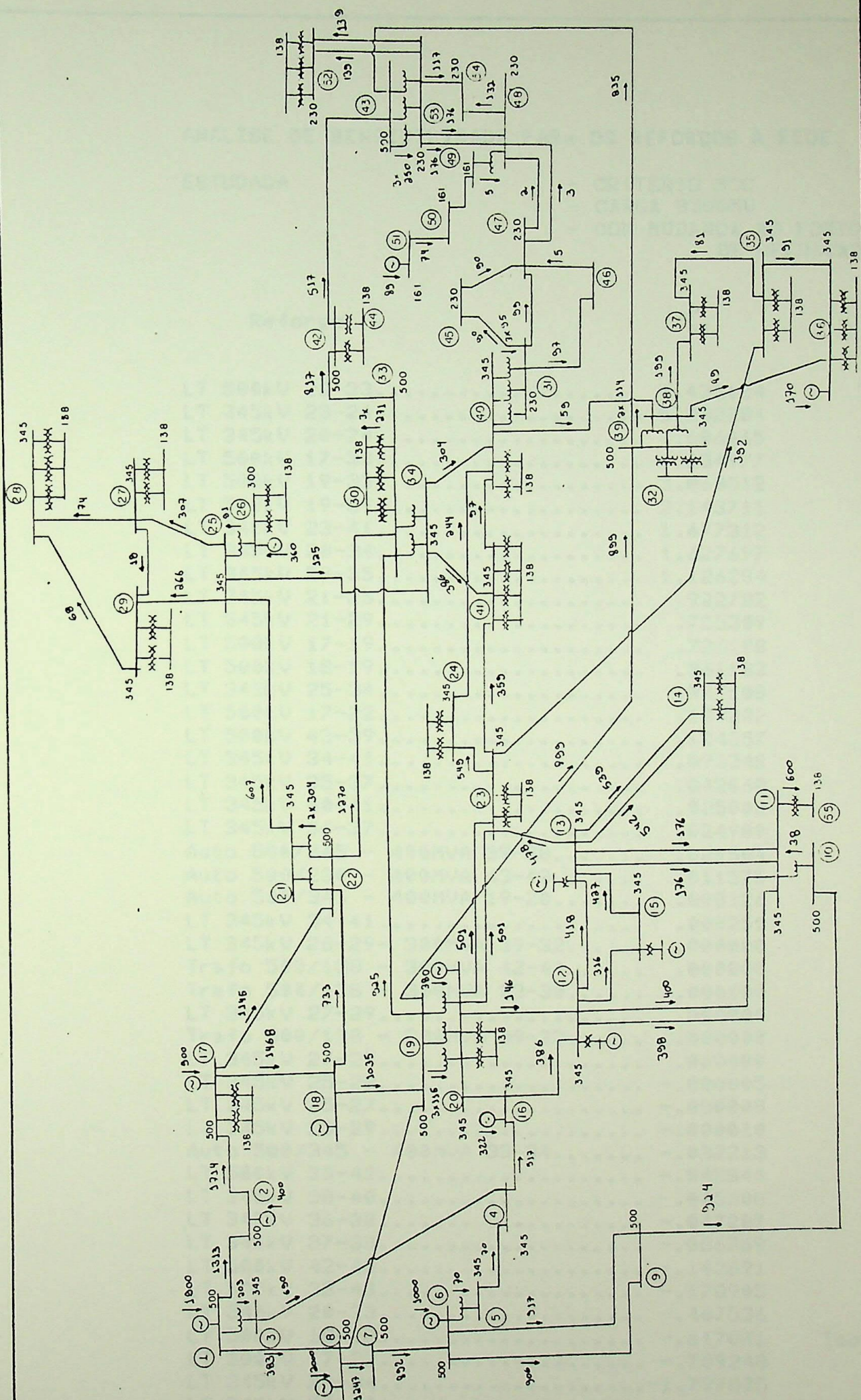


Fig. 24

Carga Total = 8300 MW

Caso Base
Fluxo DC

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA OS REFORÇOS À REDE

ESTUDADA

- CRITERIO MCC
- CARGA 8300MW
- COM MUDANÇA NO PONTO DE OPERAÇÃO

Reforço	π_r
LT 500kV 22-33.....	5.435184
LT 345kV 23-24.....	5.232284
LT 345kV 20-24.....	4.586065
LT 500kV 17-33.....	4.634977
LT 500kV 19-33.....	3.063812
LT 500kV 19-39.....	2.143711
LT 345kV 23-41.....	1.677312
LT 345kV 20-34.....	1.627697
LT 345kV 23-35.....	1.126284
LT 345kV 21-25.....	.922782
LT 345kV 21-29.....	.755309
LT 500kV 17-19.....	.726198
LT 500kV 18-19.....	.361183
LT 345kV 25-34.....	.347108
LT 500kV 17-22.....	.189302
LT 500kV 43-39.....	.124257
LT 345kV 34-41.....	.093348
LT 345kV 35-37.....	.042060
LT 345kV 40-41.....	.025008
LT 345kV 36-37.....	.024900
Auto 500/345 - 400MVA 39-38.....	.021504
Auto 500/230 - 400MVA 43-43.....	.011575
Auto 500/345 - 400MVA 19-20.....	.008126
LT 345kV 34-41.....	.000251
LT 345kV 28-29- 300MVA 39-32.....	.000000
Trafo 500/138 - 300MVA 42-44.....	.000000
Trafo 500/138 - 300MVA 33-30.....	.000000
LT 345kV 27-29.....	.000000
Trafo 500/138 - 300MVA 39-32.....	.000000
LT 345kV 27-28.....	.000000
LT 345kV 25-28.....	-.000005
LT 345kV 25-27.....	-.000008
LT 345kV 25-29.....	-.000010
Auto 500/345 - 400MVA 33-34.....	-.032213
LT 500kV 33-42.....	-.042840
LT 345kV 38-40.....	-.045608
LT 345kV 36-38.....	-.047287
LT 345kV 37-38.....	-.086769
LT 500kV 42-43.....	-.142691
LT 500kV 33-43.....	-.178905
LT 345kV 20-23.....	-.407536
LT 500kV 18-22.....	-.617041
LT 500kV 17-22.....	-.709248
LT 345kV 24-34.....	-1.797875
LT 345kV 24-40.....	-1.897951

Tabela 21

contornados (figura 25) , e o custo da expansão fica sendo o custo de uma segunda LT 500kV 22-33 , igual a US\$ 35616 x 10³.

MCC/CUSTO

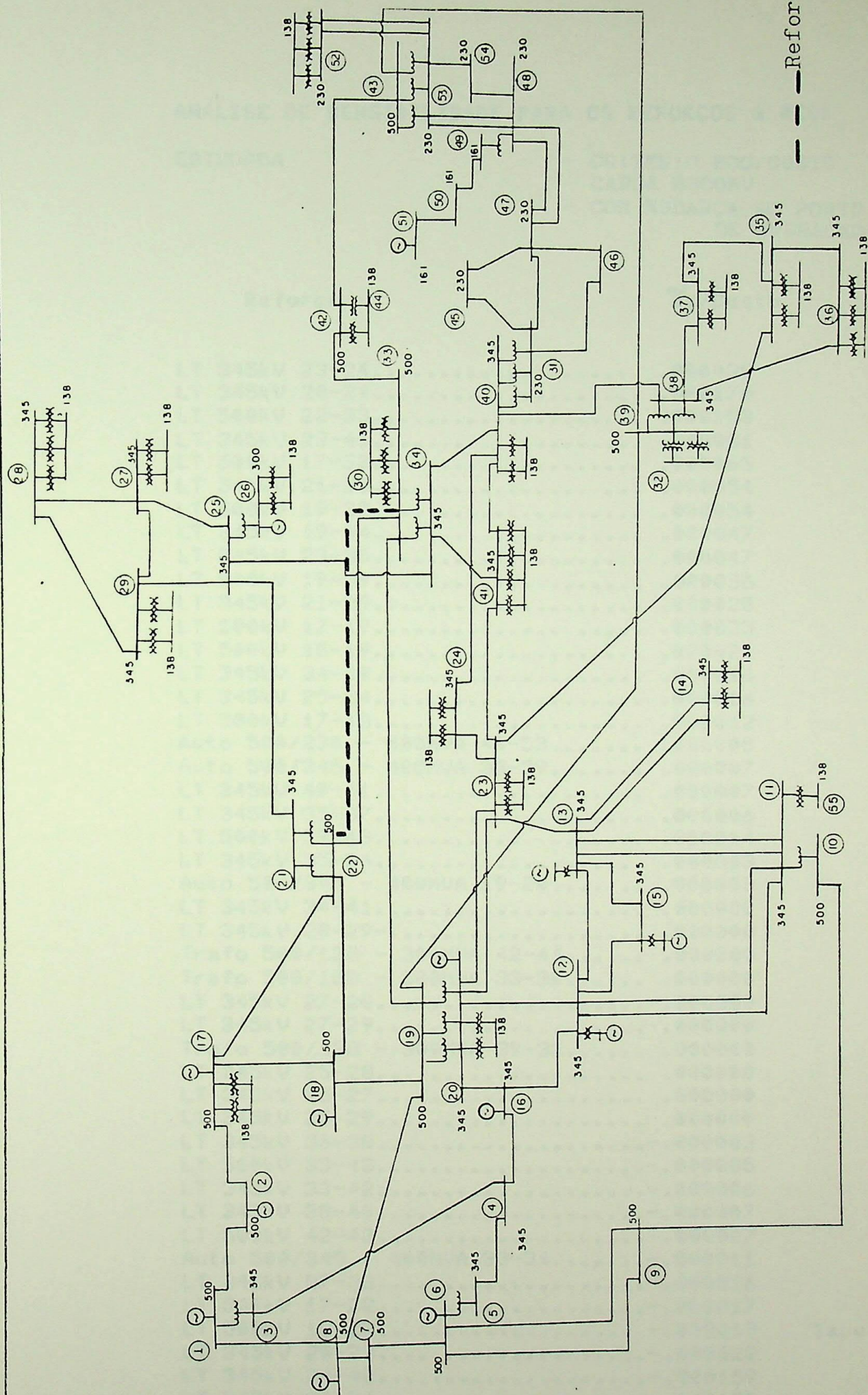
Observa-se na tabela 22, onde estão classificadas as adições pelo índice MCC/Custo, que houve uma alteração na ordenação se comparada com a obtida com o índice MCC. Ao se considerar o custo, existe uma tendência em priorizar obras que implementem linhas menores e que tem, evidentemente, menor custo.

Assim, a LT 500kV 22-33, a primeira na ordenação MCC, passa a ser a terceira com um índice 0,000153 que é bem inferior ao índice da primeira, LT 345kV 23-24, igual a 0.000439. Como a adição da primeira LT serve para eliminar as sobrecargas existentes, o custo da expansão fica restrito ao custo da LT 345kV 23-24, igual a US\$ 11920 x 10³ (figura 26).

MDG

Para este índice, as adições são ordenadas não só pela a sua capacidade em eliminar as sobrecargas, mas também pela sua capacidade em atender maiores mercados.

Se a MDG for inferior a demanda atendida (D), a diferença D-MDG deve ser interpretada como um corte de carga. Como o problema de programação linear, associado ao índice MDG, é mais restrito do que o problema do MCC [22], é esperado que:



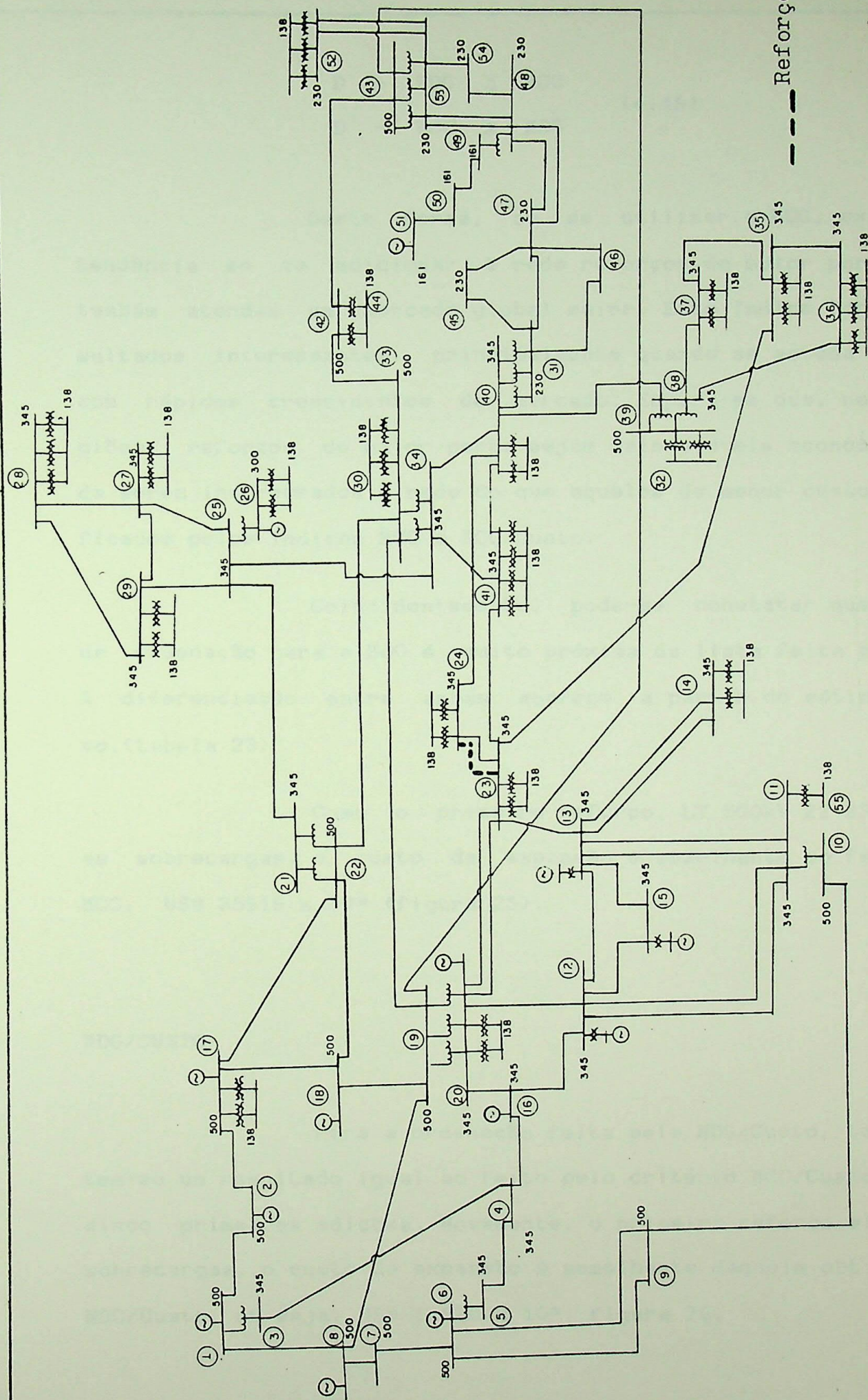
Expansão para os índices: MCC e MDG
Com Mudança do Ponto de Operação. Carga total 8300MW
Custo US\$ 35616 x 10³

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA OS REFORÇOS A REDE

ESTUDADA

- CRITERIO MCC/CUSTO
- CARGA 8300MW
- COM MUDANÇA NO PONTO DE OPERAÇÃO

Reforço	τ /Custo
LT 345kV 23-24.....	.000439
LT 345kV 20-24.....	.000170
LT 500kV 22-33.....	.000153
LT 345kV 23-41.....	.000081
LT 500kV 17-33.....	.000065
LT 345kV 21-25.....	.000054
LT 500kV 19-33.....	.000054
LT 345kV 19-34.....	.000047
LT 345kV 23-35.....	.000047
LT 500kV 19-39.....	.000036
LT 345kV 21-29.....	.000028
LT 500kV 17-19.....	.000023
LT 500kV 18-19.....	.000021
LT 345kV 34-40.....	.000016
LT 345kV 25-34.....	.000016
LT 500kV 17-18.....	.000012
Auto 500/230 - 400MVA 43-53.....	.000008
Auto 500/345 - 400MVA 38-39.....	.000007
LT 345kV 40-41.....	.000007
LT 345kV 35-37.....	.000006
LT 500kV 39-43.....	.000004
LT 345kV 35-36.....	.000003
Auto 500/345 - 400MVA 19-20.....	.000003
LT 345kV 34-41.....	.000000
LT 345kV 28-29.....	.000000
Trafo 500/138 - 300MVA 42-44.....	.000000
Trafo 500/138 - 300MVA 33-30.....	.000000
LT 345kV 27-28.....	.000000
LT 345kV 27-29.....	.000000
Trafo 500/138 - 300MVA 39-32.....	.000000
LT 345kV 25-28.....	.000000
LT 345kV 25-27.....	.000000
LT 345kV 25-29.....	.000000
LT 345kV 36-38.....	.000003
LT 500kV 33-43.....	.000005
LT 345kV 33-42.....	.000006
LT 345kV 38-40.....	.000007
LT 500kV 42-43.....	.000007
Auto 500/345 - 400MVA 33-34.....	.000011
LT 345kV 37-38.....	.000016
LT 500kV 17-22.....	.000017
LT 500kV 18-22.....	.000019
LT 345kV 20-23.....	.000022
LT 345kV 24-40.....	.000159
LT 345kV 24-34.....	.000178



--- Reforço

Expansão para os índices: MCC/Custo e MDG/Custo
 Com Mudança do Ponto de Operação. Carga total = 8300MW
 Custo US\$ 11920 x 10³

Fig. 26

$$\begin{aligned} D - MDG &\geq MCC \\ D - MCC &\geq MDG \end{aligned} \quad (4.46)$$

Desta forma, ao se utilizar a MDG, existe uma tendência em se adicionar à rede reforços de maior porte e que também atendam um mercado global maior. Este índice fornece resultados interessantes, principalmente quando se estuda regiões com rápidos crescimentos de mercado. Espera-se que, nestas regiões, reforços de maior porte sejam mais viáveis economicamente de serem incorporados à rede do que aqueles de menor custo classificados pelos índices MCC e MCC/Custo.

Coincidentemente, pode-se constatar que a lista de ordenação para a MDG é muito próxima da lista feita pelo MCC. A diferenciação entre ambas aparece a partir do sétimo reforço. (tabela 23)

Como o primeiro reforço, LT 500kV 22-33 elimina as sobrecargas, o custo de expansão é semelhante ao feito pelo MCC: US\$ 35616 x 10³ (figura 25).

MDG/CUSTO

Para a ordenação feita pela MDG/Custo, tabela 24 tem-se um resultado igual ao feito pelo critério MCC/Custo para as cinco primeiras adições. Novamente, o primeiro reforço elimina as sobrecargas, o custo de expansão é semelhante daquele obtido pelo MCC/Custo, ou seja, US\$ 11920 x 10³, figura 26.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA OS REFORÇOS À REDE

ESTUDADA

- CRITERIO MDG
- CARGA 8300MW
- COM MUDANÇA NO PONTO DE OPERAÇÃO

Reforço	T_r
LT 500kV 22-33.....	28.231050
LT 345kV 23-24.....	27.204980
LT 345kV 20-24.....	25.085230
LT 500kV 17-33.....	23.863450
LT 500kV 19-33.....	15.076510
LT 500kV 19-39.....	10.708180
LT 345kV 20-34.....	7.864888
LT 345kV 23-41.....	7.254895
LT 345kV 23-35.....	5.032320
LT 345kV 21-25.....	4.445944
LT 500kV 17-19.....	4.085330
LT 345kV 21-29.....	3.598289
LT 500kV 18-19.....	2.362522
LT 345kV 25-24.....	2.292598
LT 500kV 17-18.....	.977102
LT 500kV 43-39.....	.570849
LT 345kV 34-40.....	.547148
LT 345kV 35-37.....	.162234
LT 345kV 40-41.....	.157470
Auto 500/345 - 400MVA 38-39.....	.125838
LT 345kV 35-36.....	.093465
Auto 500/230 - 400MVA 43-53.....	.056792
LT 345kV 34-41.....	.002058
LT 345kV 28-29.....	.000001
Trafo 500/138 - 300MVA 33-30.....	.000000
Trafo 500/138 - 300MVA 39-32.....	.000000
Trafo 500/138 - 300MVA 42-44.....	.000000
LT 345kV 27-29.....	-.000001
LT 345kV 27-28.....	-.000001
LT 345kV 25-27.....	-.000022
LT 345kV 25-27.....	-.000038
LT 345kV 25-29.....	-.000046
Auto 500/345 - 400MVA 19-20.....	-.084922
LT 345kV 38-40.....	-.150986
Auto 500/345 - 400MVA 33-34.....	-.178754
LT 500kV 33-42.....	-.213351
LT 345kV 36-38.....	-.242583
LT 345kV 37-38.....	-.460837
LT 500kV 42-43.....	-.721243
LT 500kV 33-43.....	-.901216
LT 345kV 20-23.....	-2.215101
LT 500kV 18-22.....	-3.117601
LT 500kV 17-22.....	-3.604778
LT 345kV 24-34.....	-3.962901
LT 345kV 24-41.....	-6.439931

Tabela 23

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA OS REFORÇOS A REDE

ESTUDADA

- CRITERIO MDG/CUSTO
- CARGA 8300MW
- COM MUDANÇA NO PONTO DE OPERAÇÃO

Reforço	$\bar{U}/Custo$
LT 345kV 23-24.....	.002282
LT 345kV 20-24.....	.000911
LT 500kV 22-33.....	.000793
LT 345kV 23-41.....	.000352
LT 500kV 17-33.....	.000333
LT 500kV 19-33.....	.000267
LT 345kV 21-25.....	.000262
LT 345kV 20-34.....	.000228
LT 345kV 23-35.....	.000209
LT 500kV 19-39.....	.000178
LT 500kV 18-19.....	.000137
LT 345kV 21-29.....	.000135
LT 500kV 17-19.....	.000132
LT 345kV 25-34.....	.000105
LT 345kV 34-40.....	.000095
LT 500kV 17-18.....	.000062
LT 345kV 40-41.....	.000045
Auto 500/345 - 400MVA 38-39.....	.000043
Auto 500/230 - 400MVA 43-53.....	.000040
LT 345kV 35-37.....	.000022
LT 500kV 39-43.....	.000020
LT 345kV 35-36.....	.000011
LT 345kV 34-41.....	.000000
LT 345kV 28-29.....	.000000
Trafo 500/138 - 300MVA 33-30.....	.000000
LT 345kV 27-28- 300MVA 42-44.....	.000000
Trafo 500/138 - 300MVA 39-32.....	.000000
LT 345kV 27-29.....	.000000
Trafo 500/138 42-44.....	.000000
LT 345kV 25-28.....	.000000
LT 345kV 25-27.....	.000000
LT 345kV 25-29.....	.000000
LT 345kV 36-38.....	-.000014
LT 345kV 40-38.....	-.000024.
LT 500kV 33-43.....	-.000028
Auto 500/345 - 400MVA 19-20.....	-.000029
LT 500kV 33-42.....	-.000029
LT 500kV 42-43.....	-.000037
Auto 500/345 - 400MVA 33-34.....	-.000060
LT 345kV 37-38.....	-.000084
LT 500kV 17-22.....	-.000089
LT 500kV 18-22.....	-.000096
LT 345kV 20-23.....	-.000120
LT 345kV 24-34.....	-.000393
LT 345kV 24-40.....	-.000540

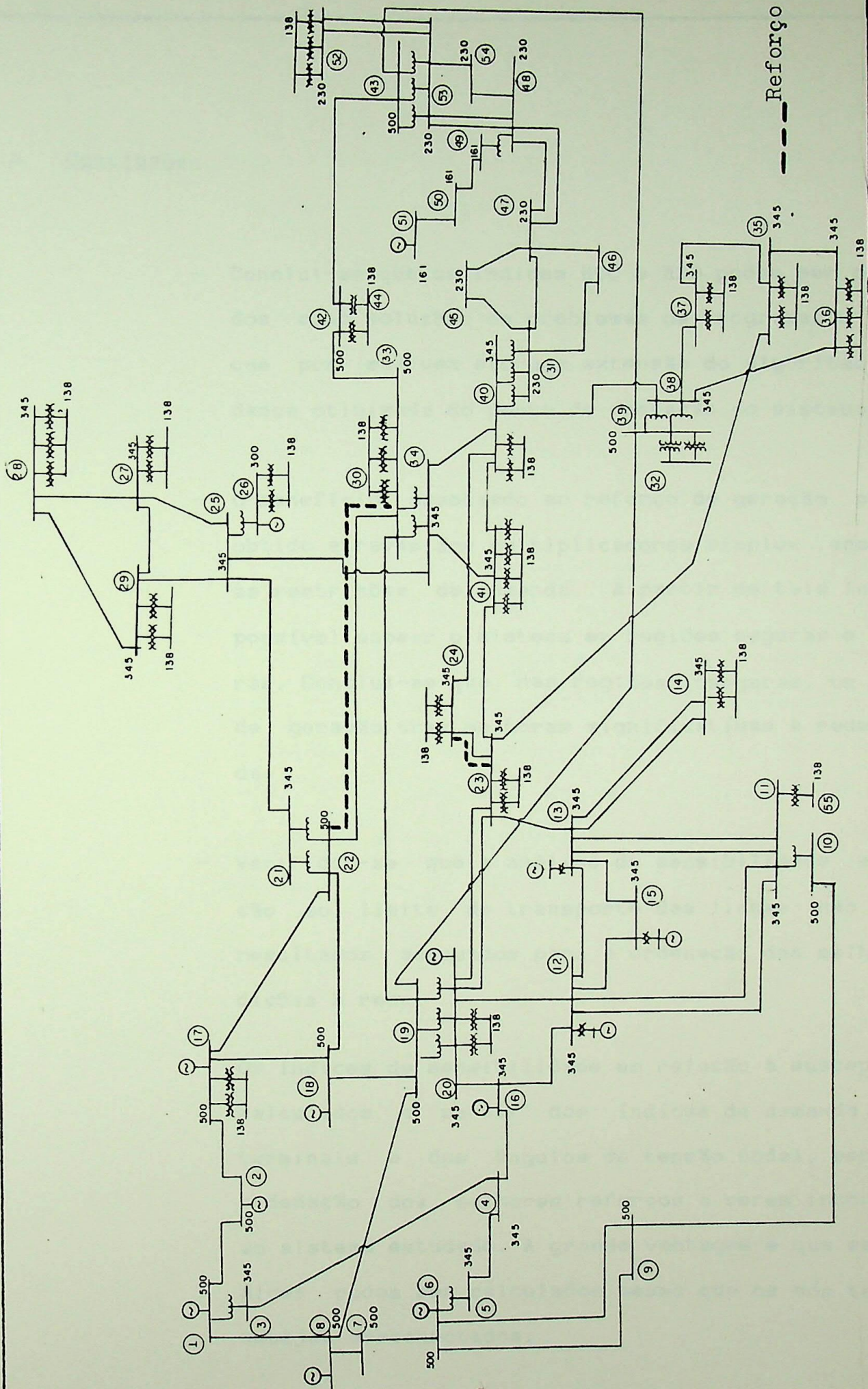
Tabela 24

4.7.3 Expansão sem a Mudança do Ponto de Operação (Critério Tradicional)

A análise executada no item 4.7.2 é então repetida para a mesma configuração, sem no entanto considerar a mudança do ponto de operação. A ordenação dos reforços é executada usando-se os vários índices analisados anteriormente considerando-se um ponto fixo de geração, aos moldes do planejamento feito tradicionalmente.

Foi obtido o mesmo resultado para o quatro critérios de expansão, a única diferenciação foi a ordem como os mesmos foram incorporados à rede estudada. Ao contrário do que se verificou nos casos com a mudança do ponto de operação, ao se ponderar cada adição pelo seu próprio custo, houve uma alteração na lista das melhores adições. Assim, foram incorporadas à rede a LT 500KV 22-33 e a LT 345kV 23-24, perfazendo um custo total de US\$ 47536 x 10³ (figura 27).

Desta forma, pode-se perceber que a utilização de despachos fixos acarretou a duplicação de dois dos três circuitos que se encontravam em sobrecarga, levando a um custo de expansão bem superior aos anteriormente encontrados.



Expansão para os índices: MCC,MDG, MCC/Custo e MDG/Custo
 Sem Mudança do Ponto de Operação. Carga total = 8300MW
 Custo US\$ 47536 x 10³

4.8 Conclusões

- Conclui-se que os índices MCC e MDG podem ser calculados como soluções de problemas de programação linear, que por sua vez são uma extensão do algoritmo de mudança otimizada do ponto de operação do sistema.
- O benefício associado ao reforço de geração pode ser obtido através dos multiplicadores simplex associados às restrições de demanda. A partir de tais índices é possível mapear o sistema em regiões seguras e inseguras. Conclui-se que, nas regiões inseguras, um reforço de geração traz melhoras significativas à rede estudada.
- Verificou-se que a análise de sensibilidade em relação ao limite de transporte das linhas não fornece resultados adequados para a ordenação das melhores adições à rede.
- Os índices de sensibilidade em relação à susceptância, calculados a partir dos índices de demanda dos nós terminais e dos ângulos de tensão nodal, permitem a ordenação dos melhores reforços a serem incorporados ao sistema estudado. A grande vantagem é que estes índices podem ser calculados mesmo que os nós terminais estejam desconectados.

-
- Foi visto que as melhores adições para uma rede que apresenta sobrecargas são aquelas que ligam uma região segura a uma insegura.
 - As ordenações obtidas com os índices MCC/custo, MDG/custo, cuja tendência é adicionar linhas mais curtas, apresentaram soluções de custo mais baixo se comparada com aquelas encontradas pela utilização dos índices MCC e MDG, nos casos com mudança do ponto de operação.
 - A utilização de despachos flexíveis, para a expansão da rede estudada, permitiu uma economia significativa se confrontada àquela expansão alcançada sem mudança do ponto de operação (despachos fixos). Resta verificar se na análise da expansão permitindo-se despachos flexíveis foram cumpridas as metas de geração energética mensais estabelecidas para as usinas representadas. É o que será feito no capítulo 5 deste trabalho.

Capítulo 5

UTILIZAÇÃO DO PRÉ-DESPACHO DE GERAÇÃO NA ANÁLISE DE VIABILIDADE DE SISTEMAS PLANEJADOS

5. UTILIZAÇÃO DO PRE-DESPACHO DE GERAÇÃO NA ANÁLISE DE VIABILIDADE DE SISTEMAS PLANEJADOS

5.1 Introdução

O capítulo 3 deste trabalho apresentou os resultados obtidos com a utilização de um modelo de mudança otimizada do ponto de operação para uma dada configuração. Este modelo, formulado como um problema de programação linear (PL), verificava se os despachos de geração das usinas seriam compatíveis com o sistema de transmissão, ou seja, no caso de sobrecarga em elementos da rede o modelo buscava eliminá-las através do remanejamento de geração. Diante da impossibilidade de eliminar as sobrecargas, eram então processados cortes de carga, de forma otimizada, até a eliminação de todas as sobrecargas.

Foi apresentado, também, no capítulo 4 um modelo de análise de sensibilidade que posteriormente foi empregado na síntese de uma rede dada. Tal modelo permitiu que fossem identificados os reforços mais atrativos satisfazendo a determinados critérios de desempenho: mínimo corte de carga (MCC) ou a máxima demanda garantida (MDG). Na definição dos melhores reforços, foi feita uma análise de sensibilidade comparando a variação do índice global de desempenho em relação a variações incrementais das capacidades dos elementos (benefício marginal). Com a finalidade de se testar critérios de expansão baseados em índices benefício/custo, foram também elaboradas ordenações dos melhores reforços para a expansão do sistema utilizando-se os índices MCC/custo e

MDG/custo.

Foram também apresentadas comparações entre os resultados obtidos utilizando-se um ponto fixo de operação (procedimento tradicional) e aqueles obtidos no caso de adoção de despachos flexíveis na hora de ponta. Constatou-se assim, que a mudança do ponto de operação permitiu uma economia significativa. Este resultado foi encontrado para todos os critérios anteriormente citados: MCC, MCC/custo, MDG e MDG/custo.

Esta parte do trabalho pretende verificar se, para o caso da expansão da rede permitindo-se despachos flexíveis, são também atendidas metas de geração mensal estabelecidas para as usinas representadas na rede. Na verdade, existe flexibilidade de se redespachar as usinas nas horas de ponta desde que se compense a geração ao longo do mês. Por outro lado, esta mudança deve ser usada com restrições uma vez que pode levar a pontos de operação que não sejam realistas.

O modelo utilizado para este tipo de análise é o "Pré-despacho de Geração". Este modelo tem como objetivo fornecer um despacho de geração horário, ou para cada patamar de carga que se pode dividir a curva de carga diária, sem violar as restrições elétricas (sobrecargas em elementos, limites de geração), atendendo também as metas de geração mensal estipulada para as usinas da rede. O pré-despacho modelado apresenta-se como um problema de programação linear cujas restrições são típicas para o emprego do método de decomposição de Dantzig-Wolfe (DW). Cada um dos subproblemas resolvidos nas diversas iterações do método (DW) são similares aos problemas de mudança otimizada do ponto de operação visto anteriormente. Estes subproblemas são formulados para cada

um dos patamares de carga em que se pode dividir a curva de carga da rede estudada.

$$P_i = \sum_{j=1}^n P_{ij} \quad (13.1)$$

$$\sum_{i=1}^m P_i = 0 \quad (13.2)$$

$$P_i = \sum_{j=1}^n P_{ij} \quad (13.3)$$

- onde:
- P_i - valor de potência no nó i
 - P_{ij} - valor de potência no nó j
 - n - número de nós
 - m - número de patamares
 - P_{ij} - potência de entrada no nó j
 - P_{ij} - potência de saída do nó j

5.2 Aplicação de Algoritmo de Dantzig-Wolfe ao Problema do Pré-Despacho

As restrições do problema do pré-despacho possuem uma estrutura tal que permite que seja aplicada a decomposição de Dantzig-Wolfe, cujos princípios básicos estão contidos no apêndice 3 deste trabalho. No problema principal são consideradas as restrições de acoplamento que consideram as metas energéticas a serem atendidas. Os T subproblemas correspondem aos problemas de mudança otimizada do ponto de operação para cada um dos T patamares de carga em que se pode dividir a curva de carga horária da rede estudada [24].

Assim, o problema do pré-despacho é formulado como:

$$\min \sum_{t=1}^T c^t \cdot P_t \quad (5.1)$$

$$\text{s.a.} \quad \sum_{t=1}^T P_t = G \quad (5.2)$$

$$P_t \in SP_t, \quad t=1,2,\dots,T$$

onde:

- P_t - vetor de gerações na hora t
- G - vetor de metas energéticas
- c - vetor de custos
- T - período analisado
- SP_t - conjunto de soluções viáveis para o subproblema de redespacho no período T .

Como o algoritmo de mudança do ponto de operação utilizado nos subproblemas emprega um modelo incremental, a equação de acoplamento (5.2) deve ser alterada para:

$$\sum_{t=1}^T \Delta P_t = S \quad (5.3)$$

onde S é o desvio da programação inicial de geração P em relação às metas de geração:

$$S = G - \sum_{t=1}^T P_t \quad (5.4)$$

Para se obter a solução inicial é feita a simulação do algoritmo de mudança do ponto de operação para cada patamar de carga sendo gerado desta forma os vértices P_t iniciais para cada período t .

Em seguida, verifica-se se a equação (5.3) foi violada. Para cada restrição de acoplamento violada é adicionada uma variável de folga S que poderá ser positiva ou negativa dependendo do caso de ocorrer déficit ou sobra de geração. As variáveis de folga serão penalizadas na função objetivo com um custo muito alto, sendo a soma de seus valores absolutos à cada iteração uma indicação da quantidade que falta para se obter uma solução viável.

Assim, o problema principal fica:

$$\text{Min } z = Ms_1 + Ms_2 + \dots + Ms_m$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned} \pm S_1 &+ \Delta P^1_1 \lambda_1 + \Delta P^2_1 \lambda_2 + \dots + \Delta P^T_1 \lambda_T = S_1 \\ \pm S_2 &+ \Delta P^1_2 \lambda_1 + \Delta P^2_2 \lambda_2 + \dots + \Delta P^T_2 \lambda_T = S_2 \\ &\vdots \\ \pm S_m &+ \Delta P^1_m \lambda_1 + \Delta P^2_m \lambda_2 + \dots + \Delta P^T_m \lambda_T = S_m \\ &\lambda_1 = 1 \\ &\lambda_2 = 1 \\ &\vdots \\ &\lambda_T = 1 \end{aligned} \quad (5.5)$$

- onde : S_i - variável de folga associada à i -ésima restrição de acoplamento;
- M - custo de penalização para o desvio das metas energéticas;
- m - número de restrições de acoplamento;
- ΔP_{ji} - é a variação de i -ésimo gerador durante o j -ésimo período.

Deve ser destacado que os subproblemas de mudança otimizada do ponto de operação são resolvidos pelo método dual, já o algoritmo de Dantzig-Wolfe é um método primal e como tal mantém a viabilidade procurando melhorar a função objetivo a cada iteração. Para se manter a viabilidade das metas energéticas são empregadas as variáveis de folga que devem deixar a base a medida em que se aproxima da solução ótima, à cada iteração.

5.3 Caso Exemplo

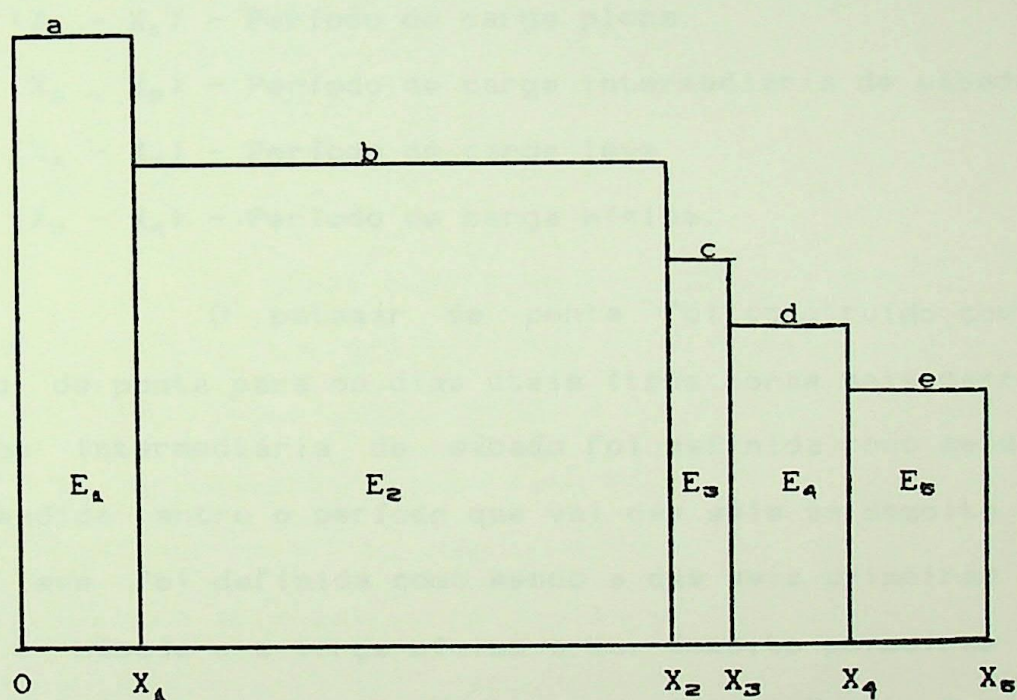
A seguir será apresentada a utilização do modelo de pré-despacho de geração na avaliação de viabilidade de uma rede. Esta rede é a mesma obtida pela síntese feita usando-se índices de sensibilidade e despachos de geração flexíveis na hora de ponta. Deve ser enfatizado que os custos obtidos nas sínteses com despachos flexíveis são notadamente menores que aqueles onde se utilizou um ponto fixo de geração.

Por viabilidade de uma rede entenda-se aqui a capacidade da mesma em atender ao mercado não só no horário de ponta, sem sobrecarga nos seus elementos (linhas e transformadores), mas também para os vários patamares da curva de carga cumprindo as metas energéticas mensais estipuladas para as usinas consideradas.

O pré-despacho de geração resolverá então um problema muito grande de PL pelo método da decomposição (DW) cuja função objetivo é de minimização de custo (variação das metas energéticas); as metas energéticas são as equações de acoplamento e a mudança otimizada do ponto de operação os subproblemas considerados para cada um dos patamares de carga analisados [24].

5.3.1 Curvas de Permanência

Para representar a curva de permanência de carga mensal, utilizandou-se o documento "Sazonalidade e Curvas de Carga - 1986" emitido pelo GTCC (Grupo de Trabalhos de Curvas de Carga), no qual esta curva é apresentada de forma simplificada contendo cinco patamares: ponta, carga plena, carga intermediária de sábado, carga leve e carga mínima conforme o gráfico abaixo:



Patamares de Carga (% da energia média do mês)

a - patamar de ponta

b - patamar de carga plena

c - patamar de carga intermediária de sábado

d - patamar de carga leve

e - patamar de carga mínima.

Energia (% da energia total do mês)

E_1 - Energia no horário de ponta

E_2 - Energia no horário de carga plena

E_3 - Energia no horário de carga intermediária de sábado

E_4 - Energia no horário de carga leve

E_5 - Energia no horário de carga mínima.

Períodos (% de hora do mês)

$(X_1 - 0)$ - Período de ponta

$(X_2 - X_1)$ - Período de carga plena

$(X_3 - X_2)$ - Período de carga intermediária de sábado

$(X_4 - X_3)$ - Período de carga leve

$(X_5 - X_4)$ - Período de carga mínima.

O patamar de ponta foi construído com base no horário de ponta para os dias úteis (três horas mais carregadas). A carga intermediária de sábado foi definida como sendo aquela compreendida entre o período que vai das seis às dezoito horas. A carga leve foi definida como sendo a das seis primeiras horas de terça a sábado e a carga mínima a das dezoito primeiras horas de domingo e das seis primeiras de segunda-feira. Quanto à carga plena, seu patamar foi obtido pelas quinze horas restantes dos dias úteis mais as seis últimas horas de sábado e do domingo.

As curvas de permanência foram determinadas para as empresas integrantes do GCOI (Grupo de Coordenação da Operação Interligada) e para os sistemas elétricos regionais por elas formados e se referem ao período de 1981 a 1985.

No caso deste trabalho usou-se a curva de permanência da região Sudeste (figura 28)

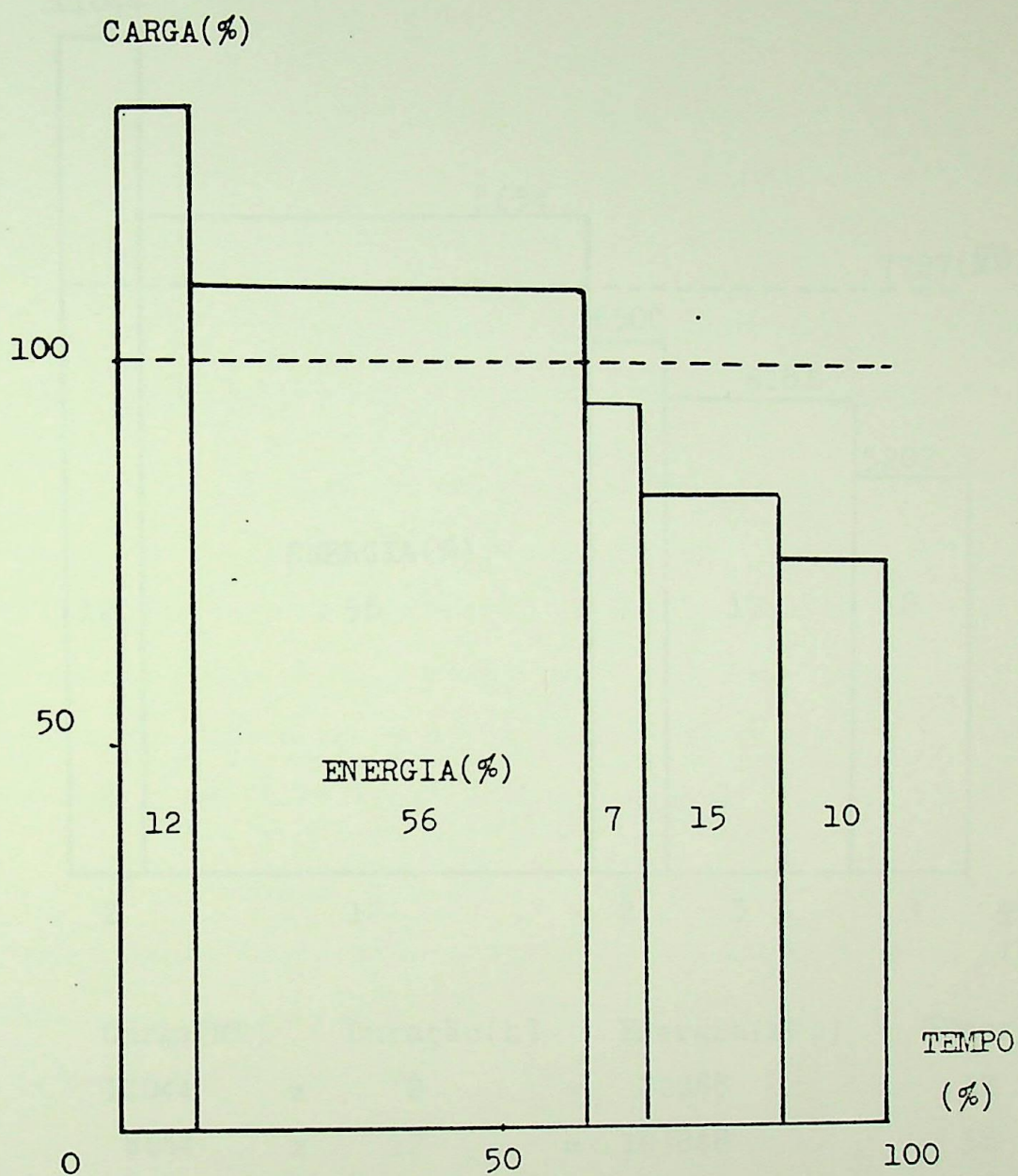
O programa do pré-despacho de geração requer como dado de entrada que sejam fornecidas as metas diárias de geração das usinas representadas na rede. Por coerência, deverá ser fornecida também a curva de permanência diária de carga e não a mensal. A partir da curva de permanência mensal (figura 28) obtve-se a curva diária típica mensal representada na figura 29. Esta curva é uma curva média, ou seja, significa que para todos os dias do mês ela se repetirá resultando na curva de permanência mensal.

5.3.2 Metas de Geração

O planejamento de expansão e a operação dos sistemas de geração de energia elétrica constituem problemas bastante complexos, envolvendo horizontes e fatores de análise diversos. Porém, independentemente deste fatores, pode-se dizer que o objetivo a ser alcançado é basicamente o mesmo perscrutado pelo planejamento da transmissão: o atendimento do mercado dentro dos padrões estabelecidos de qualidade de serviço (confiabilidade) buscando minimizar o custo do investimento.

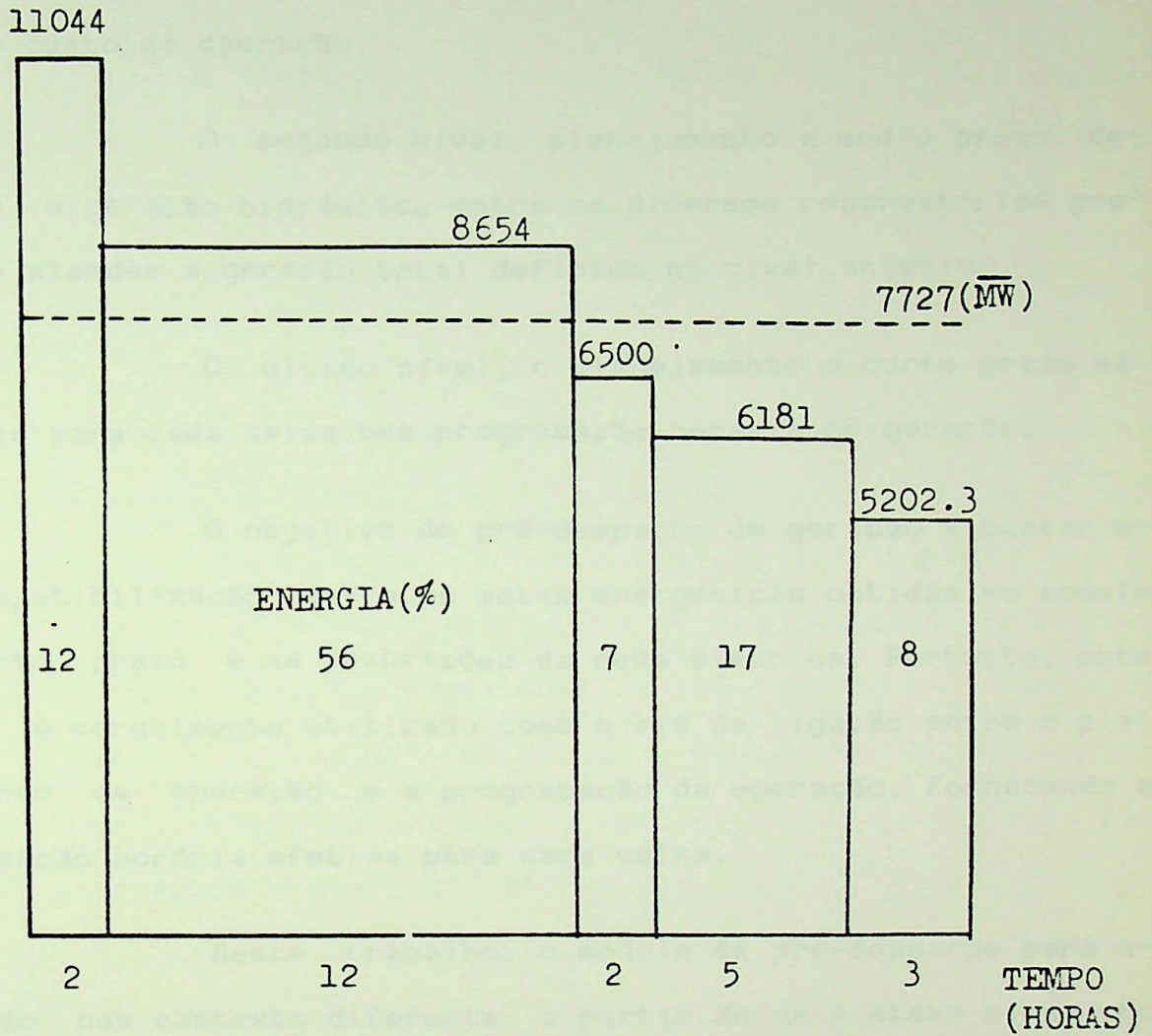
A grande complexidade do problema leva forçosamente à sua divisão em partes, sendo que a análise contempla desde os estudos de longo prazo até a supervisão e controle em tempo real da produção e dos transportes de energia. Conseqüentemente, os diversos fatores envolvidos ganham ou perdem importância de acordo com os horizontes em questão.

CURVA DE PERMANÊNCIA MENSAL - SUDESTE



CURVA DIÁRIA TÍPICA MENSAL

CARGA (MW)



Carga (MW)		Duração (h)		Energia (MWh)	% Energia Total
11044	x	2	=	22088	12
8654	x	12	=	103848	56
6500	x	2	=	13000	7
6181	x	5	=	30905	17
5202.3	x	3	=	15607	8
Total				185448	100
7727	x	24	=	185448	

O primeiro nível, que é o planejamento a longo prazo, define a energia hidráulica e térmica total do sistema. Atualmente este problema é resolvido com a utilização de modelos de programação dinâmica estocástica [25], que minimizam o valor esperado do custo de operação.

O segundo nível, planejamento a médio prazo, desagrega a geração hidráulica entre os diversos reservatórios procurando atender a geração total definida no nível anterior.

O último nível, o planejamento a curto prazo estabelece para cada usina uma programação horária de geração.

O objetivo do pré-despacho de geração é buscar uma compatibilização entre as metas energéticas obtidas no modelo de curto prazo e as restrições da rede elétrica. Portanto, este modelo é normalmente utilizado como o elo de ligação entre o planejamento da operação e a programação da operação, fornecendo a programação horária efetiva para cada usina.

Neste trabalho, o modelo de pré-despacho será utilizado num contexto diferente: a partir de um sistema planejado para um horizonte de longo prazo, será verificado se são atendidas diferentes metas de geração.

O primeiro conjunto de metas utilizado foi aquele encontrado usando-se o critério da energia firme. Este critério, conhecido como determinístico, calcula a geração média das usinas ao longo do período crítico, que é baseado na pior sequência de vazões históricas. O critério é tido hoje como muito rigoroso, uma vez que o sistema é planejado para uma condição sem déficits. Além do mais, à medida que o registro histórico aumenta, é possível o a

parecimento de sêcas mais severas, tornando o critério ainda mais rigoroso com o passar dos anos. A potência média e as metas diárias encontradas utilizando-se este critério podem ser vistas na tabela 25 para as usinas da rede representada.

O segundo conjunto de metas foi obtido considerando o critério da energia média. Desta feita foi utilizada a média do histórico e não a média do período crítico como no caso anterior. Estes dados podem ser vistos na tabela 26.

Finalmente, foram empregadas aquelas metas encontradas pelo critério da energia garantida. Este critério determina a disponibilidade de geração por usina do sistema, com base na garantia de suprimento para um risco pré-fixado. A utilização de séries geradas à partir do histórico de vazões não cria informação alguma, já que a seleção de um modelo e a estimação de seus parâmetros é feita a partir de inferências com a estas mesmas séries. Portanto, a utilização de um modelo estocástico de vazão deve ser encarada simplesmente como uma maneira eficiente de se manipular a informação existente. A diferença maior entre o critério de energia garantida e o de energia firme está no fato de que não mais existe a idéia de garantia absoluta. Admite-se a probabilidade do sistema não ser capaz de atender à totalidade do mercado e assume-se este risco de falha. Neste caso, as empresas que estiverem contratando entre si estarão cientes que ao longo do tempo a empresa supridora, por condições hidrológicas adversas, poderá deixar de atender à totalidade do contrato, sendo variável a parcela de energia não suprida. Para a aplicação do critério proposto para cálculo da energia garantida, é necessário então que se disponha de um modelo gerador de séries sintéticas de vazões e de um modelo de simulação a usinas individualizadas, para que se possa calcu-

METAS DE GERAÇÃO
CRITÉRIO DA ENERGIA FIRME DO PERÍODO CRÍTICO

Usina	Potência Instalada (MW)	Energia Firme (MW)	Metas de Geração Diária (MWh)
Barra 2 - GER	600,0	285,94	6862,0
Barra 8 - GER	1680,0	1233,47	29603,0
Barra 16 - GER	380,0	210,94	5063,0
Barra 17 - GER	1192,0	532,99	12792,0
Barra 18 - GER	510,0	266,41	6394,0
Barra 20 - GER	432,0	327,21	7853,0
Barra 26 - GER	396,0	237,21	5693,0
Barra 28 - 345	420,0	180,00	4320,0
Barra 36 - 345	110,0	60,00	1440,0
Barra 36 - 345	100,0	60,00	1440,0
Barra 51 - GER	104,0	68,39	1641,0
Barra 1 - GER	2280,0	952,05	22849,0
Barra 6 - GER	1488,0	699,34	16784,0
Barra 12 - GER	1104,0	490,52	11772,0
Barra 13 - GER	1312,0	597,75	14346,0
Barra 15 - GER	478,0	272,78	6548,0
Supridora	1252,0	1252,00	30048,0
<u>TOTAL</u>	13838,0	7727,00	185448,0

METAS DE GERAÇÃO
CRITÉRIO DE ENERGIA FIRME - MÉDIA DO HISTÓRICO

Usina	Potência Instalada (MW)	Energia Firme ($\overline{\text{MW}}$)	Metas de Geração Diária (MWh)
Barra 2 - GER	600,0	283,89	6813,0
Barra 8 - GER	1680,0	1425,54	34212,0
Barra 16 - GER	380,0	259,58	6230,0
Barra 17 - GER	1192,0	496,72	11921,0
Barra 18 - GER	510,0	241,90	5808,0
Barra 20 - GER	432,0	423,64	10167,0
Barra 26 - GER	396,0	272,10	6530,0
Barra 28 - 345	420,0	202,64	4863,0
Barra 36 - 345	110,0	64,65	1552,0
Barra 36 - 345	100,0	57,18	1372,0
Barra 51 - GER	104,0	90,18	2164,0
Barra 1 - GER	2280,0	972,50	23340,0
Barra 6 - GER	1488,0	827,17	19852,0
Barra 12 - GER	1104,0	586,53	14077,0
Barra 13 - GER	1312,0	685,88	16461,0
Barra 15 - GER	478,0	315,90	7582,0
Supridora	521,0	521,00	12504,0
<u>TOTAL</u>	13107,0	7727,00	185448,0

lar a contribuição que cada usina oferece ao sistema global. As metas de geração obtidas utilizando-se este critério para um risco de 5% e 10% podem ser vistas respectivamente nas tabelas 27 e 28. Era de se esperar que estas metas apresentassem valores superiores àqueles encontrados pelo critério da energia firme. No entanto, para o cálculo da energia firme estão sendo computados vertimentos turbináveis (o sistema está cheio e vertendo, e os vertimentos são incluídos na média de geração do período crítico). No critério da energia garantida não existem vertimentos dentro do período crítico.

Usualmente, no cálculo das metas de geração para o período crítico, considera-se um risco de 5%. Para efeito de sensibilidade foram também calculadas as metas para um risco de 10%, que apresentaram como se pode ver, valores médios superiores àqueles encontrados para 5% de risco.

5.3.3 Resultados

Para a configuração da rede estudada, acrescida do reforço de menor custo encontrado pelo programa de expansão (LT 345kV 23-24 - US\$ 11920 x 10³), foram processados vários casos com o programa de "pré-despacho" [26] associado a cada uma das metas de geração anteriormente apresentadas no item 5.3.2.

Com o conjunto de metas encontradas utilizando-se o critério da energia firme do período crítico, foram processados dois casos distintos. No primeiro deles não se considerou um limite inferior mínimo de operação para as usinas da rede, o que não é

METAS DE GERAÇÃO
CRITÉRIO DA ENERGIA GARANTIDA (5% de RISCO)

Usina	Potência Instalada (MW)	Energia Garantida (MW)	Metas de Geração Diária (MWh)
Barra 2 - GER	600,0	276,00	6624,00
Barra 8 - GER	1680,0	1154,00	27696,00
Barra 16 - GER	380,0	216,60	5198,00
Barra 17 - GER	1192,0	428,60	10286,00
Barra 18 - GER	510,0	209,40	5026,00
Barra 20 - GER	432,0	311,50	7476,00
Barra 26 - GER	396,0	194,80	4675,00
Barra 28 - 345	420,0	180,00	4320,00
Barra 36 - 345	110,0	60,00	1440,00
Barra 36 - 345	100,0	60,00	1440,00
Barra 51 - GER	104,0	69,90	1678,00
Barra 1 - GER	2280,0	823,50	19764,00
Barra 6 - GER	1488,0	655,30	15727,00
Barra 12 - GER	1104,0	498,80	11971,00
Barra 13 - GER	1312,0	571,60	13719,00
Barra 15 - GER	478,0	257,00	6168,00
Supridora	1760,0	1760,00	42240,00
<u>TOTAL</u>	14346,0	7727,00	185448,00

METAS DE GERAÇÃO
CRITÉRIO DA ENERGIA GARANTIDA (10% DE RISCO)

Usina	Potência Instalada (MW)	Energia Garantida ($\overline{MW}$)	Metas de Geração Diária (MWh)
Barra 2 - GER	600,0	286,0	6864,0
Barra 8 - GER	1680,0	1195,0	28680,0
Barra 16 - GER	380,0	228,0	5472,0
Barra 17 - GER	1192,0	436,5	10476,0
Barra 18 - GER	510,0	215,5	5172,0
Barra 20 - GER	432,0	325,0	7800,0
Barra 26 - GER	396,0	212,0	5088,0
Barra 28 - 345	420,0	180,0	4320,0
Barra 36 - 345	110,0	60,0	1440,0
Barra 36 - 345	100,0	60,0	1440,0
Barra 51 - GER	104,0	68,0	1632,0
Barra 1 - GER	2280,0	845,0	20280,0
Barra 6 - GER	1488,0	673,5	16164,0
Barra 12 - GER	1104,0	527,0	12648,0
Barra 13 - GER	1312,0	594,5	14268,0
Barra 15 - GER	478,0	265,0	6360,0
Supridora	1556,0	1556,0	37344,0
Total	14142,0	7727,0	185448,0

uma ponderação realista, uma vez que existem usinas que têm que manter um limite mínimo de tensão (energização de linhas) e cujo projeto torna inviável ou muito onerosa a adaptação das máquinas em síncronos. Todavia, por se tratar de um primeiro processamento, optou-se por um problema menos restrito. Neste caso a solução convergiu em 19 iterações para uma tolerância de 1.0MWh. Os despachos encontrados para as usinas representadas na rede e distribuídos entre os cinco patamares podem ser vistos na tabela 29.

Ao se levar em conta os limites mínimos de geração para as usinas que possuem este tipo de restrição (tabela 30), tornou-se necessário resolver novamente o problema da expansão, já que esta consideração poderia acarretar mudanças nas alternativas de expansão anteriormente encontradas. Constatou-se, no entanto, que as alternativas de expansão foram mantidas, o que possibilitou a aplicação do modelo de pré-despacho para a mesma configuração. Neste caso, a solução foi encontrada com vinte iterações para a mesma tolerância. Os resultados podem ser vistos na tabela 31.

As metas de geração obtidas pela utilização do critério da energia firme e média do histórico apresentaram, como era de se esperar, uma soma total superior àquelas encontradas pelo critério da energia firme do período crítico. Com isto, houve uma diminuição do intercâmbio com a Supridora no primeiro caso, o que tornou necessário voltar novamente à resolução do problema da expansão de redes. Verificou-se que os resultados foram mantidos. Assim, os despachos encontrados com a utilização do programa de pré-despacho para a mesma configuração anterior (os limites mínimos de geração das usinas foram considerados) podem ser vistos na tabela 32.

DESPACHOS DE GERAÇÃO PARA CADA PATAMAR DE CARGA

METAS DE GERAÇÃO - CRITÉRIO DA ENERGIA FIRMÉ DO PERÍODO CRÍTICO

NUM.	BARRA NOME	ENERGIA (MWH)			GERAÇÃO (MW)			PAT 3	PAT 4	PAT 5
		META	ATUAL	DESVIO	PAT 1	PAT 2	PAT 3			
1	BARRA 1-GER	22849.0	22849.0	.0	2068.1	872.9	2075.9	810.2	11.7	600.0
2	BARRA 2-GER	6862.0	6862.0	.0	.0	289.3	.0	318.1	529.0	387.0
3	BARRA 3-345	12696.0	12696.0	.0	529.0	529.0	529.0	529.0	1730.7	441.0
6	BARRA 6-GER	16784.0	16784.0	.0	1399.5	945.1	15.2	290.5	.0	.0
8	BARRA 8-GER	46955.0	46955.0	.0	2403.0	2039.0	1384.0	1944.1	.0	.0
12	BARRA 12-GER	11772.0	11772.0	.0	1104.0	470.4	.0	518.8	.0	.0
13	BARRA 13-GER	14346.0	14346.0	.0	1312.0	795.4	215.3	349.2	.0	.0
15	BARRA 15-GER	6548.0	6548.0	.0	478.0	345.0	399.5	130.6	.0	.0
16	BARRA 16-GER	5063.0	5063.0	.0	245.0	190.5	.0	380.0	129.1	524.4
17	BARRA 17-GER	12792.0	12792.0	.0	.0	791.5	714.4	58.4	173.3	319.6
18	BARRA 18-GER	6394.0	6394.0	.0	67.9	331.2	305.6	230.6	158.5	.0
20	BARRA 20-GER	7853.0	7853.0	.0	432.0	360.9	361.1	195.3	120.3	76.9
26	BARRA 26-GER	5693.0	5693.0	.0	396.0	235.4	396.0	161.8	.0	.0
28	BARRA 28-345	4320.0	4320.0	.0	.399.5	279.8	.0	32.7	.0	.0
36	BARRA 36-345	2880.0	2880.1	.1	210.0	118.3	.0	135.9	120.3	76.9
51	BARRA 51-GER	1641.0	1641.0	.0	.0	60.2	104.0	95.9	.0	.0

Obs.: Não foram considerados os despachos mínimos de cada usina

LIMITE MÍNIMO DE OPERAÇÃO DAS USINAS CONSIDERADAS

Usina	Limite Mínimo de Geração (MW)
Barra 2 - GER	0 *
Barra 8 - GER	3x180
Barra 16 - GER	1x70
Barra 17 - GER	1x190
Barra 18 - GER	0
Barra 20 - GER	2x80
Barra 26 - GER	4x35
Barra 28 - 345	0 *
Barra 36 - 345	0 *
Barra 36 - 345	0 *
Barra 51 - GER	1x15
Barra 1 - GER	1x200
Barra 6 - GER	2x110
Barra 12 - GER	0
Barra 13 - GER	3x100
Barra 15 - GER	0

* Existe uma solicitação tanto por parte do planejamento quanto por parte da operação para que todas as máquinas das novas usinas possam operar como síncrono.

DESPACHOS DE GERAÇÃO PARA CADA PATAMAR DE CARGA

METAS DE GERAÇÃO - CRITÉRIO DA ENERGIA FIRME DO PERÍODO CRÍTICO

BARRA		ENERGIA(MWH)				GERAÇÃO(MW)				
NUM.	NOME	META	ATUAL	DESVIO	PAT 1	PAT 2	PAT 3	PAT 4	PAT 5	
1	Barra	1-GER	22849.0	22849.0	.0	1497.2	1325.1	200.0	322.3	647.2
2	Barra	2-GER	6862.0	6862.0	.0	144.0	331.8	600.0	278.1	.0
3	Barra	3-345	12696.0	12696.0	.0	529.0	529.0	529.0	529.0	529.0
6	Barra	6-GER	16784.0	16784.0	.0	1440.9	950.4	220.0	228.3	305.4
8	Barra	8-GER	46955.0	46955.0	.0	2403.0	1871.4	2403.0	2219.5	1263.0
12	Barra	12-GER	11772.0	11772.0	.0	1104.0	660.1	402.6	110.3	95.6
13	Barra	13-GER	14346.0	14346.0	.0	1312.0	561.5	300.0	696.8	300.0
15	Barra	15-GER	6548.0	6548.0	.0	478.0	308.4	478.0	186.4	1.2
16	Barra	16-GER	5063.0	5063.0	.0	380.0	196.5	70.0	294.7	110.5
17	Barra	17-GER	12792.0	12792.0	.0	190.0	600.7	190.0	328.1	1061.0
18	Barra	18-GER	6394.0	6394.0	.0	141.9	163.0	510.0	347.3	465.8
20	Barra	20-GER	7853.0	7853.0	.0	364.6	348.3	432.0	306.0	183.6
26	Barra	26-GER	5693.0	5693.0	.0	387.9	290.7	150.4	141.7	140.0
28	Barra	28-345	4320.0	4320.0	.0	420.0	276.5	.0	32.5	.0
36	Barra	36-345	2880.0	2880.0	.0	210.0	170.1	.0	83.8	.0
51	Barra	51-GER	1641.0	1641.1	.1	40.6	70.6	15.0	76.4	100.1

Obs.: Foram considerados os despachos mínimos de cada usina.

DESPACHOS DE GERAÇÃO PARA CADA PATAMAR DE CARGA

METAS DE GERAÇÃO - CRITÉRIO DA ENERGIA FIRME - MÉDIA DO HISTÓRICO

NUM.	BARRA	ENERGIA (MWH)		GERAÇÃO (MW)		PAT 1		PAT 2		PAT 3		PAT 4		PAT 5	
		META	ATUAL	DESVIO		PAT 1		PAT 2		PAT 3		PAT 4		PAT 5	
1	Barra	23340.0	23340.0	.0		2280.0		817.3		1198.9		907.8		678.5	
2	Barra	6813.0	6813.0	.0		.0		430.5		.0		329.5		.0	
3	Barra	12504.0	12504.0	.0		521.0		521.0		521.0		521.0		521.0	
6	Barra	19052.0	19852.0	.0		1488.0		951.4		356.4		718.5		384.4	
8	Barra	34212.0	34212.0	.0		1680.0		1680.0		1520.6		856.7		1122.5	
12	Barra	14077.0	14077.0	.0		1104.0		710.8		101.7		494.4		221.5	
13	Barra	16461.0	16461.0	.0		1312.0		703.4		300.0		779.3		300.0	
15	Barra	7582.0	7582.0	.0		478.0		339.5		477.9		140.5		297.9	
16	Barra	6230.0	6230.0	.0		340.6		347.9		103.4		154.0		132.5	
17	Barra	11921.0	11921.0	.0		278.4		454.8		1191.9		311.5		655.1	
18	Barra	5808.0	5808.0	.0		.0		404.3		.1		141.7		82.8	
20	Barra	10167.0	10167.0	.0		432.0		432.0		432.0		391.8		432.0	
26	Barra	6530.0	6530.0	.0		396.0		350.0		140.0		167.6		140.0	
28	Barra	4863.0	4863.0	.0		420.0		235.1		39.1		170.8		90.0	
36	Barra	2924.0	2924.0	.0		210.0		174.5		22.6		30.9		70.2	
51	Barra	2164.0	2164.1	.1		104.0		101.7		94.4		64.9		74.0	

Obs.: Foram considerados os despachos mínimos de cada usina.

Repetiu-se o mesmo procedimento anterior para as metas de geração encontradas pelo critério da energia garantida e riscos de 5% e 10%. As soluções deparadas podem ser vistas nas tabelas 33 e 34.

DESPACHOS DE GERAÇÃO PARA CADA PATAMAR DE CARGA

METAS DE GERAÇÃO - CRITÉRIO DA ENERGIA GARANTIDA (5% DE RISCO)

X-----X		ENERGIA(MWH)			GERACAO(MW)					X-----X		
NUM.	BARRA	NOME	META	ATUAL	DESVIO	PAT 1	PAT 2	PAT 3	PAT 4	PAT 5		
1	Barra	1-GER	19764.0	19764.0	.0	1125.0	1292.8	200.0	200.0	200.0		
2	Barra	2-GER	6624.0	6624.0	.0	123.3	196.9	393.6	427.3	363.8		
3	Barra	3-345	12696.0	12696.0	.0	529.0	529.0	529.0	529.0	529.0		
6	Barra	6-GER	15727.0	15727.0	.0	1347.4	795.5	345.9	220.0	564.9		
8	Barra	8-GER	57240.0	57240.0	.0	2735.6	2299.0	1830.6	2911.0	1988.2		
12	Barra	12-GER	11971.0	11971.0	.0	1104.0	596.2	509.6	317.9	.0		
13	Barra	13-GER	13719.0	13719.0	.0	1312.0	595.3	677.8	300.0	365.4		
15	Barra	15-GER	6168.0	6168.0	.0	363.6	376.6	193.9	12.4	157.3		
16	Barra	16-GER	5198.0	5198.0	.0	380.0	184.5	250.0	290.7	90.0		
17	Barra	17-GER	10286.0	10286.0	.0	190.0	634.6	289.5	190.0	253.8		
18	Barra	18-GER	5026.0	5026.0	.0	405.2	88.0	420.2	363.2	167.8		
20	Barra	20-GER	7476.0	7476.0	.0	327.0	364.2	405.0	178.5	249.5		
26	Barra	26-GER	4675.0	4675.0	.0	367.9	194.3	243.8	140.0	140.0		
28	Barra	28-345	4320.0	4320.0	.0	420.0	284.0	36.0	.0	.0		
36	Barra	36-345	2880.0	2880.0	.0	210.0	141.8	104.0	60.5	82.7		
51	Barra	51-GER	1678.0	1678.1	.1	104.0	81.2	71.1	40.6	50.0		

Obs.:Foram considerados os despachos mínimos de cada usina.

DESPACHOS DE GERAÇÃO PARA CADA PATAMAR DE CARGA

METAS DE GERAÇÃO - CRITÉRIO DA ENERGIA GARANTIDA (10% DE RISCO)

X	NUM.	BARRA	ENERGIA(MWH)			DESVIO	GERACAO(MW)				X
			META	ATUAL			PAT 1	PAT 2	PAT 3	PAT 4	
X			X	X	X	X	X	X	X	X	X
	1	Barra	1-GER	20280.0	20280.0	.0	814.2	1266.1	904.5	209.8	200.0
	2	Barra	2-GER	6864.0	6864.0	.0	.0	276.4	.0	357.2	587.2
	3	Barra	3-345	12696.0	12696.0	.0	529.0	529.0	529.0	529.0	529.0
	6	Barra	6-GER	16164.0	16164.0	.0	1442.9	800.4	220.0	514.7	220.0
	8	Barra	8-GER	53328.0	53328.0	.0	2707.0	1995.8	1825.7	2453.1	2682.7
	12	Barra	12-GER	12648.0	12648.0	.0	1104.0	781.5	.0	212.4	.0
	13	Barra	13-GER	14268.0	14268.0	.0	1312.0	630.9	546.0	410.5	309.6
	15	Barra	15-GER	6360.0	6360.0	.0	478.0	370.7	116.2	144.6	.0
	16	Barra	16-GER	5472.0	5472.0	.0	298.4	189.6	304.6	314.2	139.9
	17	Barra	17-GER	10476.0	10476.0	.0	839.9	433.1	948.4	213.7	211.4
	18	Barra	18-GER	5172.0	5172.0	.0	.0	254.4	386.0	269.5	.0
	20	Barra	20-GER	7000.0	7000.0	.0	432.0	370.1	160.0	335.4	165.8
	26	Barra	26-GER	5088.0	5088.0	.0	367.1	228.6	245.5	140.0	140.0
	28	Barra	28-345	4320.0	4320.0	.0	420.0	290.0	.0	.0	.0
	36	Barra	36-345	2800.0	2800.1	.1	195.5	157.2	210.0	36.6	.0
	51	Barra	51-GER	1632.0	1632.0	.0	104.0	80.4	104.0	40.2	16.9

Obs.:Foram considerados os despachos mínimos de cada usina.

5.4 Conclusão

- A utilização do modelo de pré-despacho da geração na análise de viabilidade entre metas estipuladas de geração e o sistema de transmissão mostrou-se um ferramental adequado, eficiente e rápido. O uso do princípio da decomposição de Dantzig e Wolfe neste modelo permite esta rapidez e garante a representação de redes muito maiores.
- A solução do pré-despacho para o caso exemplo, mesmo para diferentes metas de geração, convergiu para uma tolerância de 1.0MWh, o que significa que a rede obtida pela síntese com despachos flexíveis é viável.
- O planejamento dos sistemas de transmissão com considerações energéticas, ou seja, com a inclusão das metas de geração e a curva de carga do sistema, permite ao planejador uma visão global e muito mais abrangente da rede, tornando possível ao mesmo traçar alternativas de atuação diferentes daquelas anteriormente estabelecidas para o planejamento restrito a um ponto fixo de geração e ponta do sistema. É possível, por exemplo, que a mudança de uma determinada meta energética, ou a motorização de uma usina, ou mesmo a transformação de uma máquina em um gerador síncrono, propiciem ganhos muito mais atrativos, em termos de benefícios para o sistema como um todo, do que a incorporação à rede de uma linha de transmissão.

- O sistema simulado no caso exemplo representou, basicamente, o atendimento a um mercado caracterizado por elevado fator de carga. Para outras redes, onde prevalecem fatores de carga menores, é válido esperar que esta sistemática se mostre ainda mais atrativa.

Capítulo 6
CONCLUSÃO

6. CONCLUSÃO

Nesta dissertação, procurou-se avaliar os benefícios, em termos de investimentos na transmissão, de se utilizarem despachos flexíveis para a síntese de redes. O procedimento tradicional, empregado pelo planejamento a longo prazo, é o de usar um despacho de geração pré-fixado, geralmente associado à demanda para o período em estudo. A síntese é realizada para um ponto fixo de geração, sendo os reforços adicionados à rede a partir deste ponto. Na verdade, sabe-se que existe uma reserva no sistema, que permite a mudança dos despachos estabelecidos, só que esta disponibilidade, no planejamento tradicional, é considerada como sendo uma "reserva operativa", não tendo sido convenientemente avaliada.

Pode-se constatar neste trabalho que, ao se considerarem despachos flexíveis na hora de ponta para estudos de síntese, e utilizando-se um modelo especializado (Mudança do Ponto de Operação do Sistema), foi possível obter uma economia significativa para o sistema de transmissão. Posteriormente, a rede obtida foi submetida a uma análise de viabilidade (Pré-despacho de Geração) envolvendo as usinas consideradas e suas metas de geração, a curva de carga do sistema, e, também, evidentemente, os elementos da rede. As metas de geração energética foram alcançadas através da utilização dos seguintes modelos: Modelo de Programação Dinâmica Estocástica (MPDE) e Modelo de Simulação de Usinas Individualizadas (MSUI).

O sistema elétrico deve contar com reservas para o caso de emergências. No entanto, estas reservas devem ser bem conhecidas para serem estrategicamente localizadas de forma a atender ao consumidor com confiabilidade e também dispendendo nesta tarefa a menor quantidade de recurso possível. No caso do planejamento da expansão de redes utilizando a metodologia tradicional, onde os despachos são fixados, é possível que a rede expandida apresente inviabilidade(s) para alguma(s) das metas energéticas e o planejador não tome conhecimento deste fato.

O planejamento dos sistemas de transmissão com considerações energéticas, ou seja, com a inclusão das metas de geração e a curva de carga, permite ao planejador uma visão global e dinâmica do sistema, fornecendo um maior conhecimento das reservas existentes. Tal fato possibilita ao planejador traçar alternativas de atuação diferentes daquelas anteriormente estabelecidas para o planejamento restrito a um ponto de geração e ponta do sistema. É possível, por exemplo, que a mudança de uma determinada meta energética, ou a motorização de uma usina, ou mesmo a transformação de uma máquina em um gerador síncrono propicie benefícios mais atrativo do que a incorporação à rede de uma linha de transmissão.

O sistema simulado traduziu, basicamente, o atendimento a um mercado caracterizado por elevado fator de carga. Mesmo assim, a utilização da metodologia mostrou-se adequada e eficiente, indicando que são conseguidos, através da síntese, ganhos significativos. Para outras redes, onde prevalecem fatores de carga menores, é possível prever que esta sistemática se mostre ainda mais atrativa.

A utilização de um modelo linearizado não se constituiu em uma limitação comprometedora, visto que se sabe que esta simplificação é aceitável, principalmente para sistemas de alta tensão, onde os erros de se estimarem fluxos de potência ativa são relativamente pequenos. Aliás, esse tipo de simplificação propicia o desenvolvimento de uma rotina de resposta muito rápida e com baixo custo computacional. Seria interessante, no entanto, que fosse elaborado um estudo detalhado para o estabelecimento dos limites de carregamento das linhas de transmissão, já que este dado é, como se viu, muito importante para a síntese utilizando-se métodos lineares.

Neste trabalho, os índices de sensibilidade foram utilizados como parte de um processo heurístico para o planejamento da expansão de redes. Como meta futura, tal procedimento poderia ser automatizado com a utilização de um modelo de múltiplos estágios para a resolução do problema da expansão, conforme mostra a figura 30.

Este modelo se decompõe basicamente em duas partes: determinação dos investimentos ótimos em capacidade, e levantamento do custo de operação e confiabilidade de suprimento associados à construção desta capacidade. Esta decomposição poderia ser explorada por técnica de programação matemática, Decomposição de Benders, que produz a otimização global dos custos de investimento e valor esperado do custo de operação para o caso base e contingências. A solução iterativa para os modelos de investimento e operação permitiria que os mesmos fossem modelados separadamente, utilizando-se algoritmos de solução apropriados.

O problema de investimento seria um problema de

MODELO DE MÚLTIPLOS ESTÁGIOS PARA RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DA EXPANSÃO OTIMIZADA DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

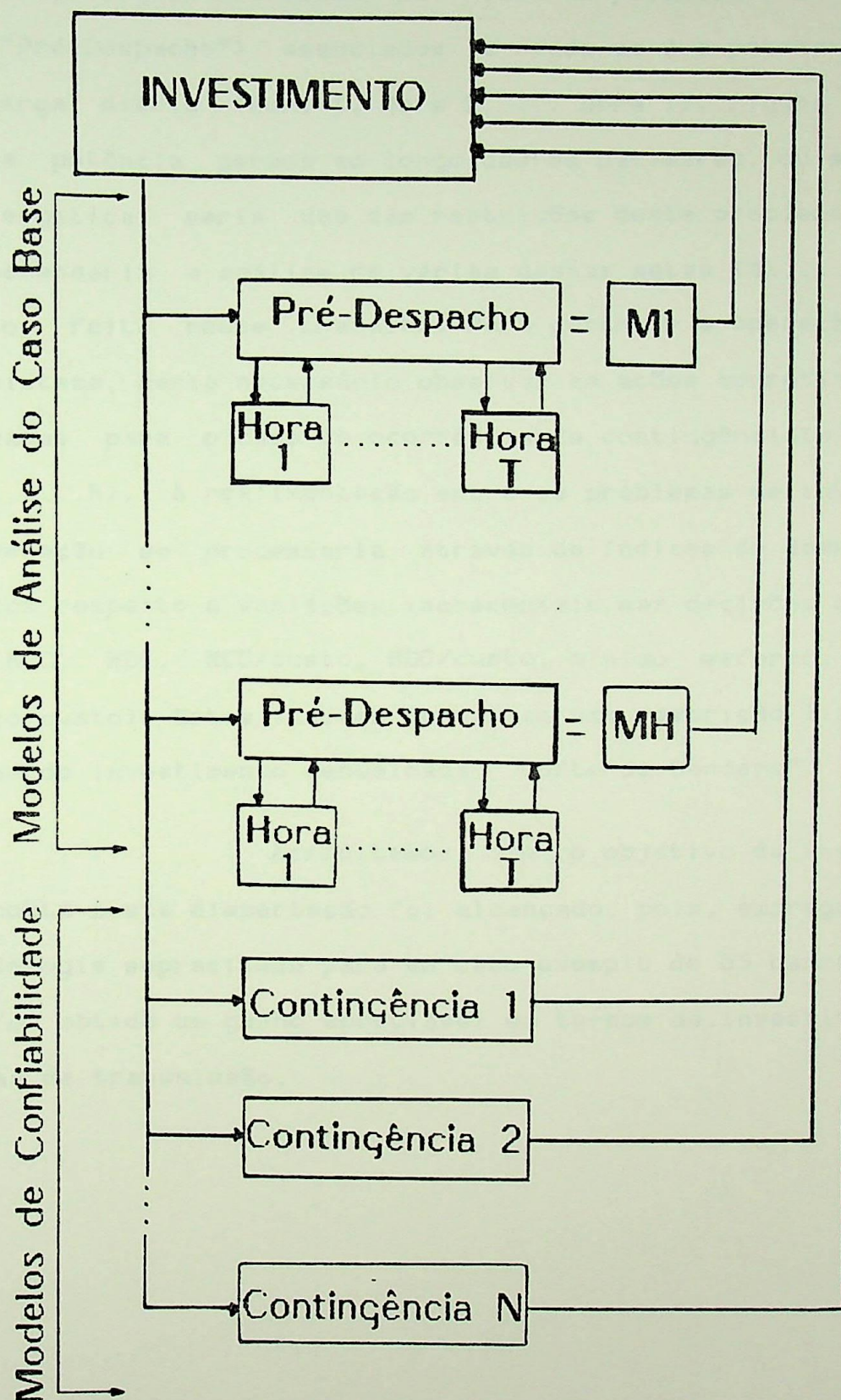


Fig. 30

programação inteira, onde as variáveis representariam investimentos em capacidade de geração e transmissão. Para a análise do caso base, seria utilizado um fluxo de potência com vários estágios ("Pré-Despacho") associados a cada um dos patamares da curva de carga diária (Hora 1, Hora 2, ... Hora T), figura 30. A integral da potência gerada ao longo destes patamares, ou seja, a meta energética, seria uma das restrições deste problema, sendo também necessária a análise de várias destas metas ($M_1, \dots, M_H$), conforme foi feito neste trabalho. Para garantir a operação confiável do sistema, seria necessário observar as ações corretivas a serem tomadas para o caso de ocorrência de contingência(s) (contingência 1, 2...N). A realimentação entre os problemas de investimento e operação se processaria através de índices de desempenho da rede com respeito a variações incrementais nas decisões de investimento (MCC, MDG, MCC/custo, MDG/custo, mínimo esforço, mínimo esforço/custo). Estes índices formariam uma restrição linear ao problema de investimento denominada "Corte de Benders".

Acreditamos que o objetivo da investigação proposta nesta dissertação foi alcançado, pois, empregando-se a metodologia supracitada para um caso exemplo de 55 barras e 98 linhas, foi obtido um ganho apreciável em termos de investimento no sistema de transmissão.

Capítulo 7

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 - L .L .Garver, "Transmission Network Estimation Using Linear Programming", IEEE Trans. PAS., Vol Pas 89, p. 1688-1697, Fevereiro 1970
- 2 - G. D .Galloway, L. L. Garver, L. K. Kirchmayer e A. J. Wood, "Generation - Transmission Planning and Economic Evaluation", Power System Computation Conference (PSCC), 1969
- 3 - J. C. Kaltenbach, J.Peschon e E. Gehring, "A Mathematical Optimization Technique For Expansion of Eletric Power Transmission Systems", IEEE Trans. PAS, Vol Pas 89, p. 113-119, Janeiro/Fevereiro 1970
- 4 - W. R. Puntel, N. D. Reppen, A.R. J. Ringle, J. E. Platts, W. A. Ryan e P. J. Sullivan, "An Automated Method for Long Range Planning of Transmission Networks", PICA Proceedings, p. 38-46, junho 1973
- 5 - S. Y. Lee, K. L. Hides e E. Hnyilicza, "Transmission Expansion By Branch-and-Bound Integer Programming With Optimal Cost-Capacity Curves", IEEE Trans. PAS, Vol Pas 93, p. 1390-1400, Setembro/Outubro 1974
- 6 - F. A. M. Machado, J. R. Schmidt e R. G. Elias, "Modelo Para Determinação da Estrutura do Sistemas Elétricos de Potência" - V SNPTE - 1979
- 7 - A. Monticelli , "Métodos de Análise e Síntese Aplicados ao Planejamento a Longo Prazo de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica", curso elaborado pela Universidade Estadual de Campinas, 1979
- 8 - R. J. Bennon, J. A. Jueves. A.P. Meliopoulos, "Use of Sensitivity Analysis in Automated Transmission Planning", IEEE Trans. PAS, Vol Pas 101, p. 53-59, 1982
- 9 - EPRI, "Reliability Indices for Power Systems", Final Report E1-1773, Março 1981
- 10 - D.S.Ramos, M.Morozowski, M.V.F.Pereira, R.G.Elias, "Planejamento Integrado Geração/Transmissão como Instrumento na Maximização da Eficiência dos Investimentos na Expansão" - SPSE -CIER - 1989

- 11 - D.S.Ramos, M. Morozowski, M.V.F.Pereira, "Integração da Expansão do Parque Gerador e Sistema de Transmissão Interligado Brasileiro - Aspectos Conceituais e Metodológicos " - X SNPTE - Grupo VII - Curitiba 1989
- 12 - M.Morozowski, M.V.F.Pereira, A.Pedroso,R.G.Elias, D.S.Ramos, "Flexible Generation Allocation And Redispatch Impact on Brazilian System Reliability and Costs" - II SEPOP - São Paulo - Agosto 1989
- 13 - GCPS/CTST/GTCP, "Diretrizes para Consideração do Sistema de Geração em Estudos de Planejamento do Sistema de Transmissão", Maio 1989
- 14 - M. V. F. Pereira e L. M. V. G. Pinto, "Application of Sensitivity Analysis of Load Supplying Capability to Interactive Transmission Expansion Planning", IEEE Trans. PAS, Vol Pas 104, Fevereiro 1985
- 15 - A. Monticelli, A. Santos Jr., M.V.F.Pereira, S. H. Cunha, B. J. Parker e J. C. G. Praça, "Interactive Transmission Network Planning Using a Least-Effort Criterion", IEEE Trans. PAS, Vol Pas 101, Outubro 1982
- 16 - B.J .Parker, A.Tanabe e M.Schiling,"Precisão do Fluxo de Potência Linearizado para Simulação do Sistema Brasileiro"- Eletrobrás - Nota técnica DEST 18/80.
- 17 - J.C.Tibúrcio, "Análise de Sistemas de Potência" - Notas de aula -EFEI - 1986.
- 18 - B.Stott, J.L.Marinho,"Linear Programming for Power System Network Applications",IEEE Trans. PAS,Vol.98,p. 837-848 , Maio/Junho 1979.
- 19 - M.V.F.Pereira, L.M.V.G.Pinto,"A Decomposition Approach to The Economic Dispatch of Hydrothermal Systems" ,IEEE Trans. PAS, Vol 101, p. 3851-3859, Outubro 1982.
- 20 - B. G. Gorenstin, "Chaveamento de Circuitos para Alívio de Sobrecargas" - Rio de Janeiro: Tese de Mestrado - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE - 1985.
- 21 - D. G. Luenberger , "Introduction to Linear and Non-linear Programming " -Addison Wesley Publishing Company.
- 22 - M. V. F. Pereira, "Aplicação de Análise de Sensibilidade no Planejamento da Expansão de Sistemas de Geração/Transmissão"

Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro,
COPPE - 1985.

- 23 - N.Maculan Filho, M.V.F.Pereira , "Programação Linear", São Paulo: Atlas, 1980.
- 24 - M.V.F.Pereira, L.M.V.G.Pinto, "Aplicação de Técnicas de Decomposição ao Pré-Despacho de Sistemas Hidrotérmicos", VII SNPTE, Brasília - 1983
- 25 - CEPEL/ELETRBRAS - "Modelos de Programação Dinâmica Estocástica para a Operação de Sistemas Hidrotérmicos", Relatório Técnico CEPEL 144, 1979.
- 26 - B. G. Gorenstin , "Programa de Pré-Despacho de Geração Para Sistemas Hidrotérmicos (PREDESP)" - Versão 01 - CEPEL, 1987.
- 27 - A.Monticelli, "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", São Paulo: Edgard Blücher, 1983.
- 28 - L.S.Lasdon- "Optimization Theory for Large Systems", Collier Macmillan Canada, LTD, Toronto, Ontario.
- 29 - G.B.Dantzig, "Linear Programming and Extensions", Princeton University Press - Princeton, New Jersey.

APÊNDICE 1

FLUXO DE POTÊNCIA LINEARIZADO

APENDICE 1

FLUXO DE POTÊNCIA LINEARIZADO

O fluxo de potência ativa em uma linha de transmissão é aproximadamente proporcional à abertura angular na linha. A relação entre os fluxos de potência ativa e as aberturas angulares é do mesmo tipo da existente entre os fluxos de corrente e as quedas de tensão em um circuito de corrente contínua, para o qual é válida a lei de Ohm. Essa propriedade possibilita o desenvolvimento de um modelo aproximado que permite estimar com baixo custo computacional e precisão aceitável a distribuição dos fluxos de potência ativa em um sistema de transmissão.

O modelo é baseado na forte dependência entre as potências ativas e os defasamentos angulares das tensões, no fraco acoplamento entre as potências ativas e a magnitude das tensões. No fluxo de potência linearizado não são consideradas as magnitudes das tensões, as potências reativas e os taps dos transformadores.

Linearização

Dada uma linha de transmissão, ligando duas barras k e m , seu circuito equivalente é definido por três parâmetros: resistência série r_{km} , reatância série x_{km} e a susceptância

shunt b_{km}^{SH} , conforme a figura A1.

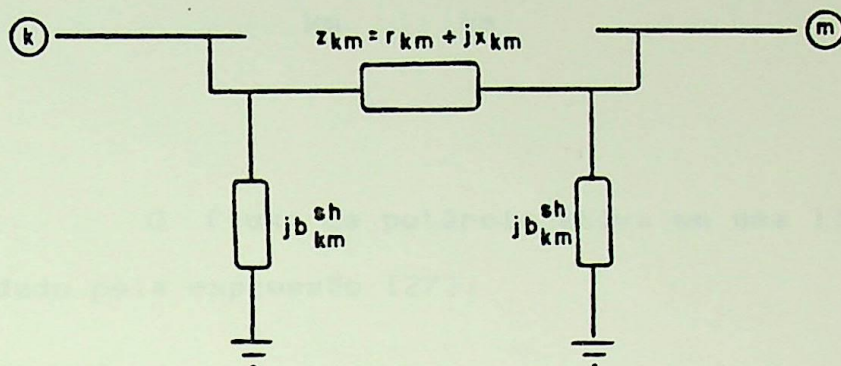


Fig. A1

A impedância do elemento série é dada por:

$$z_{km} = r_{km} + j x_{km} \quad (A1.1)$$

A admitância série é dada por:

$$y_{km} = \frac{1}{z_{km}} = g_{km} + j b_{km} \quad (A1.2)$$

Onde g_{km} é a condutância série que pode ser expressa como:

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (A1.3)$$

A susceptância série pode ser expressa como:

$$b_{km} = \frac{-x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (A1.4)$$

O fluxo de potência ativa em uma linha de transmissão é dado pela expressão [27]:

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (A1.5)$$

onde:

P_{km} - fluxo de potência ativa no ramo $k - m$

V_k, V_m - magnitude das tensões das barras terminais do ramo $k - m$

θ_k, θ_m - ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k - m$

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$$

O fluxo no extremo oposto da linha é dado por:

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} + V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (A1.6)$$

As perdas de transmissão na linha são dadas por:

$$P_{km} + P_{mk} = g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km}) \quad (A1.7)$$

Ao se desprezar as perdas, tem-se:

$$P_{km} = -P_{mk} = -V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (A1.8)$$

As seguintes aproximações são introduzidas em (A1.8)

$$V_k = V_m \cong 1 \text{ p.u.}$$

$$\sin \theta_{km} \cong \theta_{km}$$

$$b_{km} = \frac{-1}{x_{km}}$$

Então (A1.8) fica:

$$P_{km} = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \quad (A1.9)$$

Formulação Matricial

O modelo linearizado desenvolvido em (A1.9), ao se considerar a conservação da energia em cada barra pode ser expresso por:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} (\theta_k - \theta_m) \quad (A1.10)$$

$k = 1, 2, \dots, NB$ (número de barras)

Ω_k - conjunto das barras vizinhas da barra k .

A expressão (A1.10), pode ser representada matricialmente por:

$$P = H \theta \quad (A1.11) \quad \text{onde:}$$

P - vetor de injeção de potência ativa

θ - vetor dos ângulos das tensões nodais θ_k

H - matriz semelhante à matriz admitância nodal, cujos elementos são dados por:

$$H_{kk} = \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} \quad H_{km} = -x_{km}^{-1}$$

A matriz H , que aparece em (A1.11) é singular, já que a soma dos componentes de P é nula, ou seja, a injeção de potência em uma barra qualquer pode ser obtida a partir da soma algébrica das demais. Para resolver este problema, elimina-se uma das equações de (A1.11) e adota-se a barra correspondente como referência angular ($\theta_k = 0$).

Desta forma, esse sistema passa a ser não singular com dimensão $NB-1$ e os ângulos das $NB-1$ barras restantes podem ser determinados a partir das injeções de potência especificadas nessas $NB-1$ barras.

Modelo Incremental

Como foi dito anteriormente o modelo de mudança otimizada do ponto de operação avalia o carregamento dos elementos do sistema para um determinado ponto de operação. Caso haja alguma sobrecarga, o modelo tenta modificar as gerações do sistema de forma a eliminar essa sobrecarga. Portanto, na verdade, passa-se de determinado ponto de operação do sistema para outro modificando-se o vetor de injeções de potência ativa.

Seja P^0 e θ^0 um ponto de operação da rede elétrica. Pela matriz H , pode-se avaliar a variação dos ângulos nodais ($\Delta\theta$) para uma perturbação nas injeções (ΔP):

$$P^0 + \Delta P = H (\theta^0 + \Delta\theta), \text{ como } P^0 = H\theta^0,$$

$$\Delta P = H \Delta\theta \quad (A1.12)$$

A variação do fluxo de potência em um circuito $k - m$ qualquer da rede é expressa por:

$$\Delta P_{km} = \frac{(\Delta\theta_k - \Delta\theta_m)}{x_{km}} \quad (A1.13)$$

Porém,

$$\Delta\theta_k - \Delta\theta_m = e_{km}^t H^{-1} \Delta P$$

onde e_{km}^t - é chamado vetor incidência, ou seja, é um vetor que tem como dimensão o número de barras da rede e todos os elementos

nulos, com a excessão das posições k e m , que valem respectivamente 1 e - 1.

$$e_{km}^t = \begin{vmatrix} & k & & m \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \end{vmatrix}$$

Logo:

$$\Delta_{km}^P = \frac{e_{km}^t H^{-1} \Delta^P}{x_{km}} \quad (A1.14)$$

APÊNDICE 2
PROGRAMAÇÃO LINEAR

APENDICE 2

PROGRAMAÇÃO LINEAR

O problema da programação matemática consiste na maximização ou minimização de uma função objetivo $F(x_1, \dots, x_n)$ pela escolha apropriada de um vetor $x = |x_1, \dots, x_n|$.

Se é permitido às variáveis x tomarem qualquer valor, estamos diante de um problema irrestrito, caso contrário, se essas variáveis tem que satisfazer uma série de restrições, o problema é dito restrito.

Dentre os problemas de programação matemática, distingue-se aqueles nos quais se tem a função objetivo e as restrições compostas por equações ou inequações lineares. Esses são denominados problemas de programação linear cuja forma padrão sempre pode ser expressa por:

$$\text{minimizar } z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad (\text{A2.1})$$

$$\text{sujeito a: } \sum_{j=1}^n A_{ij} x_j = b_i \quad (\text{A2.2})$$

$i = 1, 2, \dots, m$

$$x_j \geq 0 \quad (\text{A2.3})$$

$$j = 1, 2, \dots, n$$

Na forma matricial temos:

minimizar $c^t x$

sujeito a: $Ax = b$ (A2.4)

$x \geq 0$ A - matriz $m \times n$

Podendo também ser representado pelo "tableau":

c	F_0
A	b

(A2.5)

Se num conjunto de equações do tipo (A2.2) existir equações redundantes, ou seja uma equação combinação linear de outra, essas poderão ser desprezadas sem nenhum comprometimento para o resultado final do problema.

Variáveis de Folga

Caso a restrição seja uma inequação do tipo:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i \quad (A2.6)$$

Define-se então uma variável x_{n+1} de tal sorte que a inequação (A2.6) torna-se uma equação:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j + x_{n+1} = b_i \quad (A2.7)$$

Da mesma forma, a inequação:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \geq b_i \quad (A2.8)$$

Pode ser escrita de forma:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j - x_{n+1} = b_i \quad (A2.9)$$

Deve ser ressaltado que as variáveis de folga precisam ser positivas afim de que as inequações possam ser satisfeitas.

Desta forma, com a utilização das variáveis de folga, os problemas de programação linear tornam-se problemas cuja solução consiste na resolução de um sistema de equações lineares indeterminado, uma vez que o número de variáveis é maior do que o número de equações.

As soluções que atendem aos limites impostos são denominados soluções viáveis. Dentre essas soluções são pesquisadas aquelas que atendem também a função objetivo ditas soluções ótimas do problema (caso haja mais do que uma).

Teoremas Básicos da Programação Linear

Serão enumeradas inicialmente algumas definições [28]:

Definição - 1 - Chama-se matriz base em (A2.4), a matriz não singu

lar $m \times m$ formada por algumas das m colunas da matriz de restrições A . (desde que o posto da matriz é m , A contém pelo menos uma matriz base).

Definição -- 2 - A solução básica para a programação linear é um vetor único determinado pela escolha da matriz base. Feita a escolha, iguala-se a zero as $n - m$ variáveis da matriz A (A2.4) fora da base e resolve-se o sistema de equações resultante para as m variáveis.

Para uma dada solução básica, agrupando-se convenientemente as variáveis básicas e não básicas de (A2.4) obtém-se:

$$\begin{array}{ccccccc} x_1 & & & + a_{1,m+1} x_{m+1} & + \dots + a_{1,n} x_n & = b_1 \\ x_2 & & & \vdots & & \vdots & \\ & & & \vdots & & \vdots & \\ & & & \vdots & & \vdots & \\ x_m & + a_{m,m+1} x_{m+1} & + \dots + a_{m,n} x_n & = b_m \end{array} \quad (A2.10)$$

que pode ser sintetizado pelo tableau a seguir:

C_B	C_N	F_0
B	N	b
x_B	x_N	

(A2.11)

Variáveis básicas $x_B = x_1, x_2, \dots, x_m$

Variáveis não-básicas $x_N = x_{m+1}, \dots, x_n$

Base B

Colunas das variáveis não-básicas N

Custo das variáveis básicas $C_B = C_1, C_2, \dots, C_m$

Custo das variáveis não-básicas $C_N = C_{m+1}, \dots, C_n$

Definição_3 - Uma solução ótima (não degenerada), é uma solução básica viável que minimiza a função objetivo z .

Teorema_1: A função objetivo z apresenta seu valor mínimo num ponto extremo de um conjunto de restrições. Caso a função objetivo assuma seu valor mínimo em mais de um ponto extremo, então ela terá o mesmo valor para qualquer ponto do segmento ligando os dois pontos extremos.

Teorema_2: Um vetor $x = (x_1, x_2, \dots, x_m)$ é um ponto extremo de um conjunto de restrições de um problema de programação linear se e somente se x é uma solução básica viável das restrições (A2.2) e (A2.3).

Pelos teoremas enumerados, vê-se que para a busca de uma solução otimizada, somente os pontos extremos das soluções viáveis precisam ser pesquisados. Mesmo assim o número de soluções investigados é grande, necessita-se desta forma de um método que selecione de forma ordenada os pontos extremos até que o ótimo seja atingido.

Este é o método simplex.

Método Simplex

O método simplex é um método que envolve duas fases no processo de busca de soluções ótimas em problemas de programação linear. A primeira fase encontra uma solução viável,

se ela existir; caso contrário informa de sua não existência. A fase dois usa essa solução como ponto inicial e parte para a busca da solução ótima, dando informações caso essa seja irrestrita.

Se colocarmos o problema na forma canônica, ou seja, como em (A2.10), com as variáveis básicas separadas das não-básicas, teremos à mão uma solução básica viável que poderá ser ótima ou não conforme a aplicação do teorema que se anunciará a seguir:

Teorema_3: Uma solução básica viável é mínima com o custo total z se todas as constantes:

$$c_j > 0 \quad j = m + 1, \dots, n \quad (\text{forem positivas})$$

c_j são denominados fatores de custo relativo.

Corolário: Uma solução básica viável é uma única solução de mínimo viável se os $c_j > 0$ para todas as variáveis não básicas.

Se algum do c_j das variáveis não básicas apresentar um valor negativo, isso significa se essa variável crescer, a função objetivo decresce, portanto o mínimo não foi obtido ainda.

O que se faz na segunda fase do método é simplesmente à partir de uma solução inicial, ir trocando as variáveis básicas utilizando pivotagem [29] até se encontrar soluções básicas viáveis que obedeçam as condições de optimalidade anunciadas pelo teorema 3.

Na verdade, é sempre possível se tivermos um $c_j < 0$ passar de uma solução básica para outra de menor custo utili-

zando técnica de pivotagem, desde que não haja degeneração (todos os $b_i > 0$ em A2.2). Se existir mais de um $c_j < 0$, deve ser escolhido aquele de custo relativo mais negativo, ou seja:

$$c_s = \min_j c_j < 0 \quad (\text{A2.12})$$

Esse procedimento é muito usado na prática pela sua simplicidade e também por levar na maioria das vezes a um menor número de iterações em relação ao caso de se escolher qualquer $c_j < 0$.

Tendo-se decidido qual variável x_s a se tornar básica, aumenta-se o seu valor à partir de zero e verifica-se o que acontece nas demais variáveis básicas.

De A2.10 vem:

$$\begin{aligned} x_1 &= b_1 - a_{1s} x_s \\ x_2 &= b_2 - a_{2s} x_s \\ &\vdots \\ x_m &= b_m - a_{ms} x_s \end{aligned} \quad (\text{A2.13})$$

$$z = z + c_s x_s \quad c_s < 0$$

Ao se crescer x_s , z decresce até que a primeira variável básica x_i venha a se anular. Neste caso, por (A2.13) o valor de x_s é dado por:

$$x_s = \frac{b_i}{a_{is}} \quad \text{para } a_{is} > 0 \quad (\text{A2.14})$$

O valor obtido de x_s dessa forma será o maior valor permitido a essa variável de forma a acatar as restrições de não-negatividade das demais.

Logo:

$$x_s^* = \min_i \frac{b_i}{a_{is}} = \frac{b_r}{a_{rs}} \quad (A2.15)$$

$$a_{is} > 0$$

Assim, a variável x_s se torna não básica dando o seu lugar a x_r , sendo que o valor dessa variável é obtido pela pivotagem do termo $a_{rs} x_s$. O ato de se encontrar $c_s = \min_j c_j < 0$ fornece a coluna s do elemento pivot e o menor valor da relação entre b_i / a_{is} para $a_{is} > 0$, fornece a linha r do pivot.

No caso de uma solução degenerada, tendo $b_i = 0$, por (A2.15) para $a_{is} > 0$, teremos $x_s^* = 0$, ou seja, a troca de variáveis básicos não irá alterar o valor da função objetivo z .

Formulação Matricial do Método Simplex

Conforme visto em (A2.4), a matriz A pode ser dividida em duas outras submatrizes: a matriz B contendo as variáveis básicas e a matriz N contendo as variáveis não básicas, conforme (A2.11). Da mesma forma, o vetor de coeficientes da função objetivo é particionado em c_B e c_N .

A forma padrão matricial fica sendo:

$$\begin{aligned}
\min f_0 &= c_B x_B + c_N x_N \\
\text{sujeito a } B x_B + N x_N &= b \\
x_B &> 0, \quad x_N > 0
\end{aligned}
\tag{A2.16}$$

A solução básica, que deverá ser também viável corresponde à base B e $x = [x_B \ 0]$, onde x_B é dado por:

$$x_B = B^{-1} b \tag{A2.17}$$

O que corresponde a tornar $x_N = 0$

Quando existe a possibilidade de uma variável não básica se mexer, com a finalidade de diminuir ainda mais o valor da função objetivo, as variáveis básicas também se alteram, ou seja:

o valor de x_B pode ser retirado de (A2.16)

$$x_B = B^{-1} b - B^{-1} N x_N$$

substituindo x_B na função objetivo de (A2.16) vem:

$$\begin{aligned}
f_0 &= c_B (B^{-1} b - B^{-1} N x_N) + c_N x_N = \\
&= c_B B^{-1} b + (c_N - c_B B^{-1} N) x_N
\end{aligned}
\tag{A2.18}$$

Definindo o vetor de multiplicadores, ou variáveis duais, associados a base B como:

$$\pi = (\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_m) = c_B B^{-1} \tag{A2.19}$$

Dessa forma a função objetivo pode ser expressa como:

$$f_0 = c_B B^{-1} b + (c_N - \pi_N) x_N \quad (A2.20)$$

onde $c_N - \pi_N$ é denominado o custo reduzido da variável não básica x_N .

É possível desta forma calcular as alterações na função objetivo quando uma variável não básica x_N (fixada no seu limite) é alterada tornando-se uma variável básica livre.

O quadro simplex inicial em notação matricial fica então:

$$\begin{array}{|c|c|} \hline A & b \\ \hline c & 0 \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline B & N & b \\ \hline c_B & c_N & 0 \\ \hline \end{array} \quad (A2.21)$$

Usando a submatriz B como base, vem a forma canônica do tableau para a solução básica:

$$T = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1 & B^{-1} N & B^{-1} b \\ \hline 0 & c_N - c_B B^{-1} b & -c_B B^{-1} b \\ \hline \end{array} \quad (A2.22)$$

O Método Simplex Revisado

Ao se aplicar o método simplex na resolução de problemas de programação linear, verifica-se que durante as várias

iterações não se usa grande parte das informações contidas no "tableau" de resolução (A2.11).

Na verdade são necessários os fatores de custo relativo c_j , afim de se verificar se a solução ótima foi atingida, ou então, qual variável não-básica irá entrar na base.

São também necessários os elementos da coluna da variável não básica a entrar na base:

$$P_s = (a_{1s}, a_{2s}, \dots, a_{ms})$$

e o valor das variáveis básicas.

$$x_b = (b_1, b_2, \dots, b_m)$$

Conforme apresentado no item anterior, usa-se esses valores na determinação do elemento a ser pivotado:

$$\frac{b_r}{a_{rs}} = \min_{i: a_{is} > 0} \frac{b_i}{a_{is}}$$

Como na maioria dos problemas de programação linear o número de colunas é muito maior do que o número de linhas, consegue-se ao aplicar o método, uma grande economia de esforço computacional.

Assim, o método simplex revisado consegue gerar do problema original os custos relativos c_j e a coluna P_s usando para isso a inversa da matriz básica.

Segue o algoritmo do método:

Dados:

A inversa B^{-1} da base atual e a solução atual

$$x_B = B^{-1} b$$

Etapa 1 - Cálculo dos custos reduzidos associado às variáveis não básicas:

$$c_J = c_N - c_B B^{-1} N \quad (A2.23)$$

Se $c_J > 0$, para: a solução já é ótima

Para isso é mais fácil calcular primeiramente os multiplicadores duais e depois (A2.23):

$$\pi = c_B B^{-1}$$

$$c_J = c_N - \pi N \quad (A2.24)$$

Etapa 2 - Determine qual vetor a_J deverá entrar na base, pela seleção do coeficiente de custo reduzido mais negativo.

Em seguida calcule o vetor $\bar{a}_J$ expresso na base atual.

$$y_J = B^{-1} a_J \quad (A2.25)$$

Etapa 3 - Calcule as relações b_i/y_{ij} para determinar qual vetor deverá deixar a base.

$$i = \min \frac{b_i}{y_{ij}} \quad (A2.26)$$

$$y_{ij} > 0$$

Etapa 4 - Atualiza B^{-1} e a solução atual $B^{-1} b$, usando a pivota-
gem em torno de y_{ij} .

Volte a etapa 1

Um exemplo utilizando algoritmo simplex revisado
pode ser visto nas referências 23 e 28.

Método Dual Simplex

Associado a cada problema de programação linear
existe um problema dual cujas variáveis possuem íntima associação
com as do programa original (primal). Se um deles tiver solução
finita o outro também terá e é fácil obter a solução de um dado a
do outro. Assim, para alguns tipos de problema fica mais atrativo
a utilização do dual do que o primal.

Associado ao problema (A2.1), existe um outro com
a seguinte forma:

$$\text{maximizar } \sum_{i=1}^m b_i \pi_i \quad (A2.27)$$

$$\text{sujeito a } \sum_{i=1}^m A_{ij} \pi_i \geq c_j \quad j = 1, 2, \dots, n$$

$$\pi_i \geq 0 \quad i = 1, 2, \dots, m$$

O problema (A2.26) é dual do problema (A2.1).

Ambos os problemas primal e dual possuem propriedades que merecem ser mencionadas:

- 1) Para soluções viáveis do primal e do dual, o valor da função objetivo do dual é sempre maior ou igual ao valor da função objetivo do primal.
- 2) Dado um par de problemas duais, uma das três afirmações é verdadeira:
 - nenhum dos problemas admite solução viável;
 - um problema não admite solução viável e outro admite soluções viáveis mas o ótimo não é finito;
 - os dois problemas admitem soluções ótimas finitas e os valores das funções objetivo dos dois problemas são as mesmas.
- 3) Dada a solução ótima de um dos problemas é possível obter solução ótima do outro problema.

O método simplex parte de uma solução viável básica não ótima e procura uma solução viável ótima. O dual simplex parte de uma solução ótima mais inviável (algum $x_i < 0$), e procura, matendo a condição de ótimo, alcançar a viabilidade.

No problema de mudança do ponto de operação, à partir de um determinado ponto de operação do sistema, verifica-se se existe algum elemento em sobrecarga. Caso exista, tenta-se eliminar a sobrecarga utilizando novos despachos. Vê-se daí que, apesar de existir um número elevado de restrições a serem respeitadas, grande parte das mesmas permanecem relaxadas durante as

iterações, existindo portanto, poucas restrições ativas. Desta forma, o método dual simplex parece mais ajustado para a resolução do problema de mudança otimizada do ponto de operação uma vez que partindo de uma solução ótima inviável, que é o ponto de operação inicial com elementos em sobrecarga, tenta-se eliminar as sobrecargas pelo redespacho e corte de carga, buscando uma solução ótima viável.

Deve ser ressaltado que as variáveis de decisão no problema de mudança do ponto de operação são as variações na geração e o modelo da rede é linearizado em torno de um ponto qualquer de operação. As variáveis são chamadas básicas e as restantes, fixadas, são denominadas não básicas.

A seguir será feita a descrição do algoritmo dual simplex:

- a) Seleciona-se a variável básica mais violada. Essa variável é fixado no seu limite tornando-se não básica.
- b) Dentre as variáveis não básicas, escolhe-se aquela que elimina a violação induzindo o menor acréscimo na função objetivo:

$$\frac{c_s}{A_{rs}} = \min_{\substack{j \\ A_{rj} < 0}} \frac{c_j}{-A_{rj}} \quad j = m + 1, \dots, n \quad (A2.28)$$

Se $\frac{c_j}{-A_{rj}} > 0$ para todas as variáveis não básicas o problema é inviável.

- c) Obtenção de uma nova base pelo pivoteamento
- d) Se todas as variáveis básicas estão dentro dos limites a solução ótima é obtida, caso contrário retorna-se para a.

APÊNDICE 3

PRINCÍPIO DE DECOMPOSIÇÃO DE
DANTZIG E WOLFE

APENDICE 3

PRINCÍPIO DE DECOMPOSIÇÃO DE DANTZIG E WOLFE

Existem problemas em programação linear cujas restrições possuem uma estrutura tal que para sua solução torna-se atrativa sua partição em subproblemas.

O problema principal contém além da função objetivo, uma ou mais restrições de acoplamento com os demais subproblemas. Assim, o programa principal é caracterizado por um pequeno número de linhas e um grande número de colunas, podendo ser mais facilmente resolvido pelo método simplex revisado que como já se viu (Apêndice 2), considera apenas na sua resolução a coluna das variáveis básicas.

Os subproblemas contém nas suas funções objetivo parâmetros variáveis associados aos termos da função objetivo do programa principal.

Na resolução inicia-se um processo iterativo no qual os subproblemas recebem um conjunto de parâmetros do programa principal (multiplicadores simplex) e estes, por sua vez, enviam ao programa principal as suas soluções que consideram as soluções anteriores e a nova solução de maneira otimizada.

O processo é repetido até que o teste para condição de parada seja atingido [28].

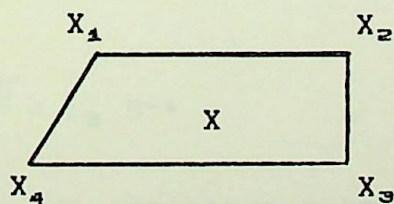
Para a solução dos problemas de PL utilizando-se o método simplex, "caminha-se através dos vértices do politopo convexo formado pelas restrições até se chegar à solução ótima. Nos métodos de decomposição caminha-se no interior do politopo" [23].

Princípios Básicos Empregados pelo Método

O método de Dantzig e Wolfe exige para a sua compreensão o entendimento de duas noções básicas explicitadas a seguir.

A primeira delas considera o teorema que diz que "qualquer ponto de um politopo convexo pode ser representado por uma combinação convexa dos pontos extremos (vértices) deste politopo". Este teorema é demonstrado na referência 28.

Por exemplo, para o conjunto s abaixo,



qualquer ponto X de s pode ser representado por :

$$X = \sum_{i=1}^4 \lambda_i X_i$$

$$\sum_{i=1}^4 \lambda_i = 1, \text{ onde } 0 < \lambda_i < 1 \quad (\text{ref.20})$$

(A3.1)

A segunda noção é aquela contida na solução do PL pelo método simplex revisado.

Para o problema:

$$\begin{aligned} \text{minimizar} \quad z &= \sum_{j=1}^n c_j x_j \\ \text{sujeito a} \quad \sum_{j=1}^n p_j x_j &= b \end{aligned} \quad (\text{A3.2})$$

$$x_j \geq 0, \quad j = 1, \dots, n$$

onde p_j e x_j são vetores de m componentes ($m < n$).

Dado uma solução básica x_B associada a uma matriz básica B e com os coeficientes de custos c_B , os multiplicadores simplex π_B associados a base estão sempre disponíveis pelo método simplex:

$$\pi = c_B B^{-1} \quad (\text{A3.3})$$

Para se melhorar a solução básica, inicialmente são encontrados os custos relativos das variáveis não básicas ($\bar{c}_j$):

$$\bar{c}_j = c_j - p_j \quad (\text{A3.4})$$

Se $\min_s \bar{c}_j = \bar{c}_s < 0$, a solução pode ser melhorada introduzindo-se x_s na base pelo processo de pivotamento.

No processo de decomposição de Dantzig e Wolfe a decisão da variável não básica a entrar na base do problema se fará pela resolução de vários subproblemas de PL.

A coluna a entrar na base será aquela encontrada na resolução do subproblema:

$$\text{minimizar} \quad c(p_j) - p_j \quad (\text{A3.5})$$

$$\text{onde} \quad c(p_j) \text{ é uma função de } p_j.$$

Desenvolvimento do Princípio da Decomposição

Inicialmente será considerado um problema de PL com a seguinte estrutura:

$$\begin{aligned} \text{minimizar} \quad & z = c^t x \\ \text{sujeito a} \quad & A x = b_1 \\ & x \geq 0 \end{aligned} \quad (\text{A3.6})$$

Este mesmo problema pode ser considerado como sendo particionado da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} \text{minimizar} \quad & z = c^t x \\ \text{sujeito a} \quad & A_1 x_1 = b_1 \quad (\text{com } m_1 \text{ restrições}) \\ & A_2 x_2 = b_2 \quad (\text{com } m_2 \text{ restrições}) \\ & x \geq 0 \end{aligned} \quad (\text{A3.7})$$

Aplicando o teorema enunciado nos princípios básicos do método para as restrições $A_2x = b_2$, ou seja, considerando que S_2 é um politopo convexo e limitado:

$$S_2 = \{ x / A_2x = b_2, x \geq 0 \} \quad (A3.8)$$

Desta forma, qualquer ponto x de S_2 pode ser representado por uma combinação convexa dos seus vértices. Assim, se x_j são os vértices de S_2 e n_2 o número destes vértices, pode-se dizer:

$$\begin{aligned} \forall x \in S_2 \Rightarrow x &= \sum_{j=1}^{n_2} \lambda_j x_j \\ \sum_{j=1}^{n_2} \lambda_j &= 1 \\ \lambda_j &\geq 0 \end{aligned} \quad (A3.9)$$

Substituindo-se x obtido da forma de (A3.9) nas restrições de (A3.7), vem:

$$\begin{aligned} \text{minimizar } z &= \sum_{j=1}^{n_2} (c^t x_j) \cdot \lambda_j \\ \text{sujeito a } \sum_{j=1}^{n_2} (A_1 x_j) \lambda_j &= b_1 \quad (\text{A3.10}) \end{aligned}$$

$$\sum_{j=1}^{n_2} \lambda_j = 1$$

$$\lambda_j \geq 0 \quad \text{e } j = 1, 2, \dots, n_2$$

fazendo $A_1 x_j = p_j$

$c^t x_j = f_j$ e substituindo em (A3.10), obtém-se:

$$\begin{aligned} \text{minimizar } z &= \sum_{j=1}^{n_2} f_j \lambda_j \quad (\text{A3.11}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{sujeito a } \sum_{j=1}^{n_2} p_j \lambda_j &= b_1 \end{aligned}$$

$$\sum_{j=1}^{n_2} \lambda_j = 1$$

$$\lambda_j \geq 0 \quad \text{e } j = 1, 2, \dots, n_2$$

Pode-se ver então, que o problema obtido desta forma é equivalente ao problema original só que a grande diferença está no número de linhas que passaram de $m_1 + m_2$ para $m_1 + 1$. Res-

salta-se que procedendo desta forma conseguir-se-à uma economia significativa nos cálculos principalmente se o número de restrições de m_2 for elevado. Desde que tenhamos os n_2 vértices de S_2 , será necessário resolver o problema principal para acharmos os λ_j^* no ponto ótimo. O x^* ótimo será determinado por:

$$x^* = \sum_{j=1}^{n_2} \lambda_j^* x_j \quad (A3.12)$$

Será utilizada a seguir a segunda idéia colocada no item anterior: à partir de uma solução básica inicial e empregando-se o método simplex revisado, serão geradas novas colunas à entrarem na base por intermédio do subproblema envolvendo S_2 .

A grande vantagem de se empregar o método simplex revisado resulta da não necessidade de se considerar todos os vértices de S_2 mas somente aqueles que estiverem na base e iguais ao número das m_1 restrições de A mais a restrição de acoplamento (A-
pêndice 2):

$$\sum_{j=1}^{n_2} \lambda_j = 1 \quad (A3.13)$$

Assim, ao invés de se utilizar todas as colunas do problema, o método cria as colunas a entrarem na base a medida que se fizer necessário.

Para se verificar como este processo é elaborado, serão considerados inicialmente os coeficientes de custo relativo para a variável λ_j :

$$\bar{f}_j = f_j - z_j \quad (A3.14)$$

$$z_j = \begin{vmatrix} f_1 & f_2 & f_3 & \dots & f_{m+1} \end{vmatrix} B^{-1} s_j \quad (A3.15)$$

onde $\begin{vmatrix} f_1 & f_2 & f_3 & \dots & f_{m+1} \end{vmatrix}$ - é o vetor dos coeficientes dos $(m_1 + 1) \lambda_j$ que formam a base do problema principal.

B^{-1} - é a inversa da matriz básica

$s_j = \begin{vmatrix} p_j & 1 \end{vmatrix}$ - é o vetor das restrições de (A3.11) que tem m_1 componentes iguais a p_j e o último igual a 1.

considerando-se:

$$W^t = \begin{vmatrix} f_1 & f_2 & f_3 & \dots & f_{m+1} \end{vmatrix} B^{-1} \quad (A3.16)$$

e substituindo-se em (A3.14) tem-se:

$$f_j = f_j - z_j = f_j - W^t \begin{vmatrix} p_j & 1 \end{vmatrix} \quad (A3.17)$$

Particionando-se agora W^t em:

$$W^t = \begin{vmatrix} W_1 & W_0 \end{vmatrix} \quad (A3.18)$$

onde W_1 - corresponde as m_1 restrições de (A3.11)

W_0 - corresponde à restrição de acoplamento

substituindo em (A3.17) vem:

$$f_j = f_j - \begin{vmatrix} W_1 & W_0 \end{vmatrix}^t \cdot \begin{vmatrix} p_j & 1 \end{vmatrix} = f_j - W_1^t p_j - W_0^t \quad (A3.18)$$

como $A_1 x_J = p_J$ e $c^t x_J = f_J$, substituindo-se em (A3.18), obtém-se:

$$\begin{aligned}\bar{f}_J &= f_J - z_J = c^t x_J - w_1^t A_1^t x_J - w_0 \\ \bar{f}_J &= |c^t - w_1^t A_1^t| x_J - w_0\end{aligned}\quad (A3.19)$$

Assim, para se determinar a coluna a entrar na base deverá ser calculado:

$$\begin{aligned}f_s &= \min_s f_J = \min_s \{|c^t - w_1^t A_1^t| x_J - w_0\} = \\ &= |c^t - w_1^t A_1^t| x_{Js} - w_0\end{aligned}\quad (A3.20)$$

Se $f_s < 0$ |p 1| entrará na base

Se $f_s \geq 0$ a solução correspondente a base B é ótima.

Para o cálculo de x_s será necessário se resolver o subproblema:

$$\begin{aligned}\text{minimizar } x &= |c^t - w_1^t A_1^t| x \\ \text{sujeito a } A_2 x &= b_2 \\ x &\geq 0\end{aligned}\quad (A3.21)$$

Depois de obter-se x_s , calcula-se f_s em (A3.20) afim de se verificar se a solução é ótima, ou senão, qual coluna deverá entrar na base.

O Algoritmo de Dantzig-Wolfe

O que se fará a seguir será generalizar as idéias obtidas no item anterior, ou seja, tal procedimento se tornará mais atrativo se o número de blocos independentes com uma estrutura angular adequada for maior do que 1. Para exemplificar será considerado o seguinte problema de PL:

$$\text{minimizar } z = c_1^t x_1 + c_2^t x_2 + \dots + c_p^t x_p \quad (\text{A3.22})$$

$$\text{sujeito a: } A_1 x_1 + A_2 x_2 + \dots + A_p x_p = b_0 \quad (\text{A3.23})$$

$$B_1 x_1 = b_1 \quad (\text{A3.24})$$

$$B_2 x_2 \dots = b_2 \quad (\text{A3.25})$$

..

$$\dots B_p x_p = b_p \quad (\text{A3.26})$$

$$x_1 > 0, x_2 > 0, \dots, x_p > 0 \quad (\text{A3.27})$$

Neste problema de PL as restrições (A3.24) a (A3.26) não possuem variáveis comuns e a restrição (A3.23) é denominada restrição de acoplamento.

Pode-se ver também que este problema poderá ser decomposto em p subproblemas independentes da forma:

$$\text{minimizar } (c_i^t - w_i^t A_i) x_i$$

$$\text{sujeito a } B_i x_i = b_i \quad (\text{A3.28})$$

$$x_i \geq 0 \quad i = 1, 2, \dots, p.$$

Será formulado a seguir o algoritmo em dois níveis para a resolução do problema da decomposição. No primeiro nível serão considerados os subproblemas e no segundo nível o programa principal.

Pressupõe-se que uma solução básica do programa principal do tipo (A3.11) seja disponível, e que B seja a sua matriz básica correspondendo à solução básica viável inicial, f_0 os f_j associados a B e que $[w_1 \ w_0] = f_0^t B^{-1}$ sejam os multiplicadores simplex.

Passo 1: Utilizando os multiplicadores simplex w_1 serão resolvidos os p subproblemas (A3.28) obtendo-se soluções $x_i(w_1)$ e

$$z_1 = [c_1^t - w_1^t A_1] x_1 + w_1^t$$

seja $x(w_1) = [x_1(w_1) \ x_2(w_1) \ \dots \ x_p(w_1)]$

Passo 2: Será calculado $\bar{f}_j = f_j - z_j = \sum_{i=1}^p z_i^0 - w_0$

assim como foi feito em (A3.19). Se $\bar{f}_j > 0$, a solução encontrada é ótima e x^* poderá ser determinada por:

$$x^* = \sum_{j \in I_0} \lambda_j^* x_j$$

onde: I_0 - é o conjunto dos índices das variáveis básicas

λ_j do problema principal e x^* os pontos extremos de S_2 correspondendo à base λ_j^* .

Passo 3: Para o menor valor de $\bar{f}_j < 0$ será formado um vetor coluna

$$p = \left[\sum_{i=1}^p A_i x_i(w_1) + 1 \right]^t$$

Será obtido o vetor p

atualizado da seguinte forma:

$$p' = B^{-1} p$$

Introduzindo p' na base e aplicando-se o método simplex revizado será obtida uma nova base B e um novo vetor $|w_1 \quad w_0|$.

Voltar à etapa 1.

[illegible]

NÃO DANIFIQUE ESTA ETIQUETA