


EXPANSÃO ÓTIMA DA CAPACIDADE DE
TRANSFORMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES


Carlos Roberto Guzzo da Cruz

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS (M.Sc.)

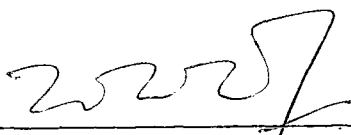
Aprovado por:



Prof. Clovis Caesar Gonzaga
(Presidente)



Prof. Ronaldo C. Marinho Persiano



Prof. Alcir José Monticelli

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JANEIRO DE 1982

CRUZ, CARLOS ROBERTO GUZZO DA

Expansão Ótima da Capacidade de Transformação de
Subestações (Rio de Janeiro)

1982.

VII, 87p. 29,7 cm (COPPE-UFRJ, M.Sc.,
Engenharia de Sistemas e Computação, 1982)

Tese - Univ.Fed. Rio de Janeiro, Fac. de
Engenharia.

1. Planejamento de Subestações I.COPPE/UFRJ II. Títu-
lo (série).

AGRADECIMENTOS

Ao professor Clovis Caesar Gonzaga, pela orientação e incentivo.

À Carlos L. Corssen, pelo tema da tese, amizade, e apoio técnico na fase de elaboração deste trabalho.

Aos amigos da Eletrosul que tornaram possível a realização deste trabalho, e em particular à toda equipe da DATC que contribuiu na implementação do sistema MES.

À Ligia, pelo apoio moral em todas as horas; à Suely pela datilografia.

RESUMO

Neste trabalho é desenvolvido um modelo que determina as decisões ótimas quanto à expansão da capacidade de transformação de uma subestação, de modo a minimizar os investimentos necessários ao longo de um período de planejamento.

Na determinação dessas decisões são consideradas todas as restrições, de ordem física e operativas, impostas aos equipamentos e instalações, com o objetivo de se otimizar a quantidade de transformação a ser adicionada, bem como a data de entrada dos transformadores.

É proposto e implementado um algoritmo de busca de caminhos em grafos, cujo resultado informa quando e quais transformadores devem ser adicionados e/ou substituídos durante o período de planejamento especificado, utilizando como critério de otimização a minimização dos custos atualizados das expansões feitas.

O algoritmo implementado permite que seja calculada a estratégia ótima de planejamento não só para a expansão da capacidade de subestações já existentes como também para novas subestações, determinando então a capacidade inicial ótima a ser instalada.

Entre outras facilidades, o programa desenvolvido permite que seja calculada mais de uma estratégia de planejamento para um mesmo problema, sendo permitido também que decisões obrigatórias sejam levadas em consideração, propiciando então ao planejador uma ferramenta fundamental, baseada em critérios técnico-econômicos, para a determinação de políticas de expansão de subestações.

ABSTRACT

This work presents a mathematical model developed to determine the optimal expansion plan for the transformer capacity in a given substation, in order to minimize the necessary investments throughout the planning period.

In achieving this optimal plan, all the physical and operational constraints of the substation are taken into account, in order to find the best sequence of decisions as to how and when to increase the substation transformer capacity.

An optimal path search through graphs algorithm is proposed and it is implemented in such a way that its results provide all the information about when and which transformers should be added and/or replaced during the planning period, in order to minimize the present expansion cost.

The implemented algorithm can be used both for planning already existing substations and for finding the optimal initial transformer capacity to be installed in a new substation.

Among other facilities, the developed computational system can produce more than one strategy for the same problem and it can also consider external fixed decisions. It is then, a basic tool, relying on technical and economical criteria, for the determination of a substation expansion plan.

ÍNDICE

	<u>Páginas</u>
CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO II - O MODELO ELÉTRICO	4
Seção 1. Parâmetros do Modelo	4
Seção 2. Restrições de Viabilidade	11
CAPÍTULO III - MODELAGEM E RESOLUÇÃO DO PROBLEMA	19
Seção 1. O Grafo de Planejamento	20
Seção 2. O Algoritmo	29
CAPÍTULO IV - A IMPLEMENTAÇÃO	35
Seção 1. O Sistema MES	35
Seção 2. Exemplos de Aplicação	45
CAPÍTULO V - CONCLUSÕES	69
REFERÊNCIAS	72
APÊNDICE - BUSCA EM GRAFOS	75

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

Um sistema de geração e transmissão de energia elétrica se compõe basicamente de um parque de geração, do qual fazem parte as usinas geradoras e de um sistema de transmissão no qual os principais elementos são as torres, linhas de transmissão e as subestações.

As subestações num sistema de transmissão de alta tensão comparecem em diversos pontos deste sistema e são responsáveis pela transformação dos diversos níveis de tensão existentes num sistema elétrico. Desde a subestação que comparece nas usinas geradoras, passando pelas subestações de interligação das redes de transmissão que podem operar em diversos níveis de tensão, até as subestações de distribuição, elas devem ser projetadas para serem capazes de transformar toda a potência prevista de acordo com o seu mercado consumidor de energia elétrica.

O planejamento da capacidade de transformação de cada uma das subestações que compõem um sistema de transmissão, normalmente é feito visando somente atender a demanda prevista dentro de um certo período de planejamento, obedecendo a critérios de operação e segurança das mesmas, sem nenhuma consideração quanto a uma otimização da quantidade de transformação a ser adicionada e da data de entrada das novas unidades, que minimize os gastos ao longo do período em estudo.

As atuais configurações do sistema elétrico das

diversas empresas responsáveis pela operação e transmissão de energia elétrica, no que se refere ao número e capacidade de transformação das subestações, aliada as perspectivas de crescimento de carga, estão a exigir um dimensionamento dos investimentos futuros cada vez mais preciso, para que os recursos disponíveis sejam convenientemente aplicados.

Assim sendo, no planejamento de sistemas de potência e no projeto de subestações se faz mister bem dimensionar a potência transformadora a ser instalada durante um determinado período. Este dimensionamento consiste basicamente em se determinar qual deve ser a quantidade de transformação a ser alocada na subestação, em termos da potência e do número de unidades, bem como da data de entrada destas unidades, ao longo de um determinado período de planejamento no qual são conhecidas as características do mercado consumidor. Supondo conhecidas então as características da carga a ser atendida por uma subestação, estamos diante de um problema de expansão a longo prazo de um sistema de transformação de energia elétrica.

O presente trabalho tem como objetivo, estabelecer um modelo que determine as decisões ótimas quanto à expansão da capacidade de transformação de uma subestação, de modo a minimizar os investimentos necessários ao longo do horizonte de planejamento considerado.

O problema tal como se apresenta se enquadra na classe de problemas que envolvem a obtenção de conjuntos sequenciais de decisões e nas quais a técnica de busca de caminhos em grafos ^[1] se apresenta como a mais eficiente para a

resolução do problema, sendo então o método de otimização proposto neste trabalho.

CAPÍTULO II

O MODELO ELÉTRICO

Neste capítulo é feita uma descrição dos elementos do modelo elétrico utilizado para descrever o comportamento de uma subestação face aos requisitos de carga que esta deve atender. São definidos todos os parâmetros de interesse que caracterizam uma subestação, sob o ponto de vista da utilização de sua capacidade de transformação, assim como estabelecidos os critérios de atendimento de mercado e de segurança a que uma subestação deve obedecer.

Seção 1 - Parâmetros do Modelo

A função de um tipo de subestação de transformação num sistema de transmissão é a de permitir a transferência de potência entre duas partes do sistema onde os níveis de tensão são diferentes, de modo a garantir a transmissão da energia requisitada por seu mercado consumidor. Ao longo de um determinado período de planejamento, crescem os requisitos de carga, e a subestação deve ser capaz de acompanhar esta evolução, operando dentro de certos critérios de segurança. Para bem definir o problema do planejamento da expansão da capacidade de transformação destas subestações, são descritos a seguir os principais elementos do modelo utilizado neste trabalho, e introduzidos os conceitos de configuração e de estado de uma configuração.

"BAY" de Transformação

Os transformadores numa subestação são alocados fisicamente num espaço que compreende uma determinada estrutura de suporte e equipamentos associados tais como, transformadores de corrente, seccionadoras, disjuntores, barramentos auxiliares, etc, que caracterizam um conjunto comumente referenciado como "BAY". Para efeitos do presente trabalho, a cada "bay" é associado o seu custo de construção e sua capacidade, que corresponde à potência (em MVA) da maior unidade de transformação que nele pode ser alocada. O número máximo de "bay's" possíveis de serem construídos é limitado pelo espaço físico na subestação e se constitui num outro parâmetro a ser considerado como característica da subestação sendo planejada.

Barramentos

Os transformadores uma vez posicionados em seus "bay's", são conectados às linhas de transmissão através de uma estrutura metálica denominada de barramento de transferência, por onde é transferida a potência de transformação de uma subestação. Associado ao barramento da subestação está sua capacidade de transferência (em MVA) sendo mais um parâmetro a ser levado em conta na modelagem proposta.

Transformadores : Características Físicas e Operativas

O transformador de potência é um equipamento constituído basicamente por um núcleo de ferro e enrolamentos de cobre, denominados de espiras, tendo em seu interior materiais isolantes tais como a celulose, que provê a separação

elétrica e mecânica entre as espiras, e o óleo que isola o núcleo do transformador de sua carcaça.

A potência máxima que um transformador pode fornecer depende basicamente da temperatura máxima do óleo e da temperatura do ponto mais quente do enrolamento. A temperatura do óleo deve ser inferior, com certa margem de segurança, ao seu ponto de fulgor, e a temperatura do ponto mais quente do enrolamento é relacionada com a deterioração da isolação da celulose. A isolação de celulose fornece basicamente a separação mecânica e elétrica entre as espiras e entre bobinas e terra. A sua deterioração é função de tempo e temperatura. Dependendo então das condições de carga a que é submetido o transformador ao longo do tempo, o perfil das temperaturas internas pode ser tal que torne a isolação incapaz de exercer suas funções básicas. Neste caso, considera-se atingindo o fim da "vida útil" do transformador. Assim, uma vez estipulada uma determinada vida útil provável do transformador, (através de ensaios e simulações de condições de operação), fica estabelecido automaticamente a sobrecarga máxima a que ele pode ser submetido, dada a relação existente entre a deterioração da isolação dos enrolamentos ao longo do tempo e as temperaturas internas do transformador. Esta taxa de deterioração da isolação é comumente expressada como um valor percentual de perda de vida.

É utilizando este conceito de perda de vida de transformadores que são definidos, na seção seguinte, os critérios de segurança a serem obedecidos nas condições de operação destes equipamentos.

Associado a cada transformador de potência estão suas especificações técnicas, constituídas basicamente pela caracterização de sua potência nominal e por suas características elétricas e térmicas (tais como reatância, relação entre perdas totais e perdas em vazio, acréscimos de temperatura, etc).

Para os transformadores já existentes operando na subestação sendo estudada, associa-se o "bay" onde está alojado cada transformador, assim como o número de anos em operação e seu valor residual no início do período.

Tipos de Transformadores

Para a expansão da capacidade de transformação de uma subestação, os transformadores possíveis de serem instalados são identificados através do seu tipo pelo qual ficam definidas todas suas características. Assim, para um determinado tipo de transformador novo, possível de ser instalado ao longo do período de planejamento de estudo, são conhecidos a potência nominal, custo de aquisição, custo de instalação, "idade" (número de anos que já esteve em operação) e as características elétricas e térmicas.

Configuração

A descrição completa da subestação em determinado instante é obtida com a especificação da composição de cada "bay" em termos de sua disponibilidade e da caracterização dos transformadores presentes. O arranjo de "bays" assim caracterizado é denominado de configuração.

Configuração Inicial

Consiste na configuração existente no início do período de planejamento. Fica totalmente especificada pela descrição da composição de cada "bay" que pode estar já construído ou não.

Estado de uma Configuração

Para realizar a especificação de uma configuração é construída uma matriz de estado que contém as informações, para cada "bay", de sua utilização. Assim sendo, de acordo com sua utilização num determinado instante, pode-se ter cada "bay" em uma das seguintes situações:

- "bay" ocupado por transformador na configuração inicial;
- "bay" ocupado por transformador adicionado;
- "bay" disponível na configuração inicial;
- "bay" disponível por retirada de transformador.

Para o caso de existir transformador alocado no "bay" a matriz de estado contém também a informação do número de anos em operação deste transformador, assim como a sua potência nominal. No caso do "bay" está disponível por retirada, a especificação do estado indica também a potência do transformador retirado.

Capacidade Instalada de uma Configuração

É a soma das potências nominais dos transformadores presentes numa configuração.

Mercado Consumidor

É representado pela demanda de ponta para cada subestação, especificada anualmente.

Características de Carga da Subestação

É fornecida a curva de permanência diária, em função das pontas anuais, para cada subestação. Esta curva corresponde ao dia de máxima demanda, e utiliza vinte e quatro valores horários, expressos em percentuais do valor da ponta anual de carga.

Viabilidade de uma Configuração

Na seção seguinte é desenvolvido o modelo de desempenho utilizado na determinação das condições de segurança a que devem obedecer os transformadores de uma subestação. De uma maneira geral, pode-se dizer que uma configuração é dita viável (no sentido de segura), com respeito a carga horária atendida pela subestação, se a capacidade instalada atende aos requisitos de carga e nenhum dos transformadores tem violado seus limites de perda de vida útil, mesmo que seja retirado um transformador qualquer da configuração.

Tempo de Uma Configuração

Uma configuração é dita funcionar até o instante t quando o valor de t é o máximo instante até onde a configuração é viável. Chamando de S o estado de uma configuração, caracteriza-se por $t(S)$ o seu tempo.

Modelo de Custos

Para se determinar a melhor política da expansão da capacidade de transformação de uma subestação estabelece-se uma função custo para efeito de comparações das diversas alternativas possíveis. Esta função deve refletir o valor total dos investimentos feitos ao longo do período de planejamento, referido ao instante inicial do planejamento. Assim, uma despesa C feita no instante t , o seu custo descontado é $C\alpha^t$, onde α é o fator de desconto para uma dada taxa de juros. Se i é a taxa de juros anual considerada, o fator de descontos anual é $\alpha = \frac{1}{1+i}$.

Custo de Implementação

Os custos envolvidos nas implementações feitas levam em conta somente os custos de investimentos nos equipamentos e instalações, sendo desprezados, neste trabalho, os custos das perdas que normalmente não são relevantes para transformadores de transmissão (caso estivesse sendo considerado transformadores de distribuição, as perdas poderiam ter um peso apreciável, e seus custos levados em consideração).

O custo então, de se adicionar um determinado

transformador num ano qualquer é:

$$C = CI + CA + CB - VR$$

onde:

CI = custo de instalação do transformador adicionado.

CA = custo de aquisição do transformador adicionado.

CB = custo de construção do "bay" correspondente.

VR = valor residual do transformador retirado, caso haja substituição (calculado através de uma depreciação linear, considerada uma dada vida útil do equipamento).

Assim, para um instante t qualquer, $t_0 \leq t \leq t_f$, onde t_0 e t_f são, respectivamente os instantes inicial e final do período de planejamento, tem-se a seguinte expressão para o cálculo do custo de uma implementação:

seja C o custo total da implementação, calculada em função das diversas parcelas de custos fornecidas para o instante inicial,

$$\Delta C_t = C \cdot \left(\frac{1}{1+i} \right)^{(t-t_0)}$$

Seção 2 - Restrições de Viabilidade

Uma vez que a integridade do sistema de isolação dos transformadores de potência se constitui no fator de maior influência na confiabilidade do funcionamento destas unidades transformadoras de potência, os seguintes fatores de-

vem ser levados em conta para se impor restrições às condições de operação de transformadores:

- Temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos;
- Temperatura do topo do óleo;
- Carga máxima a que cada unidade é submetida.

Os critérios que serão utilizados na elaboração dos limites de operação dos transformadores, são os sugeridos pelas normas internacionais que regem sobre carregamento de transformadores [6], [9]. As recomendações descritas em [6], [9] permitem que seja elaborada uma maneira de se proceder a uma avaliação aproximada do impacto de um qualquer ciclo de carga sobre o envelhecimento da isolação existente e por conseguinte da expectativa da vida útil de um transformador.

Para efeito do presente estudo, supondo que não existem limitações impostas pelos demais equipamentos da subestação nem pela capacidade de transmissão de suas linhas, a capacidade firme de uma subestação será dada pela sua capacidade em condições de emergência onde se considera fora de serviço sua unidade de maior tamanho.

Nesta situação de emergência, será considerado que a carga da subestação não será a mesma, se reduzindo então a uma certa porcentagem da carga original, operação esta conseguida, por exemplo, através da transferência de carga à subestações próximas. Este percentual de carga a ser alimentado em condições de emergência, assim como a duração da mesma, são parâmetros importantes para uma análise de sensibilidade

de e como tal comparecem como dados a serem fornecidos no cálculo da melhor política de expansão da subestação sendo estudada.

A política de carga adotada em condições de emergência na subestação depende de cada Empresa e em geral depende de sua capacidade de reserva. De modo geral, em subestações de alta tensão, onde os transformadores existentes são trifásicos, a reserva faz parte da capacidade ativa, ou seja, em condições normais de operação todas as unidades estão em funcionamento, de tal maneira que não se utiliza suas capacidades máximas, dispondo-se então de uma certa margem que permita que em caso de falha da maior unidade, as restantes possam absorver total ou parcialmente a carga original.

De acordo então com este conceito de reserva ativa, adota-se como política de carga em condições de emergência o critério, recomendado pela norma ANSI C57.92⁶, que estabelece a possibilidade de sobrecarga com um sacrifício aceitável da vida útil do equipamento. Assim, de acordo com o recomendado em [6], aceita-se como sobrecarga máxima de cada transformador, em condições de emergência, aquela que provoca uma perda de vida diária de no máximo 5%.

A seguir são apresentadas de uma maneira formal, as restrições de viabilidade a que devem obedecer os transformadores, de acordo com o modelo de transformador recomendado pelas normas [6], [9].

Temperatura do Ponto Mais Quente e Temperatura do Óleo

A distribuição de temperatura na maior parte dos transformadores não é uniforme, e conseqüentemente a parte que opera a maior temperatura é a que sofre o maior envelhecimento térmico. Assim, no que se refere ao sacrifício da isolação dos enrolamentos, a temperatura do ponto mais quente é que determina a perda de vida. Para o cálculo desta temperatura tem-se que:

$$1 \quad T_E = T_A + T_O + T_G$$

onde:

T_E = temperatura do ponto mais quente do enrolamento ($^{\circ}\text{C}$)

T_A = temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$)

T_O = acréscimo da temperatura do óleo sobre a temperatura ambiente

T_G = acréscimo da temperatura do ponto mais quente sobre a temperatura do topo do óleo ($^{\circ}\text{C}$)

De acordo com o recomendado pelas normas ANSI, deve-se ter que:

$$2 \quad T_G + T_O + T_A \leq 150^{\circ}\text{C}$$

Para efeito do planejamento a longo prazo, assume-se que cada unidade de transformação opera sob um regime de carga horária de um modo contínuo, utilizando-se então para o óleo o seu valor de temperatura em estado permanente (i.e., constante de tempo da temperatura do óleo igual a zero). Es-

te valor final de acréscimo da temperatura do óleo sobre a temperatura ambiente para uma determinada carga horária é da do por:

$$3 \quad T_0 = T_{FL} \cdot \left[\frac{K^2 R + 1}{R + 1} \right]^n$$

onde:

TFL = acréscimo da temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente em carga nominal (característica térmica, fornecida nas especificações do transformador)

K = relação entre a carga horária e a capacidade nominal do transformador

R = relação entre as perdas em carga nominal e as perdas em vazio (característica fornecida nas especificações do transformador)

n = fator inerente ao tipo de refrigeração do transformador. Normalmente considerado igual a:

0.8 para transformadores OA, OW, OA/FA

1.0 para transformadores FOA, FOW, OA/FA/FA

De acordo com o recomendado pelas normas deve-se cumprir que:

$$4 \quad T_0 + T_A \leq 110^\circ\text{C}$$

As normas ANSI⁶ definem que a elevação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento, TG, sobre a temperatura do topo do óleo vem dada pela seguinte expressão, em função da carga sendo suprida:

$$5 \quad TG = TG_{FL} \cdot K^{2n}$$

onde K e n já foram definidos anteriormente e TG_{FL} , que é a elevação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo, em carga nominal e da do por:

$$6 \quad TG_{FL} = TW - TFL + 15$$

onde TFL já foi definido anteriormente e,

TW = elevação média da temperatura do enrolamento sobre a temperatura ambiente, em carga nominal (característica térmica fornecida nas especificações do transformador).

A expressão (6), pressupõe uma situação mais conservadora em que os transformadores considerados são do tipo de 65°C de elevação média de temperatura.

Cálculo da Perda de Vida

Como se está considerando uma política de operação que se aceita que os transformadores possam operar em condições de emergência com uma perda aceitável da vida útil, formaliza-se a seguir estas restrições.

Assumindo uma vida útil provável dos transformadores de 25 a 30 anos, para efeitos de carga, estabelece-se que a perda de vida diária em condições normais deve obedecer à seguinte condição:

$$7 \quad \text{PVN} \leq 0,01\%$$

onde PVN = perda de vida útil diária em condições normais (%), calculada através da seguinte expressão:

$$8 \quad \text{PVN} = \sum_{j=1}^{24} 100 \cdot e^{\left[30,835 - \frac{16054}{\text{TE}(j) + 273} \right]}$$

onde TE(j) é a temperatura do ponto mais quente do enrolamento na j-ésima hora, calculada através da expressão (1).

A expressão (8) é obtida baseada na teoria da reação química de Arrhenius ^[8], que mostra a relação existente entre a deterioração da isolação ao longo do tempo, com a temperatura e que estabelece que:

$$\text{Log}_e L = A + B/T$$

onde:

L = vida em horas

T = temperatura absoluta do ponto mais quente (°K)

A e B = constantes que dependem das características de construção do transformador.

Para a condição de emergência, considera-se a perda da maior unidade da subestação. Nestas condições, a carga a ser alimentada se reduz a um percentual da demanda máxima, fixada nos dados do problema. Assim, de acordo com as normas deve-se cumprir que:

$$9 \quad PVE \leq 5\%$$

onde PVE = perda devida durante a emergência (%) é obtida através da expressão:

$$10 \quad PVE = NDE \times PVDE$$

onde:

NDE = número máximo de dias em emergência

$PVDE$ = perda de vida útil diária, em condições de emergência (%), calculada de maneira análoga a PVN

Assim, uma vez estabelecidas todas as condições a que devem obedecer os transformadores numa subestação, chega-se a definição formal do conceito de viabilidade de uma determinada configuração: "uma configuração é dita viável num instante t_k do período de planejamento, se a capacidade instalada atende a ponta de carga correspondente ao ano t_k e são satisfeitas as restrições definidas por (2), (4), (7) e (9)".

CAPÍTULO III

MODELAGEM E RESOLUÇÃO DO PROBLEMA

Uma vez caracterizada a subestação através do modelo elétrico descrito, o problema do planejamento a longo prazo da expansão da capacidade de transformação de uma subestação pode ser enunciado como:

"Conhecidas as projeções de mercado previstas para os N anos do período de planejamento e a configuração inicial da subestação, determinar a capacidade e data de entrada em operação dos transformadores, para que a subestação atenda a demanda máxima prevista em cada ano, dentro dos critérios de segurança estabelecidos, de modo a minimizar o custo total atualizado dos investimentos".

O problema se enquadra então, na classe de problemas que envolvem a obtenção de conjuntos de decisões sequenciais com o objetivo de se escolher aquele de menor custo total atualizado. Esta formulação conduz naturalmente à sua formalização pela Programação Dinâmica, tendo sido esta a técnica sugerida por alguns autores na solução do problema de expansão ótima da capacidade de transformação de subestações ^[4], ^[5], ^[10]. A utilização da Programação Dinâmica implica numa série de simplificações e são necessários vários artifícios capazes de reduzir os problemas computacionais inerentes a esta técnica ^[4], ^[5]. A abordagem descrita neste trabalho baseia-se em técnicas de busca de caminhos em grafos, desenvolvida em ^[1] e ^[2], e parte da constatação que técni-

cas de busca em grafos são mais eficientes computacionalmente do que a Programação Dinâmica. No problema particular de planejamento, a abordagem via Programação Dinâmica implicaria numa caracterização "a priori" do conjunto de estados possíveis, o que normalmente não é possível ou é muito ineficiente e "custoso" produzi-lo.

Neste capítulo é descrito de que maneira a modelagem através de busca de caminhos em grafos é aplicada ao problema em questão. São definidos os principais conceitos envolvidos e chega-se a caracterização de um grafo de planejamento, sobre o qual é construído o algoritmo proposto de busca de caminho mínimo.

Seção 1 - Grafo de Planejamento

Baseado no modelo elétrico descrito no capítulo anterior, são descritos a seguir os conceitos necessários a caracterização do problema através da abordagem de grafos.

1. Sucessora de uma Configuração

Uma configuração S é sucessora de S_0 se pode ser obtida, a partir de S_0 , com implementações do tipo adição ou substituição de um transformador. A sucessora S é considerada admissível se são satisfeitas as seguintes restrições:

- $m \leq NB$
- $PT_j(k) \leq PB(k) \quad j = \overline{1, m} \quad ; \quad k = \overline{1, NB}$

$$- \sum_{j=1}^m PT_j \leq CB$$

onde:

m = número de transformadas na configuração S

NB = número máximo de "bay's" da subestação

$PT_j(k)$ = potência do j -ésimo transformador alocado no "bay" k , na configuração S

$PB(k)$ = capacidade máxima do "bay" k na configuração S (MVA)

CB = capacidade total do barramento da subestação (MVA)

A sucessora S é dita viável num instante t_k ($t_0 \leq t_k \leq t_f$), se ela é uma sucessora admissível e representa uma configuração viável.

2. Sucessora Eficiente

S é uma sucessora eficiente de S_0 se S é viável e o tempo $t(s)$ é maior que o tempo $t(S_0)$ e, também, se todos os transformadores introduzidos na configuração são necessários à manutenção da viabilidade. Ou seja, S é uma sucessora eficiente de S_0 se atende o mercado por um prazo maior que S_0 , e a retirada de qualquer transformador adicionado a S_0 destrói sua viabilidade.

3. Expansão de uma Configuração S_0

Consiste na determinação das sucessoras admissíveis de S_0 . Através de expansões sucessivas, são obtidas

as sucessoras eficientes de S_0 .

4. Estágios de Planejamento

As decisões são tomadas em instantes discretos ao longo do período de planejamento especificado. Considera-se neste trabalho que a cada estágio corresponde um determinado ano:

$$T = \{t_0, t_1, t_2, \dots, t_f\}$$

onde t_0 é o ano inicial e t_f o último ano do período de planejamento.

5. Estratégia Viável

Uma estratégia viável de planejamento corresponde a uma sequência de configurações:

$$E = (S_1, S_2, \dots, S_f) \text{ tal que}$$

- S_k é viável ($k = 1, 2, \dots, f$)
- $t(S_f) \geq t_f$, isto é, a configuração final S_f atende o mercado no mínimo até o último ano do período de planejamento
- S_{k+1} é uma sucessora eficiente de S_k

Como é sempre conveniente atrasar uma implementação, devido aos descontos, implementações supérfluas (caracterizadas por sucessoras não eficientes), nunca farão parte de uma estratégia ótima, o que justifica a consideração de somente sucessoras eficientes.

6. Custo de uma Estratégia

Dada uma estratégia $E = (S_1, S_2, \dots, S_f)$, e seja C_k o custo total atualizado das implementações realizadas em S_{k-1} para a obtenção de S_k . O custo total associado à estratégia E é:

$$C(E) = \sum_{k=1}^f C_k$$

De posse de todos estes conceitos, o problema de planejamento enunciado no início do capítulo, pode ser posto na seguinte forma:

"Determinar, se existir, uma estratégia viável de planejamento, cujo custo total atualizado seja o menor entre os custos de todas as estratégias viáveis".

Para a resolução do problema, através de um algoritmo de busca em grafos, é então construído um grafo de planejamento com as seguintes características:

7. Nó

Caracteriza a configuração inicial e as configurações obtidas através das expansões. São representados pelo par (S, t) , onde S caracteriza o estado da configuração e t o tempo de funcionamento desta configuração.

8. Operador Sucessor

Dado um certo nó (S_i, t_k) , que representa uma certa configuração S_i viável em t_k , não viável em t_{k+1} ,

uma decisão de planejamento sobre S_i consiste em implementações do tipo adição e/ou substituição de transformadores, de modo a ampliar sua capacidade instalada para atender aos requisitos de carga, dentro dos critérios de viabilidade estabelecidos, ou seja, de modo a se tentar aumentar o seu tempo de funcionamento. No algoritmo proposto, estas implementações são geradas individualmente, através do operador sucessor que quando aplicado faz corresponder a cada configuração S_i o conjunto de configurações sucessoras admissíveis de S_i . O operador sucessor permite que se efetuem as implementações básicas, quais sejam a de adição ou retirada de um transformador. A substituição é realizada através da aplicação destas operações básicas, no qual uma retirada é sempre seguida de uma adição, realizando então a implementação do tipo substituição.

A obtenção do conjunto de nós sucessores de um determinado nó (S_0, t_0) é realizada em duas etapas distintas: primeiro geram-se as configurações sucessoras admissíveis de S_0 - expansão de S_0 - e numa segunda etapa calcula-se o tempo de funcionamento de cada sucessora, através da aplicação das restrições de viabilidade.

O operador sucessor assim caracterizado faz com que o número de configurações geradas pela expansão a cada passo não seja demasiado grande, sendo no entretanto, ainda necessário a aplicação de alguns critérios para se limitar o número de configurações sucessoras geradas, de modo a tornar o algoritmo de busca mais eficiente, e ao mesmo tempo, reduzir o espaço em memória alocado para armazenar o conjunto de

configurações geradas. Assim, no procedimento de expansão de um nó, as adições e retiradas são efetuadas de acordo com as seguintes regras:

- a implementação do tipo adição é gerada para cada possível alocação, de cada tipo de transformador, em "bay's" de diferentes custos ou capacidades;
- a operação básica de retirada de um transformador, realizada na implementação do tipo substituição, é gerada para todos os "bay's" ocupados que sejam de capacidades diferentes; dentre os de mesma capacidade, são assinalados apenas os "bay's" que contenham os transformadores de menor potência há mais tempo em operação;
- na implementação do tipo substituição, só são geradas configurações em que o tipo de transformador adicionado é de maior potência que o retirado.

Além destas regras, automaticamente aplicadas pelo algoritmo, o operador sucessor implementado, permite que decisões externas ao processo normal de evolução do algoritmo sejam implementadas, opcionalmente, de acordo com dados fornecidos pelo usuário do programa. Assim existem dois tipos de restrições adicionais que quando especificadas pelo usuário do programa, fazem com que o operador sucessor obrigatoriamente gere configurações sucessoras que atendam estas restrições. Uma delas, permite que se especifique um ano limite para a instalação de um determinado tipo de transformador. Assim, para uma determinada configuração sendo expandida, caso seja atingido o tempo limite de instalação especificado para

um determinado tipo de transformador, este é introduzido obrigatoriamente, e somente uma configuração sucessora é gerada. A outra restrição adicional que também limita o número de configurações geradas e que pode ser especificada externamente, permite que determinados tipos de transformadores só possam ser instalados a partir de um determinado ano.

Estes dois conjuntos de restrições adicionais, fornecidos opcionalmente nos dados de entrada, juntamente com as regras anteriormente descritas, definem as operações possíveis de serem realizadas pelo operador sucessor implementado no algoritmo proposto.

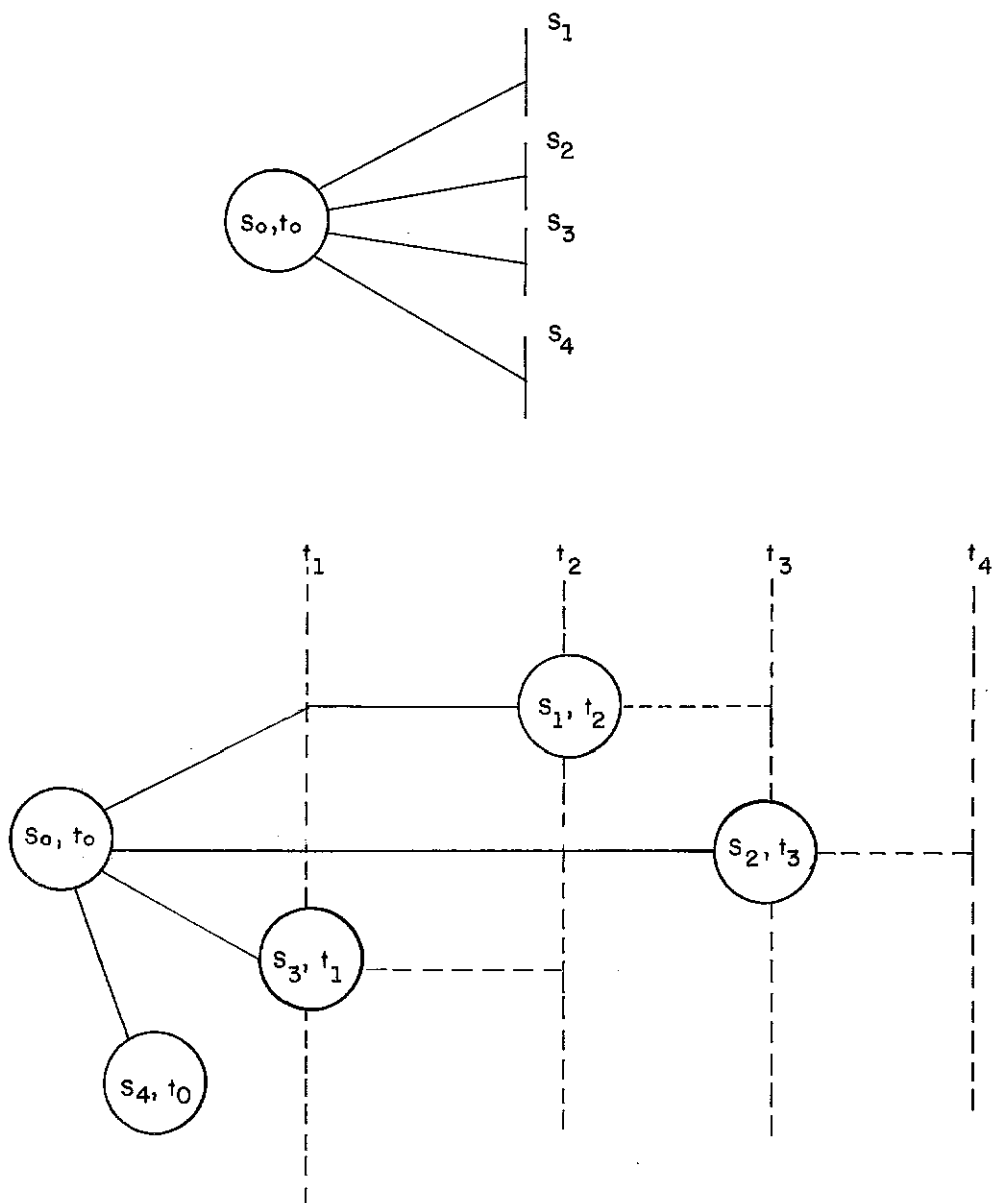


FIG. III - 1 OBTENÇÃO DOS NÓS SUCESSORES DE (s_0, t_0)

9. Grafo

Como já dito anteriormente, em problemas de planejamento normalmente não dispomos "a priori" da descrição do conjunto de nós possíveis de serem gerados. Assim, conhecendo-se a configuração inicial S_0 , e sabendo-se aplicar o operador sucessor a qualquer nó, o grafo de planejamento pode ser construído através de aplicações sucessivas deste operador.

10. Alvo

É constituído das configurações S tais que $t(S) \geq t_f$, onde t_f é o estágio correspondente ao último ano do período de planejamento.

11. Caminhos

Um caminho até o alvo no grafo corresponde a uma sequência de nós $\{(S_0, t(S_0)), (S_1, t(S_1)), (S_2, t(S_2)), \dots, (S_k, t(S_k))\}$, onde S_{i+1} é uma sucessora eficiente de S_i para $i = 0, 1, 2, \dots, k$, e $t(S_k) \geq t_f$.

12. Custos

Na obtenção de cada uma das configurações sucessoras, associa-se o custo descontado das implementações correspondentes, como já descrito no modelo de custos no capítulo anterior.

O problema de planejamento pode ser então caracterizado como um problema de busca no grafo de planejamento, no

qual procura-se encontrar um caminho de custo mínimo entre o nó (S_0, t_0) e o alvo.

O algoritmo utilizado é formalmente descrito no Apêndice, e corresponde em essência ao algoritmo de Dijkstra de busca de caminhos em grafos, que é o mais eficiente para problemas de decisões sequenciais quando não se utiliza informações detalhadas sobre distâncias no grafo.

Na seção seguinte são discutidas as principais características do algoritmo utilizado, bem como feitas algumas observações sobre determinados critérios considerados em sua implementação.

Seção 2 - O algoritmo

O algoritmo implementado é descrito nesta seção, de maneira sucinta, sendo enfatizadas suas principais características, de modo a se ter uma visão de como evolui o processo de solução. Para melhor visualizar os principais passos do algoritmo, são feitas a seguir algumas observações sobre a utilização da memória e das rotinas chave do processo de solução.

Lista ABERTO: armazena todas as informações necessárias a execução do algoritmo. A cada iteração, estão em Aberto os elementos (S, t) já obtidos e ainda não expandidos.

Lista FECHADO: armazena os elementos já expandidos pelo algoritmo (fechados). É utilizada na recuperação das estratégias obtidas.

Lista SUC: lista temporária que guarda os elementos obtidos em cada expansão. Após eliminações feitas através de comparações de seus elementos com os da lista ABERTO, são introduzidos nesta lista os elementos remanescentes de SUC.

Rotina EXPAND: gera a lista de sucessoras admissíveis de um qualquer nó (expansão do nó), gerando então para cada nó sendo fechado a lista SUC associada.

Rotina RESTRI: comandada por EXPAND, esta rotina calcula o tempo de funcionamento de cada configuração sucessora gerada.

Rotina MELHOR: transfere, após eliminações, a lista SUC para ABERTO, e escolher o elemento a ser expandido.

De modo a permitir uma maior flexibilidade ao planejador na determinação da melhor solução para o problema em questão, o algoritmo implementado permite que mais de uma política de expansão seja determinada, sendo possível então ser geradas, além da solução de mínimo custo, estratégias alternativas de solução, correspondentes a caminhos de custos sub-ótimos no grafo de planejamento. Assim, o algoritmo proposto difere daquele descrito em Nilson³, no que se refere à regra de parada, uma vez que, como mostrado a seguir, configurações do alvo poderão ser escolhidas para serem expandidas (fecha-

das), sem que o algoritmo seja interrompido. O processo só será terminado quando tiver sido obtido o número de políticas de expansão especificado, parâmetro este fornecido como dado de entrada.

Em linhas gerais o algoritmo pode ser descrito através dos seguintes passos:

Passo 0: Inicializações. Introduza em ABERTO e FECHADO os dados da configuração inicial S com custos nulos.

PASSO 1: Se ABERTO estiver vazia pare: não existem mais soluções. Senão, escolha em ABERTO, um nó (S, t) , com custo C associado, onde C é mínimo em ABERTO. (Rotina MELHOR)

PASSO 2: Se $t(S) \geq t_f$ vá para o Passo 4.

Senão, retire S de ABERTO e chame a rotina EXPAND, obtendo a lista SUC, com elementos $S_k \in \Gamma(S)$ e com custos ΔC_j . Para cada sucessor (S_k, t_k) , atualize os custos $C_j = C + \Delta C_j$ e coloque apontadores para S . Se não existem sucessoras, vá para o Passo 1.

Passo 3: Para cada configuração sucessora S_k é feita uma comparação com os elementos de ABERTO. Se S_k for eliminada por alguma configuração, retire S_k de SUC. Senão retire de ABERTO, qualquer configuração eliminada por S_k . Introduza em ABERTO, os elementos (S_k, t_k) remanescentes em SUC.

Vá para o passo 1.

Passo 4: Se o critério de parada for satisfeito, vá para o Passo 5. Senão, retire S de ABERTO e armazene-a numa lista auxiliar. Vá para o Passo 1.

Passo 5: Recupere as estratégias que geraram cada uma das configurações do alvo, armazenadas na lista auxiliar, através dos apontadores, e liste os resultados.

As eliminações do Passo 3 são feitas da seguinte maneira: duas configurações S_1 e S_2 são comparadas através de seus vetores de estado e custos associados $c(S_1)$ e $c(S_2)$, e S_1 elimina S_2 se $S_1 \equiv S_2$ e $c(S_1) \leq c(S_2)$.

O critério de parada, utilizado no Passo 4, é satisfeito, conforme já mencionado, quando é atingido o número de políticas de expansão especificado pelo usuário do programa.

A seguir é mostrado um fluxograma simplificado do módulo que controla a aplicação do algoritmo de otimização empregado.

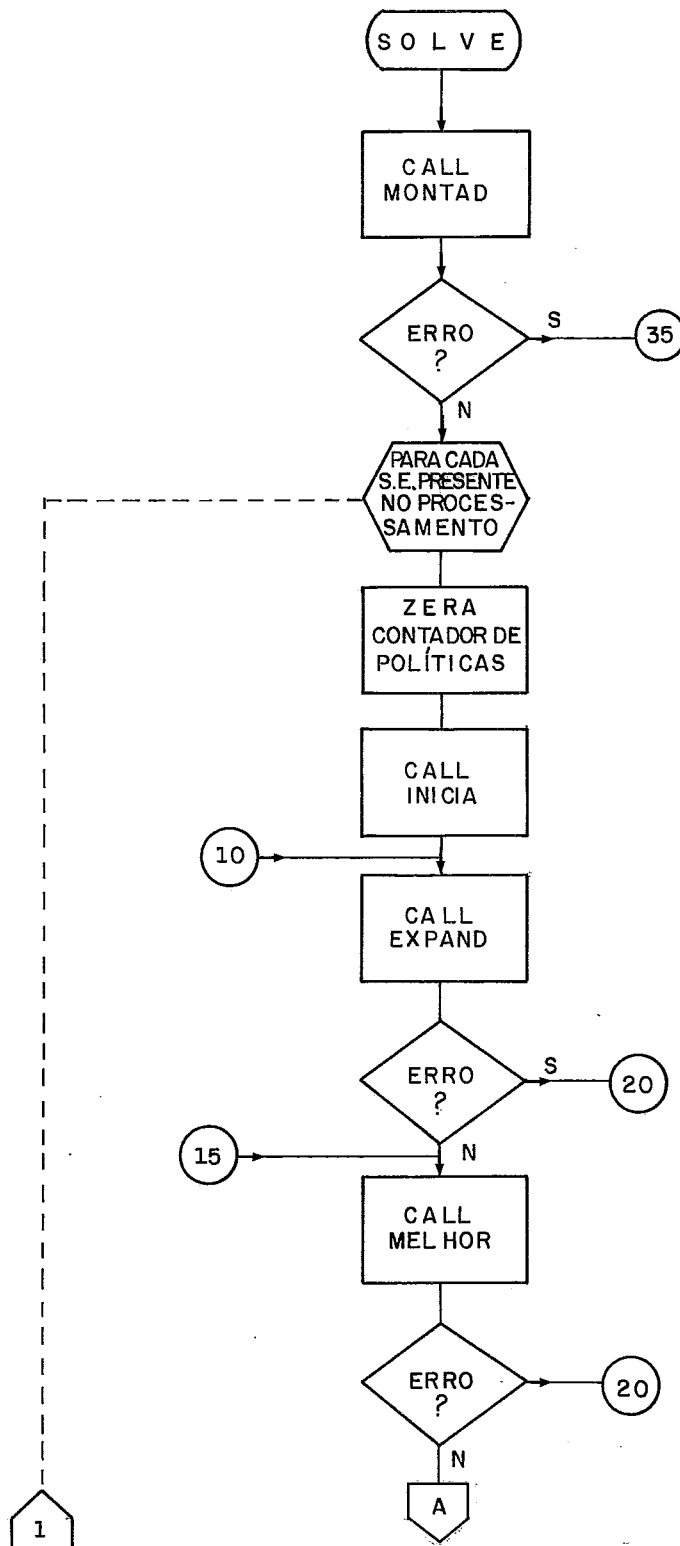


FIG. III - 2 FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO DO MÓDULO DE OTIMIZAÇÃO

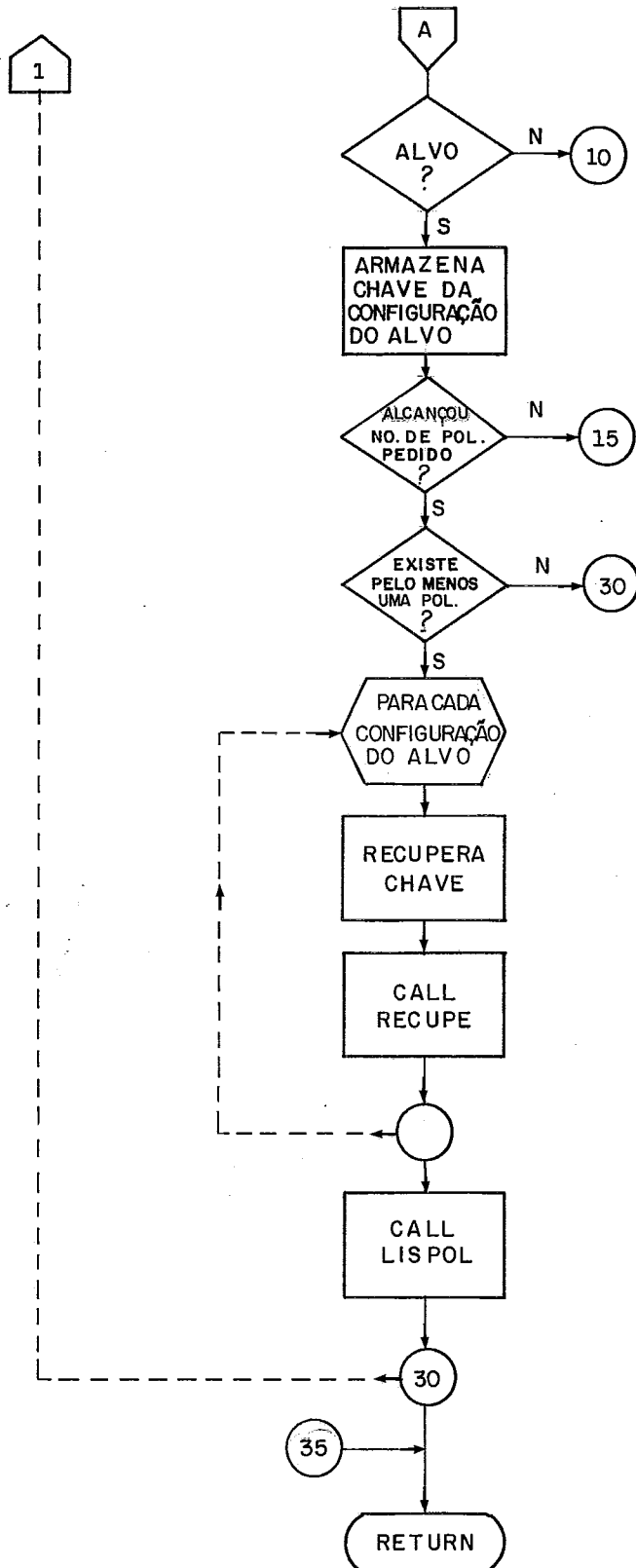


FIG. III - 2 FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO DO MÓDULO DE OTIMIZAÇÃO

CAPÍTULO IV
A IMPLEMENTAÇÃO

O algoritmo proposto foi implementado na ELETROSUL [11], tendo sido desenvolvido todo um sistema computacional de forma estruturada, permitindo de uma maneira funcional um tratamento adequado dos dados de entrada, de modo a dar uma maior flexibilidade ao usuário do programa.

Neste capítulo, são descritas as principais características do programa implementado e mostrados, na parte final, alguns exemplos de aplicação, resultantes da resolução de problemas reais encontrados na prática.

Seção 1 - O Sistema MES

O sistema MES - Modelo Para Expansão de Subestações - é composto na atual versão de um só programa principal, que efetua todas as etapas previstas, utilizando no processamento um arquivo de entrada em cartões perfurados, três arquivos temporários em disco e um arquivo de saída em formulário contínuo. O sistema é todo ele codificado em FORTRAN, exigindo para o seu processamento uma partição de 256 K bytes num computador IBM 370. A figura (IV-1) mostra de maneira simplificada o fluxograma geral de funcionamento do sistema.

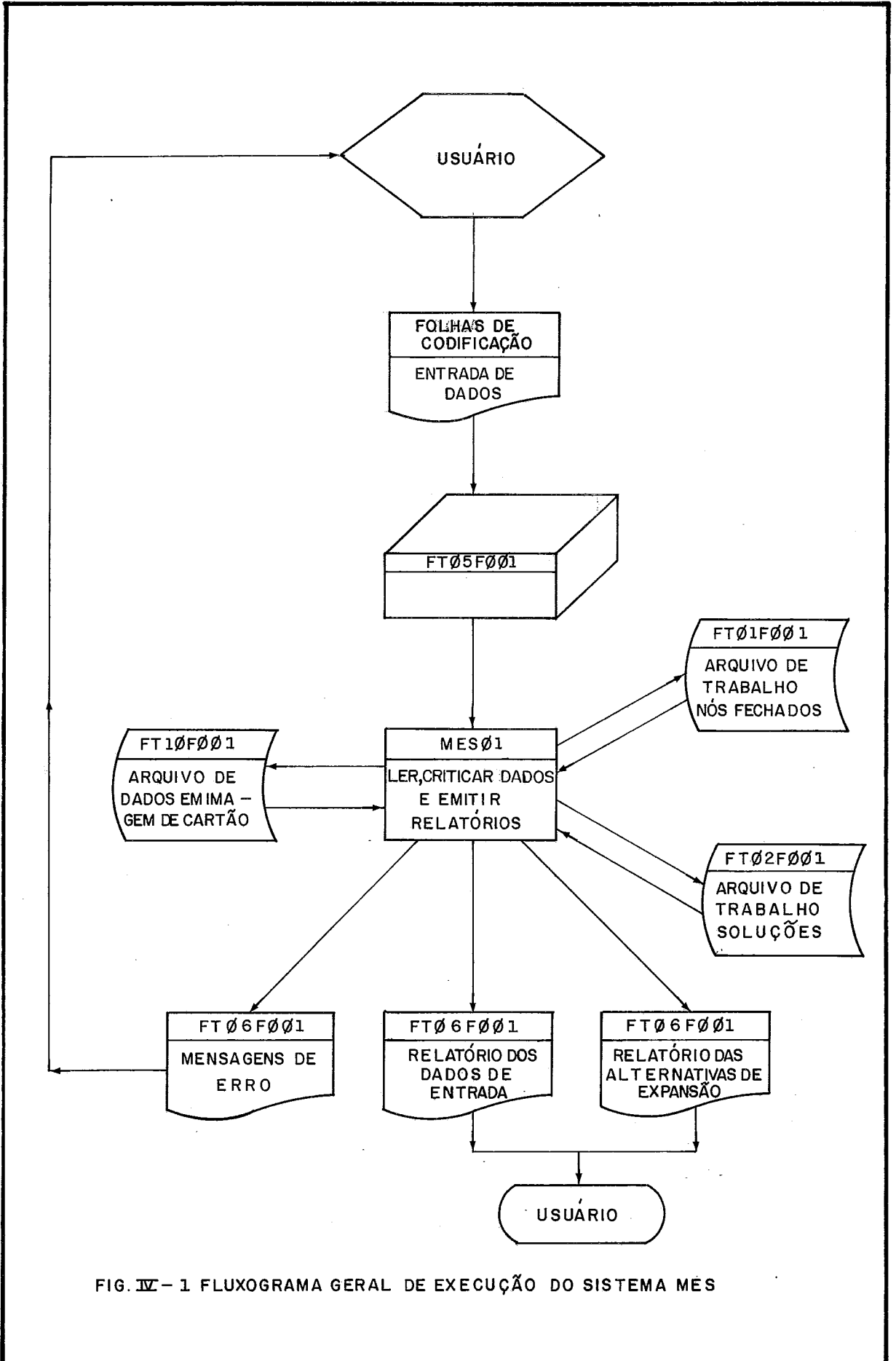


FIG. IV - 1 FLUXOGRAMA GERAL DE EXECUÇÃO DO SISTEMA MES

O programa suporta, na atual versão, a determinação das decisões ótimas para a expansão da capacidade de transformação de uma subestação de cada vez, sendo permitida a entrada de dados de uma só vez de dados de até 30 subestações. O horizonte máximo de planejamento permitido é de 15 anos, podendo a modelagem de cada subestação conter no máximo 10 "bay's". Para se informar a curva de permanência diária de carga para cada subestação, é admitido um máximo de 10 níveis de demanda para caracterizar o dia de carga máxima para todos os anos.

O programa é estruturado internamente de forma modular, sendo suas funções agrupadas internamente em três módulos básicos:

- Aquisição e crítica de dados;
- Alteração dos dados básicos;
- Resolução do Problema

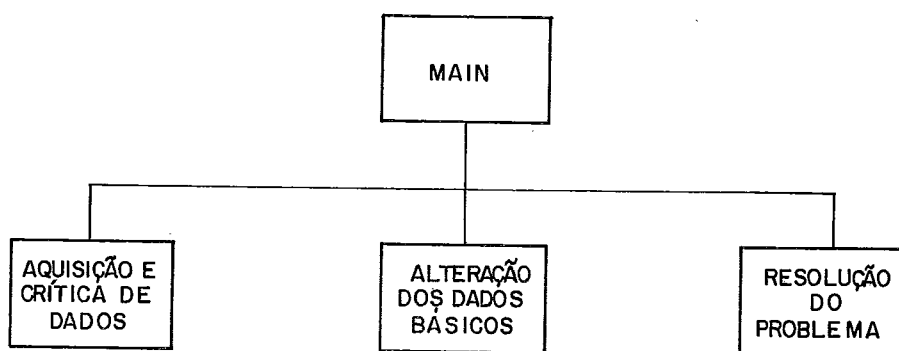


FIG. IV - 2 ESTRUTURA GERAL DO SISTEMA

Cada um destes módulos se subdivide em diversos sub-módulos que executam as diversas funções disponíveis no sistema.

1. Módulo de Aquisição e Crítica de Dados

Este módulo é composto por diversas rotinas que efetuam a leitura e crítica de todos os dados necessários à resolução do problema. Todos os dados são inicialmente lidos e gravados num arquivo de trabalho no mesmo formato dos cartões, para que em seguida sejam lidos e criticados por cada uma das rotinas de acordo com as funções pedidas, sendo emitidos relatórios dos dados de entrada quando requisitado. Quando for identificado inconsistência nos dados de entrada, são emitidas mensagens auto explicativas dos erros encontrados, e o processamento é interrompido. As diversas funções deste módulo estão descritas no Manual do Usuário [11], Seção 2.1, e as rotinas que as executam são as relacionadas na fig.(IV.3).

2. Módulo de Alteração dos Dados Básicos

Este módulo comanda a alteração dos dados de novos transformadores e dos dados das subestações, através de modificação dos parâmetros já lidos anteriormente, e de inclusão e retirada de novos tipos de transformadores e subestações. Quando requisitado são emitidos relatórios dos dados após alterações, e quando identificado alguma inconsistência nos dados de alterações, são emitidas mensagens auto explicativas dos erros encontrados, interrompendo o processamento. As rotinas que compõem este módulo são relacionadas na Fig.(IV.4).

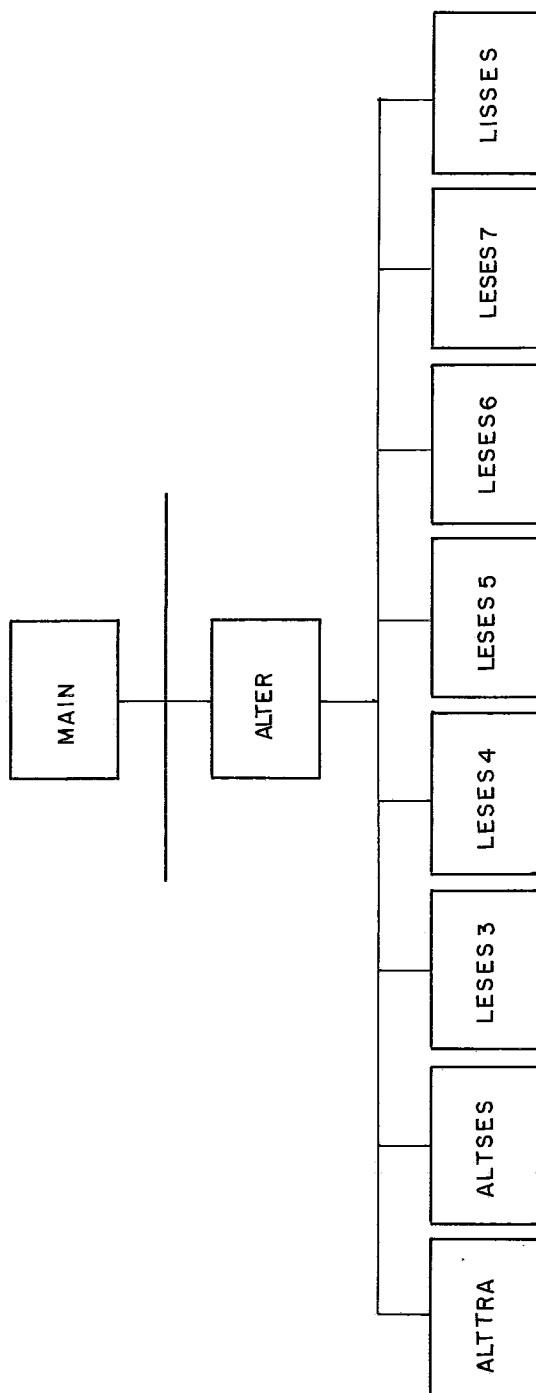


FIG. IV - 4 ROTINAS DE ALTERAÇÃO DE DADOS

3. Módulo de Resolução do Problema

Este módulo comanda a execução do algoritmo de busca de caminhos em grafos, que visa determinar as melhores alternativas de expansão das subestações presentes no processamento. Quando desejado, poderão ser lidos, sob o comando deste módulo, dados adicionais a respeito de decisões obrigatórias e restrições adicionais, que deverão comparecer na solução do problema. No processo de execução deste módulo, são usados dois arquivos de trabalho em disco que armazenam temporariamente, dados das configurações expandidas (nós fechados) e informações das soluções encontradas, para a geração dos relatórios. No decorrer da execução do algoritmo de otimização, poderão ocorrer condições que interrompam o fluxo normal do algoritmo. Neste caso são emitidas mensagens auto explicativas descrevendo a causa da interrupção. Caso não ocorra interrupção do fluxo normal de execução, este módulo comanda a geração de relatórios com as políticas mais econômicas de expansão das subestações pedidas. Estes relatórios serão emitidos mesmo quando ocorrer interrupção mas já tiver sido encontrado pelo menos uma alternativa de expansão para o problema em questão. A descrição detalhada do método usado para o cálculo das melhores alternativas está descrito na seção 5.0 da pasta ANÁLISE DE REQUISITOS FUNCIONAIS DO SISTEMA MES |¹²| . As rotinas que compõem este módulo são relacionadas a seguir:

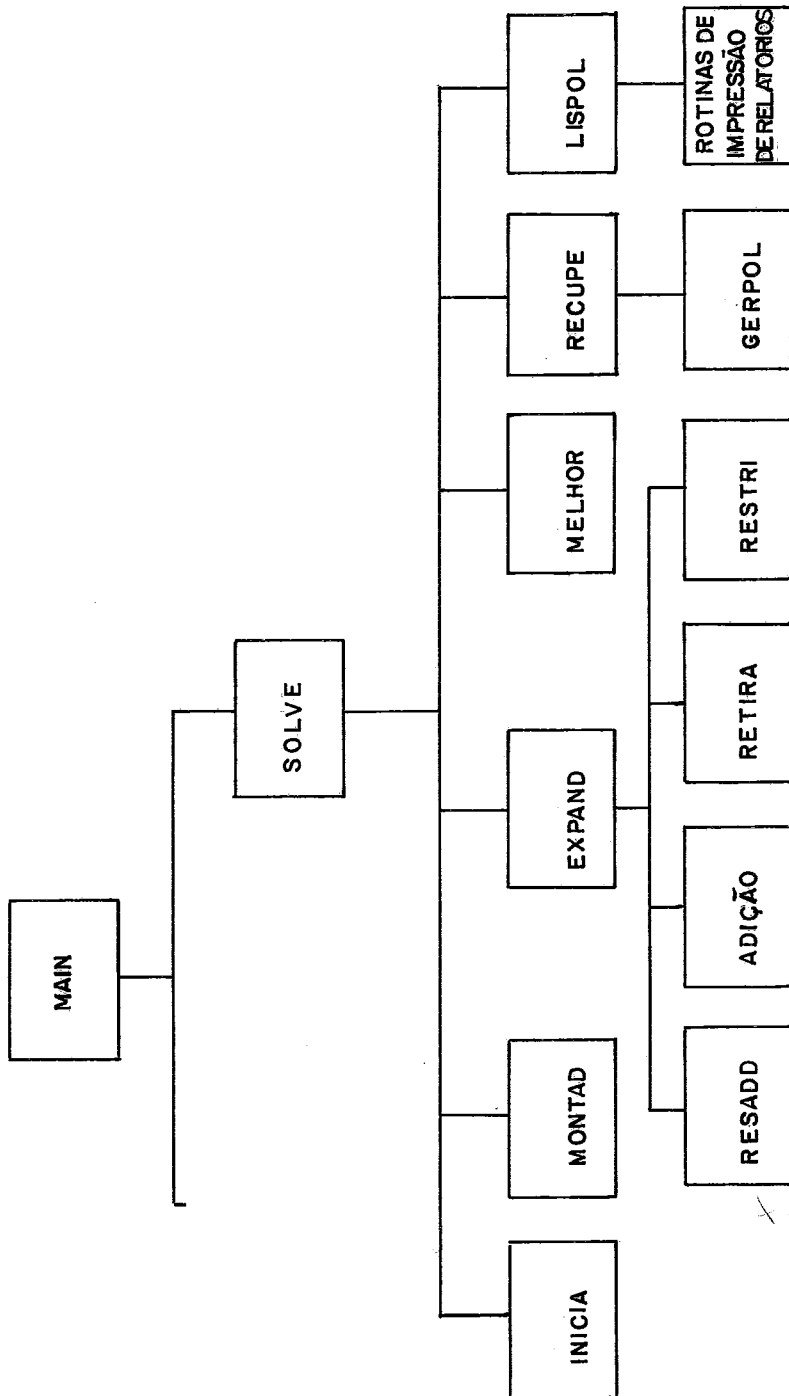


FIG. IV - 5 - ROTINAS DE RESOLUÇÃO DO PROBLEMA

Os dados de entrada para a utilização do sistema são divididos em diversos grupos, identificados cada um por seu cartão de operação.

As diversas funções do programa são executadas de acordo com os cartões de operação numérico que identifica cada função, estando disponíveis os seguintes códigos:

- 01 - LER TÍTULO DO CASO
- 02 - LER E CRITICAR DADOS GERAIS
- 03 - LER E CRITICAR DADOS DE NOVOS TRANSFORMADORES
- 04 - LER E CRITICAR DADOS DAS SUBESTAÇÕES
- 05 - LER E CRITICAR DADOS DE DISTÂNCIAS ENTRE SUBESTAÇÕES
- 06 - LER E CRITICAR ALTERAÇÕES DE DADOS DE NOVOS TRANSFORMADO
RES E DE SUBESTAÇÕES
- 07 - EXECUTAR A RESOLUÇÃO DO PROBLEMA E, OPCIONALMENTE, LER
E CRITICAR DADOS ADICIONAIS DE DECISÕES OBRIGATÓRIAS
- 10 - FIM DE PROCESSAMENTO

As principais características de cada uma das funções assim como todos os dados de entrada exigidos são descritos com detalhes no Manual de Usuário do Sistema MES |¹¹|.

De modo a se ter uma visão geral no funcionamento do programa, é mostrado a seguir um fluxograma simplificado do programa principal do sistema MES.

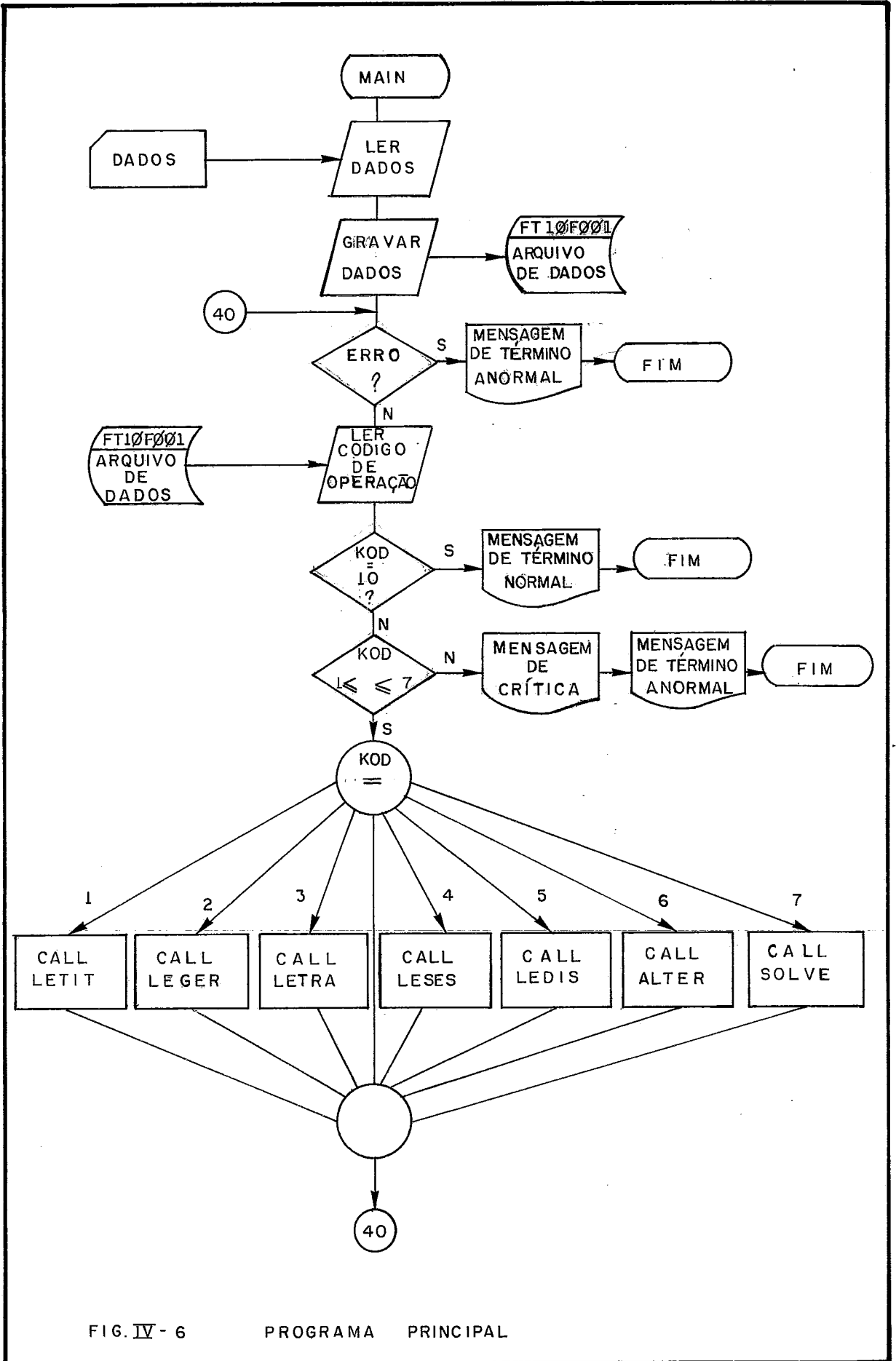


FIG. IV - 6

PROGRAMA PRINCIPAL

Seção 2 - Exemplos de Aplicação

1 Como um exemplo de aplicação do algoritmo desenvolvido, são mostrados os relatórios de saída de computador com as estratégias de expansão obtidas para a subestação abaixadora 230/138 KV de Blumenau, da ELETROSUL, em um período de 9 anos (1982-1990).

A previsão de demandas máximas, ano a ano, são as seguintes:

ANO:	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
CARGA (MVA):	122	125	141	216	259	290	330	388	423

A capacidade inicial, instalada na subestação no ano zero (1981) do período de planejamento, é dada por três transformadores trifásicos 230/138 kV de 75 MVA. A subestação comporta um máximo de quatro transformadores trifásicos de até 150 MVA.

Considera-se, com base em estudos específicos de fluxo de potência, que em condição de emergência, aproximadamente 10% da carga da subestação é absorvida pelo sistema da região abrangida.

Como condição de emergência admite-se a perda do maior transformador por 90 dias, devendo as unidades restantes atenderem a carga com uma perda de vida aceitável, segundo a Norma ANSI.

Para a expansão da subestação, assume-se que podem ser instalados por adição e/ou substituição dois tipos de novos transformadores, de 75 MVA e 150 MVA, sendo que o custo de aquisição de uma unidade de 150 MVA é 56% superior.

O relatório de saída de computador é composto de cinco páginas, e os resultados são explicados no próprio formato. A primeira página apresenta os dados gerais do estudo.

Na página 2, é feita uma relação dos tipos de novos transformadores que são considerados para a expansão da subestação. São mostradas suas características e custos de aquisição e instalação.

A página seguinte, apresenta os dados da subestação. São discriminados os dados básicos, características e custos de construção dos módulos de transformação, pontas anuais de carga e características dos transformadores já instalados na subestação. É considerado, também, um valor residual desses transformadores no início do período.

Finalmente, são apresentadas as páginas 4 e 5 do relatório com as quatro estratégias de planejamento mais econômicas. São obtidos os anos de entrada e tipos das unidades a serem instaladas, bem como o custo total e custo relativo de cada política de expansão da subestação.

SE BLUMENAU / ANOS DE ENTRADA EM OPERAÇÃO DOS ATF 230/138KV 150 MVA E

ANO INICIAL DO PERÍODO DE PLANEJAMENTO.....	1982
ANO FINAL DO PERÍODO DE PLANEJAMENTO.....	1990
ANO DE OBTENÇÃO DOS NOVOS TRANSFORMADORES.....	1982
VIDA ÚTIL ESTIMADA PARA OS TRANSFORMADORES (ANOS).....	30
TAXA DE JUROS CONSIDERADA (PERCENTUAL).....	10.00
NÚMERO DE POLÍTICAS MAIS ECONÔMICAS.....	4
VALOR BASE ADOPTADO PARA OS CUSTOS (CR\$).....	10000000.
CUSTO DO TRANSPORTE ENTRE SUBESTAÇÕES (CR\$/TON X KM)...	0.0

E L E T R O S U L
EXPANSÃO DE SUBESTAÇÕES

PAGINA - 2

NOVOS TIPOS DE TRANSFORMADORES

SE BLUMENAU / ANOS DE ENTRADA EM OPERAÇÃO DOS ATF 230/138KV 150 MVA E

TIPO	DESIGNAÇÃO	ANOS OPER.	POT. NOMINAL (TON)	PESO (TON)	CUSTO INSTALAC	CUSTO AQUISIC	FATOR P	FATOR R	TFL	TW	REATANCIA (PERC)
1	TRAFO DE 75	0	75.	0	0.200	1.000	1.0	6.50	45.	65.	12.360
2	TRAFO DE 150	0	150.	0	0.200	1.560	1.0	6.50	45.	65.	6.180

***** 2 TIPOS DE NOVOS TRANSFORMADORES *****

SUBESTACAO 1 SE BLUMENAU CAPACIDADE INSTALADA INICIAL - ANO 1982 3 X 75. MVA

ANO POLITICA N. 1 POLITICA N. 2

1985 RETIRADAS - 1 DE 75. BAY#(1)
1 DE 75. BAY#(2)

ADICOES - 2 DE 150. TIPO(2)-BAY#(1) ADICOES - 1 DE 150. TIPO(2)-BAY#(4)
-BAY#(2)

CAP. INSTALADA... 375. CAP. INSTALADA... 375.

1987 RETIRADAS - 1 DE 75. BAY#(1)

ADICOES - 1 DE 150. TIPO(2)-BAY#(4) ADICOES - 1 DE 150. TIPO(2)-BAY#(1)

CAP. INSTALADA... 525. CAP. INSTALADA... 450.

1989 RETIRADAS - 1 DE 75. BAY#(2)

ADICOES - 1 DE 150. TIPO(2)-BAY#(2)

CAP. INSTALADA... 525.

CUSTO TOTAL... 2.5144
CUSTO RELATIVO. 100.0

CUSTO TOTAL... 2.5654
CUSTO RELATIVO. 102.0

OBS - OS CUSTOS ESTAO REFERIDOS AO ANO DE 1982 COM UMA TAXA DE ATUALIZACAO DE 10.00 %

SUBESTAÇÃO I SE BLUMENAU CAPACIDADE INSTALADA INICIAL - ANO 1982 3 X 75. MVA

ANO POLITICA N. 3 POLITICA N. 4
1985 RETIRADAS - 1 DE 75. BAY#(1) RETIRADAS - 1 DE 75. BAY#(1)
1 DE 75. BAY#(2)

ADICÇÕES - 2 DE 150. TIPO(2)-BAY#(1) ADICÇÕES - 2 DE 150. TIPO(2)-BAY#(1)
-BAY#(2) -BAY#(4)

CAP. INSTALADA... 375. CAP. INSTALADA... 450.

1987 RETIRADAS - 1 DE 75. BAY#(3)

ADICÇÕES - 1 DE 150. TIPO(2)-BAY#(3)

CAP. INSTALADA... 450.

1989 RETIRADAS - 1 DE 75. BAY#(2)

ADICÇÕES - 1 DE 75. TIPO(1)-BAY#(4) ADICÇÕES - 1 DE 150. TIPO(2)-BAY#(2)

CAP. INSTALADA... 525. CAP. INSTALADA... 525.

CUSTO TOTAL... 2.5948 CUSTO TOTAL... 2.6352
CUSTO RELATIVO. 103.2 CUSTO RELATIVO. 104.8

OBS - OS CUSTOS ESTAO REFERIDOS AO ANO DE 1982 COM UMA TAXA DE ATUALIZACAO DE 10.00 %

2 Com base no mercado constante no Plano Décenal 80/89, a Eletrosul procedeu, em julho de 1979, a uma análise de sensibilidade na transformação 230/138 kV, utilizando o sistema MES, |¹³|. Este procedimento visou quantificar as modificações decorrentes de uma diminuição significativa de mercado e da abertura da linha de transmissão de 138 kV Blumenau - Ilhota, e em última análise, reanalisar as recomendações pertinentes a subestação de Blumenau feitas até então. É reproduzido a seguir parte do relatório constante neste estudo |¹³|, mostrando os principais passos e resultados da análise feita, utilizando como principal ferramenta de trabalho o sistema MES.

O estudo tem como objetivo efetuar uma análise de sensibilidade no incremento da capacidade de transformação 230/138 kV da SE Blumenau, entre os anos 80/90 e 82/90, levando-se em conta as seguintes situações possíveis:

- no período 80/90, não considerar a aquisição do auto-transformador (ATF) 230/138 kV, 150 MVA em 1982.
- no período 82/90, considerar a aquisição do ATF 230/138 kV, 150 MVA e sua instalação como quarto ATF da SE em 1982.
- no período 82/90, considerar a aquisição do ATF 230/138 kV, 150 MVA e sua instalação em substituição a um dos ATF's de 75 MVA em 1982.

Para desenvolvimento do presente Estudo de Planejamento foram consideradas as seguintes premissas:

A análise do incremento da capacidade de transformação 230/138 kV foi efetuada com base nos "load-flow's" em carga máxima com as configurações do sistema adotadas pelo Departamento de Planejamento (DPL) (as cargas utilizadas são aquelas adotadas no Plano Decenal de Transmissão - Período 1980/89, ora em processo de revisão, e estão mostradas no Quadro IV-1 como sendo carga 100%).

Para efeito de movimentação de equipamentos, foi considerado somente autotransformadores 230/138 kV com potências de 75 e 150 MVA conforme padronizado pela ELETROSUL. Desta forma, a ampliação da capacidade de transformação 230/138 kV da SE acontece dentro de uma das condições descritas abaixo:

- Instalação de unidades adicionais de 75 ou 150 MVA
ou,
- Substituição de unidades de 75 por 150 MVA.

A capacidade de transformação da SE está sendo planejada dentro do conceito de "reserva quente", ou seja, que no caso de perda de um dos autotransformadores 230/138 kV (75 ou 150 MVA) as unidades restantes absorvem a carga da subestação, trabalhando em condições de emergência, sem implicar num sacrifício demasiado da vida útil dos equipamentos.

Considera-se que todos os "bay's" de transformação 230/138 kV da SE, foram projetados para receber unidades de 150 MVA.

Para efeito de análise, foram consideradas três alternativas que são descritas a seguir:

- Alternativa 1 - analisado no horizonte 80/90 os anos ne-

cessários para incremento da capacidade de transformação.

- Alternativa 2 - aquisição e instalação em 82 do ATR 230/138 kV, 150 MVA como quarto trafo da SE.

- Alternativa 3 - aquisição e substituição em 82 de um dos ATF's 230/138 kV, 75 MVA por outro de 150 MVA.

Foi admitido que todos os equipamentos do "bay" de transformação nº 4, 230/138 kV, já estão sendo adquiridos e deverão estar disponíveis para instalação em 1982.

Foi considerado que a SE Lages 230/138 kV (ELETRO-SUL), seria implantada após 1985.

Conclusões

Alternativa 1 - Análise de sensibilidade na transformação 230/138 kV entre os anos 80/90 considerando 3 ATF's 230/118 kV, 75 MVA instalados em 1980.

Baseado nos resultados constantes no Quadro IV-2, extrai-se as seguintes informações:

Para variação da carga base entre 85% e 120% as substituições (1º e 2º) de ATF's 230/118 kV, 75 MVA por 150 MVA ocorrem em 1985, simultaneamente.

Para variação da carga base entre 125% e 130% as substituições (1º, 2º e 3º) de ATF's 230/138 kV, 75 MVA por 150 MVA ocorrem em 1985, simultaneamente. Uma política alternativa e de custo marginalmente superior, seria movimentações em 1985 com a substituição de um ATF 230/138 kV, 75 MVA por outro de 150 MVA e a instalação de uma 2º unidade de 150 MVA.

O terceiro ATF de 150 MVA seria necessário em 1987 em substituição a uma das unidades de 75 MVA.

Para variação na carga base entre 135% e 145% as substituições (1º e 2º) de ATF's 230/138 kV, 75 MVA por 150 MVA ocorrem em 1984, simultaneamente.

Para 150% da carga base as substituições (1º, 2º e 3º) de ATF'S 230/138 kV, 75 MVA por 150 MVA ocorrem em 1984, simultaneamente.

Para variação da carga base entre 85% e 120% a 3º substituição de ATF 230/138 kV, 75 MVA por 150 MVA seria necessária entre os anos 86/88.

Para variação na carga base entre 135% e 145% a 3º substituição de ATF 230/138 kV, 75 MVA por 150 MVA seria necessária em 1985.

Face ao exposto, conclui-se que para o período compreendido entre 80/85 ter-se-ia as seguintes configurações:

- Para a carga na transformação 230/138 kV variando entre 85% e 130%, seria necessário somente duas substituições de ATF's 230/138 kV, 75 MVA por 150 MVA.

Qualquer outra movimentação, dentro desta faixa de variação de carga, dar-se-ia após 1985.

- Para a carga na transformação 230/138 kV variando entre 135% e 145%, as substituições de ATF's 230/138 kV, 75 MVA por 150 MVA se efetuariam nos anos de 84 (2 unidades) e 85 (1 unidade).

- Para a carga na transformação 230/138 kV correspondente a 150%, as substituições de ATF's 230/138 kV, 75 MVA por 150 MVA se efetuariam em 84 (3 unidades).

Alternativa 2 - Análise da sensibilidade na transformação 230/138 kV entre os anos 82/90 considerando 3 ATF's 230/138 kV, 75 MVA mais 1 ATF 230/138 kV, 150 MVA instalados em 1982.

Baseado nos resultados constantes no Quadro IV-3 extrai-se as seguintes informações:

Para a carga na transformação 230/138 kV correspondente a 85% da carga base, só seria necessário substituir um ATF 230/138 kV, 75 MVA por outro de 150 MVA em 1988.

Para a carga na transformação 230/138 kV variando entre 90% e 105%, a 1ª substituição de ATF 230/138, 75 MVA por 150 MVA só seria necessário em 1978.

Para a carga na transformação 230/138 kV variando entre 110% e 120%, a 1ª substituição de ATF 230/138 kV, 75 MVA por 150 MVA só seria necessário em 1986.

Para a carga na transformação 230/138 kV variando entre 125% e 150%, a 1ª substituição de ATF 230/138 kV, 75 MVA por 150 MVA só seria necessário em 1985.

A 2ª substituição de ATF 230/138 kV, 75 MVA por 150 MVA só seria necessário após 1985 para qualquer variação da carga dentro da faixa estudada (85% a 150%).

Face ao exposto conclui-se que para o período com

preendido entre 80/85 seria necessário efetuar uma substituição de ATF 230/138 kV, 75 MVA por outro de 150 MVA, e mesmo assim quando a carga na transformação fosse superior a 120%.

Alternativa 3 - Análise da sensibilidade na transformação 230/138 kV entre os anos 82/90 considerando 2 ATF's 230/138 kV, 75 MVA mais 1 ATF 230/138 kV, 150 MVA instalados em 1982.

Baseado nos resultados constantes no Quadro IV-4 extrai-se as seguintes informações:

Para a carga na transformação 230/138 kV variando entre 85% e 130%, a 1ª substituição de ATF 230/138 kV, 75 MVA por 150 MVA seria necessário em 1985.

Observa-se, entretanto, que para as cargas variando entre 125% e 130%, (ver Quadro IV-4), a política ótima seria a substituição simultânea de dois ATF's 230/138 kV, 75 MVA por MVA em 1985, porém verifica-se que a 2ª substituição poderia ser postergada para 1986 face as sobrecargas nos equipamentos em operação, considerando a perda de um ATF 230/138 kV 150 MVA em 1985, serem respectivamente 9% e 13% para as cargas de 125% e 130%. Deve-se frisar que estas sobrecargas ocorreriam somente durante o período de ponta de carga.

Para a carga na transformação 230/138 kV variando entre 135% e 150%, a 1ª substituição de ATF 230/138 kV, 75 MVA por 150 MVA seria necessária em 1984.

A 2ª substituição de ATF 230/138, 75 MVA por 150 MVA, só seria necessária após 1985 para cargas variando entre

85% e 130% e em 1985 para cargas na transformação variando de 135% a 150%.

Face ao exposto conclui-se que para o período compreendido entre 80/85 seria necessário efetuar as seguintes substituições de ATF 230/138 kV, 75 MVA por 150 MVA.

- Para variação na carga entre 85% e 130% uma substituição de ATF.
- Para variação na carga entre 135% e 150% duas substituições de ATF's.

SE BLUMENAU 230/138 kV
LOAD-FLOW EM CARGA MÁXIMA

% CARGA	ANO	CARGA NA TRANSFORMAÇÃO 230/138 kV EM MVA															OBSERVAÇÕES
		80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90					
	85	100	91	102	105	118	190	222	264	283	339	356					
	90	106	96	108	111	125	200	235	279	300	359	377					
	95	112	102	114	117	132	212	248	295	316	379	398					
	100	118	107	120	123	139	223	261	310	333	399	419	Carga base considera da no Plano Decenal.				
	105	124	112	126	129	146	234	274	326	350	419	440					
	110	130	118	132	135	153	245	287	341	366	439	461					
	115	138	123	138	141	160	256	300	357	383	459	482					
	120	142	128	144	148	167	268	313	372	400	479	503					
	125	148	134	150	154	174	279	326	388	416	499	524					
	130	153	139	156	160	181	290	339	403	433	519	545					
	135	159	144	162	166	188	301	352	419	450	539	566					
	140	165	150	168	172	195	312	365	434	466	559	587					
	145	171	155	174	178	202	323	378	450	483	579	608					
	150	177	161	180	185	209	335	392	465	500	599	629					

NOTA I - A LT 138 kV Blumenau-Ilhota volta a ser energizada em 1985

ALTERNATIVA 1 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NA TRANSFORMAÇÃO 230/138 kV ENTRE OS ANOS 80/90

% CARGA	NÚMERO DE AUTOTRANSFORMADORES 230/138 kV INSTALADOS														OBSERVAÇÕES		
	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90						
85	3x75	3x75	3x75	3x75	3x75	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 2x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150		
90	3x75	3x75	3x75	3x75	3x75	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 2x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	
95	3x75	3x75	3x75	3x75	3x75	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	
100	3x75	3x75	3x75	3x75	3x75	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	
105	3x75	3x75	3x75	3x75	3x75	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	
110	3x75	3x75	3x75	3x75	3x75	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	
115	3x75	3x75	3x75	3x75	3x75	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 2x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	
120	3x75	3x75	3x75	3x75	3x75	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 2x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	
125	3x75	3x75	3x75	3x75	3x75	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	
130	3x75	3x75	3x75	3x75	3x75	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	
135	3x75	3x75	3x75	3x75	3x75	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 2x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	
140	3x75	3x75	3x75	3x75	3x75	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	
145	3x75	3x75	3x75	3x75	3x75	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 2x150	3x150 1x75	3x150 1x75	3x150 1x75	3x150 1x75	3x150 1x75	3x150 1x75	3x150 1x75	3x150 1x75	
150	3x75	3x75	3x75	3x75	3x75	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	3x150	

NOTAS: 1. As indicações ano x % da carga referem-se ao número de equipamentos instalados e a potência destes.

2. O projeto da SE admite a instalação de 5 ATF's 230/138 kV, 150 MVA

ALTERNATIVA 3 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NA TRANSFORMAÇÃO 230/138 kV ENTRE OS ANOS 82/90

% CARGA	NÚMERO DE AUTOTRANSFORMADORES 230/138 kV INSTALADOS													OBSERVAÇÕES	
	82	83	84	85	86	87	88	89	90						
85	2x75 1x150	2x75 1x150	2x75 1x150	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 2x150	3x150	3x150	3x150	1x75 2x150	1x75 2x150	3x150	3x150	3x150	
90	2x75 1x150	2x75 1x150	2x75 1x150	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	
95	2x75 1x150	2x75 1x150	2x75 1x150	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	
100	2x75 1x150	2x75 1x150	2x75 1x150	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	
105	2x75 1x150	2x75 1x150	2x75 1x150	1x75 2x150	1x75 2x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	
110	2x75 1x150	2x75 1x150	2x75 1x150	1x75 2x150	3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	1x75 3x150	
115	2x75 1x150	2x75 1x150	2x75 1x150	1x75 2x150	3x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	
120	2x75 1x150	2x75 1x150	2x75 1x150	1x75 2x150	3x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	
125	2x75 1x150	2x75 1x150	2x75 1x150	3x150	3x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	
130	2x75 1x150	2x75 1x150	2x75 1x150	3x150	3x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	
135	2x75 1x150	2x75 1x150	2x75 1x150	3x150	3x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	
140	2x75 1x150	2x75 1x150	2x75 1x150	3x150	3x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	
145	2x75 1x150	2x75 1x150	2x75 1x150	3x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	
150	2x75 1x150	2x75 1x150	2x75 1x150	3x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	4x150	

NOTAS: 1. As indicações ano x % da carga referem-se ao número de equipamentos instalados e a potência destes.

2. O projeto da SE admite a instalação de 5 ATF's 230/138 kV, 150 MVA

E L E T R O S U L
EXPANSÃO DE SUBESTAÇÕES

PÁGINA - 1
LISTAGEM DOS DADOS GERAIS

SE BLUMENAU-INCREMTO NA TRANSFORMAÇÃO 230/138KV C/ 115% DA CARGA BASE

ANO INICIAL DO PERÍODO DE PLANEJAMENTO.....	1982
ANO FINAL DO PERÍODO DE PLANEJAMENTO.....	1990
ANO DE OBTENÇÃO DOS NOVOS TRANSFORMADORES.....	1982
VIDA ÚTIL ESTIMADA PARA OS TRANSFORMADORES (ANOS).....	30
TAXA DE JUROS CONSIDERADA (PERCENTUAL).....	10.00
NÚMERO DE POLÍTICAS MAIS ECONÔMICAS.....	2
VALOR BASE ADOPTADO PARA OS CUSTOS (CR\$).....	10000000.
CUSTO DO TRANSPORTE ENTRE SUBESTAÇÕES (CR\$/TON X KM)...	0.0

E L E T R O S U L
EXPANSÃO DE SUBESTAÇÕES

PAGINA - 2

NOVOS TIPOS DE TRANSFORMADORES

SE BLUMENAU-INCRÉMENTO NA TRANSFORMAÇÃO 230/138KV C/ 115% DA CARGA BASE

TIPO	DESIGNAÇÃO	ANOS OPER.	POT. NOMINAL (TON)	PESO (TON)	CUSTO INSTALAC	CUSTO AQUISIC P	FATOR R	FATOR TFL	REACTANCIA (PERC)
1	TRAFO DE 75	0	75.	0	0.200	1.000	1.0	6.50	45. 65. 12.360
2	TRAFO DE 150	0	150.	0	0.200	1.560	1.0	6.50	45. 65. 6.180

**** 2 TIPOS DE NOVOS TRANSFORMADORES ****

LISTAGEM DOS DADOS DAS SUBESTAÇÕES

SE BLUMENAU-INCREMTO NA TRANSFORMACAD 230/138KV C/ 115% DA CARGA BASE

DADOS BASICOS

NOME DA SUBESTACAO.....	SE BLUMENAU	PERMANENCIA DE CARGA (PERC)	70	70
NUMERO DA SUBESTACAO.....	1	70	70	70
TEMPERATURA AMBIENTE MAXIMA..	40.	70	70	70
CAPACIDADE DO BARRAMENTO(MVA)	600.	70	70	70
NUMERO DE DIAS EM EMERGENCIA..	90.	70	70	70
CARGA EM EMERGENCIAS (PERC)...	90.0	70	70	70
NUMERO DE BAYS OCUPADOS.....	3	70	70	70
NUMERO MAXIMO DE BAYS.....	4	70	100	100

CARACTERISTICAS DOS BAYS

NUM	CAPACIDADE CUSTO
1	150. 0.0
2	150. 0.0
3	150. 0.0
4	150. 0.60

PONTAS ANUAIS DE CARGA

1982 =	138.
1983 =	141.
1984 =	160.
1985 =	256.
1986 =	300.
1987 =	357.
1988 =	383.
1989 =	459.
1990 =	482.

TRANSFORMADORES

NUM.	DESIGNACAO	ANOS OPER.	POT. NOMINAL (TON)	PESO (TON)	CUSTO INSTALAC	VALOR RESID.	FATOR P	FATOR R	TFL	TM (PERC)	REATANCIA
1	TRAFQ DE 75	1	75.	0	0.0	1.000	1.0	6.50	45.	65.	12.360
2	TRAFQ DE 75	1	75.	0	0.0	1.000	1.0	6.50	45.	65.	12.360
3	TRAFQ DE 150	1	150.	0	0.0	1.000	1.0	6.50	45.	65.	6.180

**** 3 TRANSFORMADORES INSTALADOS ****

SUBESTACAO 1 SE BLUMENAU CAPACIDADE INSTALADA INICIAL - ANO 1982 1 X 150. MVA
2 X 75. MVA

ANO POLITICA N. 1 POLITICA N. 2
1985 RETIRADAS - 1 DE 75. BAY#(1) RETIRADAS - 1 DE 75. BAY#(1)

ADICÕES - 1 DE 150. TIPO(2)-BAY#(1) ADICÕES - 1 DE 150. TIPO(2)-BAY#(1)
CAP. INSTALADA... 375. CAP. INSTALADA... 375.

1986 RETIRADAS - 1 DE 75. BAY#(2) RETIRADAS - 1 DE 75. BAY#(2)

ADICÕES - 1 DE 150. TIPO(2)-BAY#(2) ADICÕES - 1 DE 150. TIPO(2)-BAY#(2)
CAP. INSTALADA... 450. CAP. INSTALADA... 450.

1988 ADICÕES - 1 DE 150. TIPO(2)-BAY#(4) ADICÕES - 1 DE 75. TIPO(1)-BAY#(4)
CAP. INSTALADA... 600. CAP. INSTALADA... 525.

1990 RETIRADAS - 1 DE 75. BAY#(4)

ADICÕES - 1 DE 150. TIPO(2)-BAY#(4)
CAP. INSTALADA... 600.

CUSTO TOTAL..... 2.5942 CUSTO TOTAL..... 2.6637
CUSTO RELATIVO. 100.0 CUSTO RELATIVO. 102.7

OBS - OS CUSTOS ESTAO REFERIDOS AO ANO DE 1982 COM UMA TAXA DE ATUALIZACAJ DE 10.00 %

3 O sistema MES foi cedido pela ELETROSUL à CADAPE, empresa nacional de energia elétrica da Venezuela, a pedido desta; em fins de 1979 como parte de um intercâmbio de informações iniciado em outubro de 1979 por ocasião da realização da III Reunião do Sub-Comitê de Planejamento de Sistemas Elétricos do Comitê de Integração Elétrica Regional (CIER), realizado em Cali, Colombia, na qual foi feita uma exposição do sistema |¹⁶|.

Utilizando o sistema MES, a CADAPE realizou, em início de 1980, um estudo visando obter as estruturas ótimas de expansão da capacidade de transformação, requerida para abastecer diferentes padrões de crescimento da demanda para vários períodos de duração da condição de emergência |¹⁴|. A seguir é reproduzido um quadro que mostra alguns dos resultados obtidos pela CADAPE.

CUADRO N° 7

**EXPANSION OPTIMA DE SUB-ESTACIONES
ANALISIS PARAMETRICO**

PARAMETRO: TASA DE CRECIMIENTO Y DIAS DE EMERGENCIA

UNIDAD DE COSTO : 1 pu = Bs 100000

CARGA ALIMENTADA EN EMERGENCIA : 100 %

CARGA SUCIAL	CRECI- MIENTO %	0 DIAS DE EMERGENCIA		90 DIAS DE EMERGENCIA		180 DIAS DE EMERGENCIA		365 DIAS DE EMERGENCIA	
		AÑO ESTRUCTURA	COSTO TOTAL PU	AÑO-ESTRUCTURA	COSTO TOTAL PU	AÑO-ESTRUCTURA	COSTO TOTAL PU	AÑO-ESTRUCTURA	COSTO TOTAL PU
R	6	1982-2x75	310260	1982-2x75	310260	1982-2x75	310260	1982-2x75	310260
	8	1982-2x75	310260	1982-2x75	310260	1982-2x75	310260	1982-2x75	310260
	10	1982-2x75	310260	1982-2x75	310260	1982-2x75	310260	1982-2x75	310260
	12	1982-2x75	310260	1982-2x10	325140	1982-2x10	325140	1982-2x10	325140
	15	1982-1x10 1x75	317700	1982-2x75 1983-2x16	350056	1982-2x75 1993-2x16	350056	1982-2x75 1993-2x16	350056
S	6	1982-2x75	310260	1982-2x10	325140	1982-2x10	325140	1982-2x10	325140
	8	1982-1x75 1x10	317700	1982-2x75 1993-2x16	354339	1982-2x75 1991-2x16	354339	1982-2x75 1990-2x16	356503
	10	1982-1x75 1x10 1985-1x75 1x16	355536	1982-2x75 1989-2x16	358665	1982-2x75 1989-2x16	358665	1982-2x10 1991-2x20	374849
	12	1982-2x75 1981-1x16 1x75 1993-2x16	352197	1982-2x10 1990-2x30	396129	1982-2x10 1990-2x30	396129	1982-2x10 1990-2x30	396129
	15	1982-2x10 1992-2x30	387972	1982-2x10 1989-2x20 1993-3x20	446621	1982-2x10 1989-2x20 1993-3x20	446621	1982-2x20 1993-3x20	448474
T0	6	1982-1x75 1x10 1991-1x10 1x16	339739	1982-2x20	381600	1982-2x20	381600	1982-2x20	381600
	8	1982-1x75 1x10 1989-2x16	358732	1982-2x16 1991-2x30	416490	1982-2x16 1991-2x30	416490	1982-2x16 1990-2x30	419112
	10	1982-2x10 1988-1x10 1x20 1991-1x20 1x30 1995-2x30	400117	1982-2x16 1990-3x16	442491	1982-3x20 1991-3x20	462517	1982-2x20 1991-3x20	462517
	12	1982-2x10 1988-2x30	404942	1982-2x30 1993-3x30	495907	1982-2x30 1992-3x30	503302	1982-2x30 1992-3x30	503302
	15	1982-2x10 1987-2x30 1994-3x30	476795	1982-2x30 1992-3x30	503302	1982-2x20 1989-3x20 1994-4x20	540305	1982-2x30 1989-3x30 1994-4x30	581497
E0	6	1982-2x16 1990-2x30	419112	1982-2x30 1992-3x30	503302	1982-2x30 1991-3x30	511434	1982-2x30 1990-3x30	520383
	8	1982-2x30 1995-3x30	467517	1982-2x30 1989-3x30	530224	1982-2x30 1989-3x30	530224	1982-2x30 1988-3x30	552052
	10	1982-2x30 1993-3x30	495907	1982-2x30 1988-3x30 1995-4x30	602166	1982-2x30 1988-3x30 1995-4x30	602166	1982-2x30 1988-3x30 1995-4x30	602166
	12	1982-2x20 1988-2x30 1992-2x50	504752	1982-2x30 1988-3x30 1994-4x30	608272	1982-2x30 1987-3x30 1993-4x30	626909	1982-2x30 1987-3x30 1993-4x30	626909
	15	1982-2x30 1990-2x50 1994-3x50	615949	1982-2x30 1987-2x50 1990-3x50 1995-4x50	755895	1982-2x30 1987-2x50 1990-3x50 1995-4x50	755895	1982-2x50 1990-3x50 1995-4x50	690736
30	6	1982-2x30 1994-3x30	483073	1982-2x30 1985-3x30	580472	1982-2x30 1984-3x30 1996-4x30	651881	1982-3x20 1990-4x20	661409
	8	1982-2x30 1991-3x30 1996-4x30	566993	1982-2x30 1984-3x30 1993-4x30	670270	1982-2x30 1983-3x30 1992-4x30	695901	1982-2x30 1983-3x30 1992-4x30	695101
	10	1982-2x30 1990-3x30 1994-4x30	597608	1982-2x30 1984-3x30 1992-4x30	677665	1982-2x50 1989-3x50 1996-4x50	777638	1982-2x50 1989-3x50 1996-4x50	777638
	12	1982-2x30 1989-2x50 1993-3x50	630890	1982-2x50 1986-3x50 1995-4x50	724608	1982-2x50 1986-3x50 1994-4x50	731962	1982-2x50 1988-3x50 1994-4x50	731962
	15	1982-1x30 1x50 1988-2x50 1991-2x100 1994-2x100 1x50	629626	1982-2x30 1984-2x100 1992-3x100	720493	1982-2x100 1992-3x100	727781	1982-2x100 1992-3x100	727781

CAPÍTULO VCONCLUSÕES

A metodologia proposta neste trabalho permite que se determine uma política ótima e outras viáveis de maior custo, para a expansão da capacidade de transformação em subestações de transmissão de energia elétrica, a partir da previsão da transferência horária de potência no período de planejamento sendo estudado.

A generalidade da alternativa escolhida pode ser avaliada numa análise de sensibilidade, com a parametrização dos dados utilizados, principalmente a previsão das cargas máximas anuais, durações das condições de emergência e percentual da carga alimentada nestas condições e os ciclos diários de carga de cada subestação [14].

Como o método adotado é essencialmente determinístico, os diversos critérios de segurança assumidos a princípio pelo programa, se colocam do lado conservador, através de certas premissas tais como a de considerar o ciclo diário de carga sempre como sendo o do dia de demanda máxima, considerar sempre a máxima temperatura ambiente, consideração de transformadores da classe de 65°C de elevação média de temperatura, etc, sendo no entretanto permitido que a maior parte destes parâmetros possa ser fornecida como dados de entrada pelo planejador, de modo que este possa então, de acordo com os propósitos do estudo, adotar um maior ou menor conservadorismo em sua análise.

Como as projeções anuais da demanda se constituem em num dos principais fatores a influenciar nas condições de operação dos transformadores, se faz necessário que constantes revisões de previsão do consumo sejam feitas, de modo a se ter maior confiança nos resultados obtidos.

Quando considerada a análise do conjunto de subestações existentes, ou possíveis de virem a existir, verifica-se a necessidade de um planejamento global das diversas expansões, de modo a possibilitar que um transformador substituído em uma das subestações possa ser instalado em uma outra. Este problema, juntamente com aqueles surgidos pela redistribuição dos fluxos de potência em condições de emergência, levam a desenvolver um estudo geral em duas etapas, que compreendem basicamente em, primeiramente, considerar a expansão de uma subestação por vez, sem que os efeitos das decisões se reflitam nos programas de expansão das demais instalações do sistema elétrico e numa segunda etapa, o conjunto de subestações a serem estudadas é analisado como um todo, sendo os efeitos das decisões sobre a rede elétrica avaliado, na determinação dos respectivos custos. A modelagem deste problema (de se considerar mais de uma subestação de uma só vez) se constitui num problema mais complexo e deverá ser objeto de estudos em futuro próximo, de acordo com as necessidades das Empresas do setor.

Cabe ressaltar que na comparação da aplicação do método proposto, com esquemas anteriormente adotados, economias consideráveis são obtidas, comprovando a eficácia do método. Fica então salientada, a importância de bem se plane-

jar a expansão da capacidade de transformação de uma subestação, de modo a se ter uma política de instalação e trocas de transformadores bem definida, de acordo com algum critério técnico-econômico, uma vez que este equipamento e seus serviços auxiliares, respondem pela maior parcela do custo total da parte elétrica de uma subestação.

REFERÊNCIAS

1. GONZAGA, C. - "Estudos de Algoritmos de Busca em Grafos e sua Aplicação a Problemas de Planejamento". Tese de Doutorado. COPPE-UFRJ, 1973.
2. GONZAGA, C. - "Busca de Caminhos em Grafos e sua Aplicação a Problemas de Decisão Sequencial". Anais do IV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional - SOBRAPO, Recife, Setembro de 1975.
3. NILSSON, N. - "Problem Solving Methods in Artificial Intelligence", McGraw-Hill, 1971.
4. Nota Técnica NTC-005/77 - "Metodologia para Determinação da Expansão Ótima da Capacidade de Transformação das Subestações" - Departamento de Planejamento - ELETROSUL, 1977.
5. VELASCO, J. A. D. - "Expansión Óptima de Transformación" VI COPIMERA - São Paulo, Novembro de 1975.
6. AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE - "Guide for Loading Oil - Immersed Distribution and Power Transformers Appendix C 57.92", June 1962.
7. BLAKE, J. H. e KELLY, E. J. - "Oil-Immersed Power Transformer Overload Calculations by Computer", IEEE Trans., PAS-88, nº 8, pp. 1195-1205, 1969.

8. BASF; BLAKE; DONALDSON; DOWNS; MILLS; MOBERG; WILKER; WOOD.
- "Determination of Power Transformer Ratings for PJM Inter-Connection", IEEE Trans., PAS-90, n° 4, pp. 1523-1527, 1971.
9. National Electrical Manufacturers Association - "Guide for Loading Oil-Immersed Power Transformers with 65 C Average Winding Rise". Pub. n° TR-98, 1964.
10. KNIGHT, U. G. -"Power Systems Engineering and Mathematics", Bergamon Press - Oxford, 1972.
11. Manual do Usuário do Sistema MES - Eletrosul, Outubro de 1978.
12. Análise de Requisitos Funcionais do Sistema MES - Eletrosul, Outubro de 1977.
13. Estudo de Planejamento EPL-023/79. "Análise de Sensibilidade no Incremento da Capacidade de Transformação 230/138 KV da SE Blumenau - Eletrosul, Julho de 1979.
14. CADAFE - Dirección de Planificación - Gerencia de Planificación de Sistemas Eléctricos - "Expansion Optima de Subestaciones". Caracas, Março 1980.

15. CRUZ, C.R.G.; CORSSSEN, C.L. - "Modelos Para Planejamento de Expansão da Transformação" - 2º Congresso Brasileiro de Automática - Florianópolis, 4-6 Setembro de 1978.

16. CRUZ, C.R.G.; CORSSSEN, C.L. - "Modelos Para Planejamento de Expansão da Transformação", III Reunião do Sub-Comitê de Planejamento de Sistemas Elétricos do Comitê de Integração Elétrica Regional (CIER) - Cali, Colômbia, Outubro de 1979.

APÊNDICEBUSCA DE CAMINHOS EM GRAFOS

Apresenta-se, neste apêndice, o algoritmo utilizado no processo de otimização, discutindo-se somente as idéias básicas, sem justificativas. Tratamentos mais precisos encontram-se em ¹, ² e ³.

Um grafo é caracterizado por um conjunto de nós N e um conjunto de ramos M , cujos elementos são pares de nós, da forma: $r_k = (n_i, n_j)$, $n_i, n_j \in N$. A figura A-1 representa um grafo, associando círculos aos nós e linhas aos ramos.

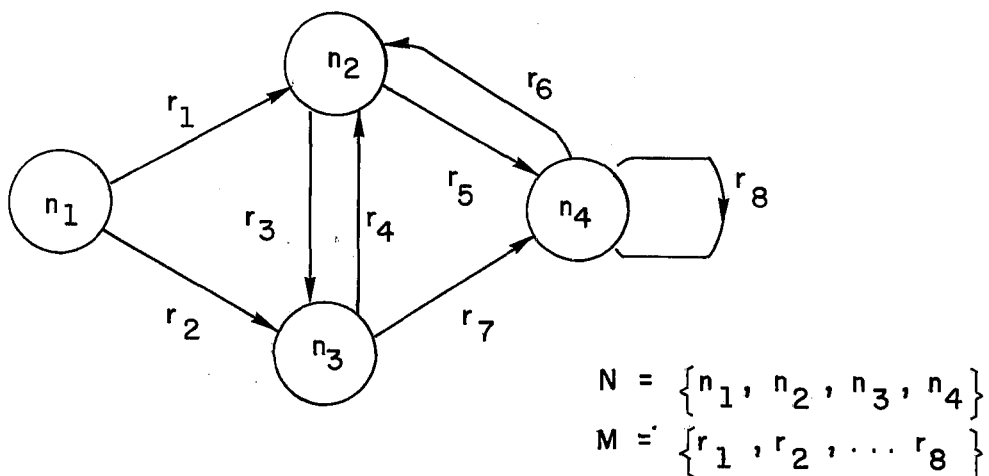


FIG.A.1

Custos: A cada ramo (n_1, n_2) de um grafo, associaremos um custo $c(n_1, n_2)$. O custo de um caminho será

$$c(n_1, n_2, \dots, n_p) = \sum_{i=1}^{p-1} c(m_i, m_{i+1})$$

PROBLEMA DE BUSCA

Seja considerado um grafo (N, T) . Neste grafo, define-se um nó inicial s e um alvo T , onde T é um conjunto de nós. Nesse grafo o problema de busca consiste em: entre todos os caminhos de s para algum nó t em T , encontrar um de custo mínimo.

Na figura A-2, representa-se um grafo com custos, cujo alvo é $T = \{n_3, n_4\}$. Nesse problema existem duas soluções de custo mínimo igual a 10: (s, n_1, n_2, n_4) e (s, n_2, n_4) .

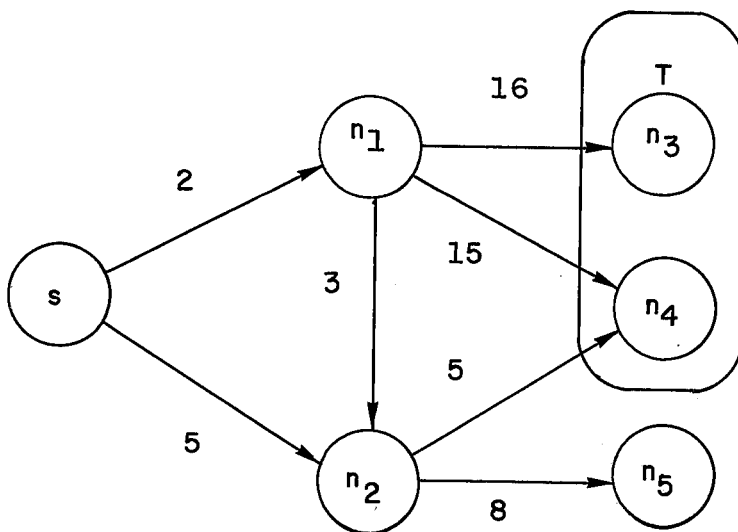


FIG. A.2

Sucedores: Dado um nó \bar{n} , o conjunto de nós ligados a \bar{n} por ramos saindo de \bar{n} é chamado conjunto de sucedores de \bar{n} , $\Gamma(\bar{n})$.

Na figura A-1,

$$\Gamma(n_1) = \{n_2, n_3\}$$

$$\Gamma(n_4) = \{n_2, n_4\}$$

Conhecidos N e M , podem-se determinar os sucedores de cada nó; reciprocamente, conhecido $\Gamma(n)$ para todo o nó n , podem-se determinar os ramos do grafo (sem ramos múltiplos).

Em muitos grafos é difícil caracterizar o conjunto de ramos, sendo mais fácil descrever uma regra de obtenção dos sucedores de cada nó. Este é o caso em problemas de planejamento e supõe-se daqui em diante que um grafo é caracterizado por um par (N, Γ) , onde Γ é uma regra (operador) que associa a cada nó seu conjunto de sucedores.

Caminhos: Em um grafo assim caracterizado, define-se um caminho do nó s ao nó t como uma seqüência de nós $(n_1 = s, n_2, \dots, n_p = t)$ tais que cada nó é sucessor do anterior, isto é:

$$n_{i+1} \in \Gamma(n_i) \quad i = 1, 2, \dots, p-1$$

A resolução do problema de busca é feita por tentativas, organizadas de maneira econômica. Não se dispõe, em geral, da descrição do conjunto de nós N , que pode ser infinito conhece-se s e sabe-se aplicar a regra Γ a qualquer nó. Com

aplicações sucessivas da regra, podem-se construir todos os caminhos partindo de s e guardá-los na memória do computador. A resolução mais trivial do problema consistiria em escolher entre todos esses caminhos um com extremidade final em T , com custo mínimo.

À medida que o processo de tentativas evolui, devem-se guardar os caminhos encontrados a cada nó obtido, e seus custos. Uma maneira eficiente de guardá-los consiste em associar a cada nó e a cada caminho obtido até esse nó uma estrutura que chamaremos de elemento listado η com a seguinte composição:

$$\eta = (n, c, p), \text{ onde}$$

n é a descrição de um nó

c é o custo do caminho até n

p é um apontador que indica o elemento listado correspondente ao antecessor de n no caminho

O exemplo a seguir ilustra a utilidade dos elementos listados. Considere o grafo da figura A-2. Uma lista de todos os caminhos possíveis no grafo é fornecida pela seguinte lista:

$\eta_0 = (0, 0, 0)$ onde se faz $\eta_0 = s$. O apontador não tem sentido

$\eta_1 = (1, 2, 0)$

caminhos partindo de η_0

$\eta_2 = (2, 5, 0)$

$\eta_3 = (3, 18, 1)$ caminhos que passam por η_1 . Observe que η_2 foi
 $\eta_4 = (4, 17, 1)$ obtido por dois caminhos correspondentes a
 $\eta_5 = (2, 5, 1)$ η_2 e η_5
 $\eta_6 = (4, 10, 2)$
 $\eta_7 = (5, 13, 2)$ caminhos por η_2
 $\eta_8 = (4, 10, 2)$
 $\eta_9 = (5, 13, 2)$ caminhos por η_5 (observe que diferem dos an
 teriores)

Para obter as soluções do problema, basta procurar na lista os elementos associados a nós do alvo e escolher os de custo mínimo.

Associados a nós do alvo: η_3, η_4, η_6 e η_8

Com custo mínimo igual a 10: η_6 e η_8

Caminhos correspondentes:

η_6 : seguindo os apontadores de trás para diante, o caminho correspondente a η_6 é dado por η_0, η_2, η_6 , cujos nós são s, η_2, η_4 .

η_8 : pelo mesmo processo, obtém-se o caminho dado por $\eta_0, \eta_1, \eta_5, \eta_8$, correspondente a $(s, \eta_1, \eta_2, \eta_4)$.

É importante ter em mente que cada elemento corresponde a um caminho a partir de s . Assim, o mesmo nó pode estar presente em vários elementos, correspondendo a vários caminhos (ver η_4, η_6, η_8 no exemplo). Como se buscam

caminhos de custo mínimo, só tem utilidade um elemento associado a cada nó, podendo-se eliminar os elementos de custo maior. No caso de empates, pode-se eliminar um deles arbitrariamente (conserva-se o primeiro obtido).

As eliminações podem ser feitas segundo a regra: Um elemento $\bar{\eta} = (\bar{n}, \bar{c}, \bar{p})$ elimina o elemento $\eta = (n, c, p)$ se $\bar{n} = n$ e $\bar{c} \leq c$.

No exemplo, seriam eliminados:

η_5 por η_2 pois η_2 é anterior (houve empate)

η_4 por η_6

η_8 por η_6 (na realidade, um algoritmo não gera η_8 e η_9 , pois o

η_9 por η_7 antecessor η_5 teria sido eliminado anteriormente).

Com essas eliminações, guarda-se somente um caminho associado a cada nó e a lista restante pode ser representada pelo grafo da figura A-3. Esse grafo é uma arborescência com raiz s (isto é, todos os nós são ligados a s por um único caminho). Observe que a lista e a arborescência são equivalentes.

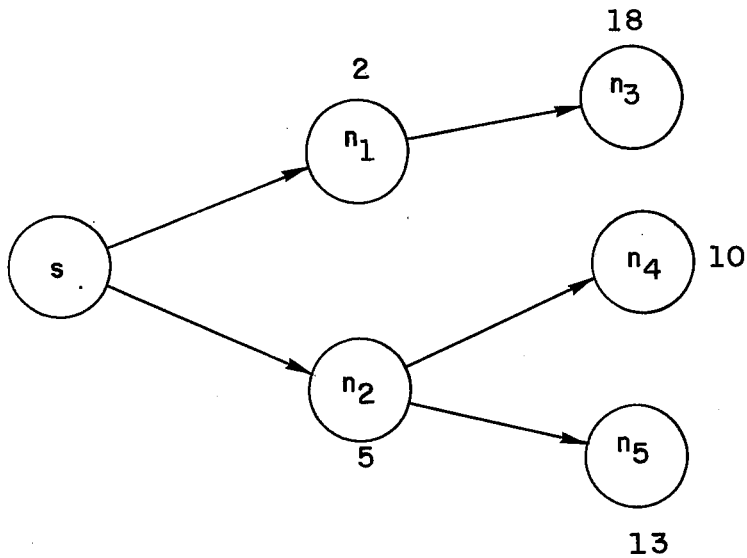


FIG.A.3: arborescência correspondente à lista simplificada. Indicam-se os custos associados aos caminhos de s a cada nó.

ALGORITMO DE BUSCA

Chama-se de expansão de um nó à obtenção de seus sucessores. Um algoritmo consta de uma sequência de expansões, com a finalidade de construir a lista discutida acima. Após cada expansão, devem-se eliminar elementos, seguindo a regra de eliminação.

Para executar esse procedimento, a memória será dividida em três listas, com as seguintes finalidades:

Lista Aberto: Em cada iteração do algoritmo, estão em Aberto (estão abertos) os elementos já obtidos e não expandidos.

Lista Fechado: Consta dos elementos (fechados) já expandidos pelo algoritmo.

Lista SUC: Lista temporária, que guarda os elementos obtidos em cada expansão: após as eliminações, seus elementos são transferidos para Aberto.

Com essas listas, constrói-se um modelo geral de algoritmos de busca. Detalhes sobre o modelo são discutidos após sua apresentação.

MODELO DE ALGORITMO

Passo 0: Introduza em aberto o elemento $(s, 0, 0)$

Passo 1: Se Aberto estiver vazia vá para o passo 5. Senão, escolha em Aberto um elemento $\bar{n} = (\bar{n}, \bar{c}, \bar{p})$. Transfira \bar{n} para Fechado.

Passo 2: Expanda \bar{n} , introduzindo na lista SUC os sucessores $\eta^i = (n_i^i, c^i, p^i)$, $i = 1, 2, \dots, q$
com: $c^i = \bar{c} + c(\bar{n}, n_i^i)$
 $p^i = \text{indicador para } \bar{n}$

Passo 3: Para cada elemento η^i de SUC, execute o procedimento: Compare η^i com todos os elementos de Aberto e Fechado. Se η^i for eliminado por algum elemento (pela regra), retire η^i de SUC. Senão, retire de Aberto e Fechado qualquer elemento eliminado por η^i .

Passo 4: Introduza em Aberto os elementos remanescentes em SUC e vá para o passo 1.

Passo 5: Escolha em Fechado um elemento do alvo com custo mínimo (se existir). Obtenha o caminho entre s e esse nó através dos apontadores e pare.

Algumas observações sobre o modelo de algoritmo se fazem necessárias:

- a) No passo 1, a escolha do elemento a expandir é arbitrária: cada regra de escolha conduz a um algoritmo diferente. Dessa forma, o modelo caracteriza uma família de algoritmos muito geral. Esse aspecto voltará a ser discutido adiante, ao construirmos algoritmos específicos.
- b) No passo 2, elementos do alvo são eventualmente introduzidos em Fechado. Pode ser conveniente colocar esses elementos em uma lista especial, para simplificar o passo 5.

Para ilustrar o modelo, é resolvido no problema da figura A-2, usando a seguinte escolha no passo 1: escolha o elemento de menor índice (primeiro a entrar).

Inicialização: Aberto: $\eta_0 = (s, 0, 0)$

1.^a Iteração: Escolhido : η_0
 Sucessores : $(n_1, 2, 0), (n_2, 5, 0)$
 Eliminações: Nenhuma
 Fechado : $\eta_0(s, 0, 0)$
 Aberto : $\eta_1 = (n_1, 2, 0), \eta_2 = (n_2, 5, 0)$

2.^a Iteração: Escolhido : $\eta_1 = (n_1, 2, 0)$
 Sucessores : $(n_3, 18, 1), (n_4, 17, 1), (n_2, 5, 1)$
 Eliminações: $(n_2, 5, 1)$ eliminado por $\eta_2 = (n_2, 5, 0)$

Fechado : $\eta_0 = (s, 0, 0)$, $\eta_1 = (n_1, 2, 0)$

Aberto : $\eta_2 = (n_2, 5, 0)$, $\eta_3 = (n_3, 18, 1)$,

$\eta_4 = (n_4, 17, 1)$

3.^a Iteração: :

Escolhido : η_2

Sucessores : $(n_4, 10, 2)$, $(n_5, 13, 2)$

Eliminação : η_4 eliminado por $(n, 10, 2)$

Fechado : η_0 , η_1 , η_2

Aberto : $\eta_3 = (n_3, 18, 1)$, $\eta_5 = (n_4, 10, 2)$, $\eta_5 =$
 $= (n_5, 13, 2)$

4.^a Iteração:

Fecha-se η_3 , sem sucessores

5.^a Iteração:

Fecha-se η_5 , sem sucessores

6.^a Iteração:

Fecha-se η_6 , sem sucessores

7.^a Iteração:

Aberto vazia, termina o algoritmo com a solução já conhecida.

Observe-se que, ao fim de cada iteração, construiu-se uma arborescência dentro do grafo, como se ilustra na figura A-4, após a 2.^a iteração. Os elementos abertos correspondem às folhas dessa arborescência.

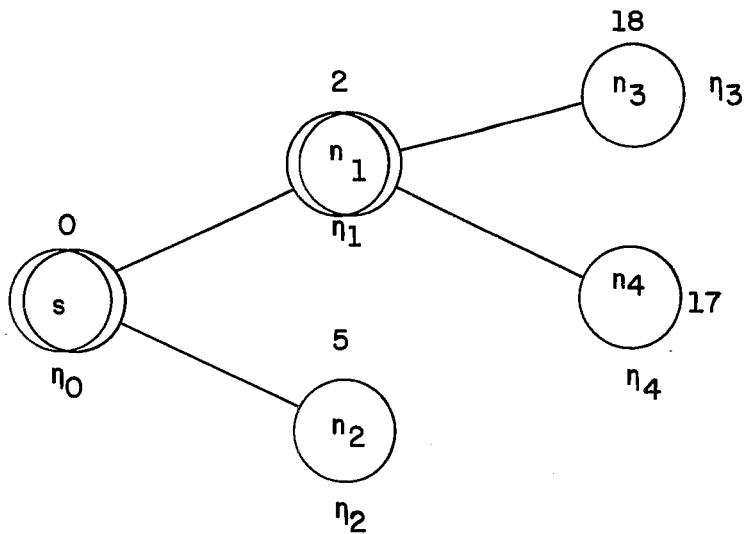


FIG.A.4: arborescência gerada pelo algoritmo até a 2ª. iteração. Círculos duplos indicam elementos fechados.

Observações sobre o passo 1:

A escolha do nó a expandir define "em que direção do grafo se pretende caminhar" a cada iteração, se se deseja alcançar o alvo em poucas iterações, deve-se de algum modo escolher um nó "promissor" para expandir, isto é, um nó que pareça pertencer a um bom caminho. Quando não se tem informação sobre a "distância" entre cada nó e o alvo, a escolha do elemento a expandir deverá basear-se somente no custo desse elemento; escolhe-se o Aberto de menor custo (ver algoritmo de Dijkstra, abaixo). Quando houver informações suplementares (heurísticas) sobre o grafo, podem-se desenvolver regras mais eficientes, comentadas em ¹, ² e ³.

ALGORITMO DE DIJKSTRA

Esse algoritmo é obtido com a seguinte regra de escolha no passo 1:

Escolha em Aberto um elemento $\bar{\eta} = (\bar{n}, \bar{c}, \bar{p})$ com custo \bar{c} mínimo em Aberto.

O algoritmo assim construído é o mais eficiente possível sem informações adicionais e tem algumas propriedades:

- a) Quando um elemento $\bar{\eta}$ é fechado, \bar{c} é o custo de um caminho ótimo de s a \bar{n} .
- b) Os elementos são fechados por ordem crescente de custo, isto é, se η' é fechado depois de η , então $c' \geq c$.

A propriedade (b) é imediata, pois os custos são positivos: quando $\bar{\eta}$ é fechado, seu custo é mínimo e todos os elementos presentes em Aberto posteriormente terão custo maior ou igual a \bar{c} .

Resulta das propriedades acima:

- c) Regra de parada: o algoritmo de Dijkstra pára, quando for fechado um elemento $\bar{\eta}$ do alvo. De fato, qualquer caminho encontrado posteriormente, será mais caro.

Finalmente, descreve-se os passos 1, 5 para o algoritmo de Dijkstra:

Passo 1: Se Aberto estiver vazia, pare (não há caminhos de s a T)

Senão, escolha em Aberto um elemento $\bar{\eta} = (\bar{n}, \bar{c}, \bar{p})$ de custo \bar{c} mínimo em Aberto.

Se $\bar{n} \in T$, vá para o passo 5

Senão, transfira $\bar{\eta}$ para fechado.

Passo 5: Obtenha o caminho entre s e \bar{n} seguindo os apontadores e pare.